TESIS DE LA UNIVERSIDAD DE ZARAGOZA
2025
63

Ana Luisa Olona Solano

Influencia de la disposición de las celdas sobre el comportamiento del pack de baterías ante un incendio y sobre la degradación de la batería

http://zaguan.unizar.es/collection/Tesis

Director/es
Castejón Herrer, Luis
Sanz Osorio, José Francisco

ISSN 2254-7606

Prensas de la Universidad
Universidad Zaragoza



Universidad de Zaragoza
Servicio de Publicaciones

ISSN 2254-7606

Universidad Zaragoza
1542

Tesis Doctoral

INFLUENCIA DE LA DISPOSICIÓN DE LAS CELDAS SOBRE EL COMPORTAMIENTO DEL PACK DE BATERÍAS ANTE UN INCENDIO Y SOBRE LA DEGRADACIÓN DE LA BATERÍA

Autor

Ana Luisa Olona Solano

Director/es

Castejón Herrer, Luis
Sanz Osorio, José Francisco

UNIVERSIDAD DE ZARAGOZA
Escuela de Doctorado

Programa de Doctorado en Ingeniería Mecánica

2024

Repositorio de la Universidad de Zaragoza – Zaguan http://zaguan.unizar.es

Universidad Zaragoza
1542

Tesis Doctoral

INFLUENCIA DE LA DISPOSICIÓN DE LAS CELDAS SOBRE EL COMPORTAMIENTO DEL PACK DE BATERÍAS ANTE UN INCENDIO Y SOBRE LA DEGRADACIÓN DE LA BATERÍA

Autor

Ana Luisa Olona Solano

Director/es

Dr. LUIS CASTEJÓN HERRER

Dr. JOSÉ FRANCISCO SANZ OSORIO

UNIVERSIDAD DE ZARAGOZA

Programa de Doctorado en Ingeniería Mecánica

2024

Repositorio de la Universidad de Zaragoza – Zaguan http://zaguan.unizar.es

UNIVERSIDAD DE ZARAGOZA

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA

INFLUENCIA DE LA DISPOSICIÓN DE LAS CELDAS SOBRE EL COMPORTAMIENTO DEL PACK DE BATERÍAS ANTE UN INCENDIO Y SOBRE LA DEGRADACIÓN DE LA BATERÍA

Tesis presentada para la obtención del
título de Doctor en Ingeniería Mecánica

Autor
Ana Luisa Olona Solano

Director/es:
Dr. Luis Castejón Herrer
Dr. José Francisco Sanz Osorio

Zaragoza, Julio 2024

A mi familia, por su paciencia, amor y apoyo incondicional.

Agradecimientos

La realización de esta tesis no hubiese sido posible sin el apoyo de varias personas e instituciones a las que quiero mostrar mi agradecimiento.

Me gustaría expresar mi más sincero reconocimiento y gratitud a mi director de tesis, Dr. Luis Castejón Herrer, por su apoyo incondicional, sin el cual hubiera sido mucho más difícil llevar a cabo mi tesis. Su labor como director ha demostrado no solo un gran conocimiento y saber hacer, sino también una gran ayuda, comprensión y empatía. Siempre me ha apoyado, guiado y aconsejado durante todo el desarrollo de la tesis. Además, agradezco a mi otro director de tesis, Dr. José Francisco Sanz Osorio, su apoyo en la investigación sobre la degradación de las baterías de vehículos eléctricos. Su amplio conocimiento en este campo y la posibilidad de realizar ensayos en el ciclador ubicado en el laboratorio del Instituto Universitario Mixto de la Energía y Eficiencia de los Recursos en Aragón (ENERGAIA) han sido invaluables para este trabajo.

También quiero expresar mi agradecimiento a Dr. Carlos Arregui Dalmases, Director General de la empresa CENTRO ZARAGOZA, en la cual llevo trabajando más de 20 años. Le estoy profundamente agradecida por brindarme la oportunidad de desarrollar mi Doctorado Industrial, por el sólido apoyo que me ha prestado durante la realización del doctorado y por la gran confianza depositada en mis capacidades.

Agradezco igualmente a la Universidad de Zaragoza por abrirme las puertas y ofrecerme la oportunidad de avanzar en mi carrera profesional, y por seleccionarme para recibir una de las ayudas del Programa de Doctorados Industriales para el año 2020 (DI 4/2020), lo que ha hecho posible la realización de este Doctorado Industrial.

Además, le doy las gracias a todas aquellas personas que durante este tiempo han ayudado a que esta tesis sea hoy una realidad. No puedo dejar de mencionar a mi familia, un pilar fundamental en mi vida, que siempre ha confiado y creído en mí, apoyándome durante la realización y desarrollo de esta tesis y en el cumplimiento de mis sueños. Aunque en algunos momentos haya supuesto un sacrificio para ellos, ya que no he podido dedicarles todo el tiempo que merecen, su apoyo ha sido absoluto. En especial, quiero agradecer a mis padres su amor incondicional y su constante apoyo. Gracias a ellos soy quien soy y he llegado hasta aquí, ya que siempre me han animado. En particular, mi padre siempre depositó en mí una gran esperanza y se alegraba enormemente de mis logros. Espero que ahora también esté muy orgulloso de mí (estoy segura de que lo estará).

Ana L. Olona Solano
Zaragoza, Julio 2024

Abstract

Electric vehicles represent a significant transformation compared to traditional vehicles with internal combustion engines. However, these vehicles present numerous challenges such as charging infrastructure, batteries, costs, maintenance, breakdowns, repairs, safety, risks, insurance, and roadside assistance, among others. Consequently, electric vehicles open up an important field for research and innovation.

The lifespan of lithium-ion batteries varies depending on thermal environment and charging/discharging patterns. To fully utilize these batteries, it's crucial to characterize their performance degradation under different storage and usage conditions. Due to their high energy density and excellent performance, lithium-ion batteries are widely used in most portable electronic devices and energy storage systems. However, fire safety remains a significant concern due to their low thermal stability.

Over the past 30 years, numerous fires caused by lithium-ion batteries have been recorded, demonstrating their incomplete fire safety. Additionally, there have been several serious incidents of fires in electric vehicles, occurring both during driving and during the battery charging and discharging process. In general, lithium-ion batteries are more vulnerable when exposed to high temperatures, electrical faults, or mechanical impacts.

The objective of this thesis is to develop a methodology to test and analyse how the arrangement of cells and their state of charge influence the evolution of a potential fire, whether due to an accident or a fault, as well as battery degradation. Additionally, the study will investigate how a battery dissipates heat based on the number and arrangement of its cells. This analysis will help determine the safest cell arrangement and optimal location for the battery pack. Furthermore, studying battery degradation will assess the value of a damaged battery in an accident and its impact on the total vehicle price

Firstly, a controlled fire test will be conducted on a complete electric vehicle to analyse the temperature evolution and battery behaviour. The fire will be initiated by placing a fuel burner at the bottom of the vehicle's battery. The time since the start of the test and the battery temperature will be monitored using a thermal camera. Initially, the fire will be extinguished with a fire blanket. Once explosions cease and the temperature begins to decrease, the blanket will be removed. Subsequently, monitoring of the vehicle and battery temperature will continue. If the temperature continues to decrease, the fire will be considered extinguished. If the temperature increases, the thermal gradient will be controlled until the fire reignites. In that case, the vehicle will be re-covered and the process repeated. After completing the test and the required quarantine period, the cells will be dismantled to evaluate their behaviour and condition according to their position. The deterioration of the casing will be analysed, documenting the position of each cell and the type of deformation suffered. The condition of the cells will be thoroughly recorded. The objective is to identify which cell/module arrangement is most critical within the battery pack,

using microscopic analysis of the structure and chemical composition of the most damaged cells, both horizontally and vertically, of a battery belonging to a burnt vehicle. And their final condition was compared with the condition of new cells of the same type. In this way, the structure and chemical composition of the cathode, anode, and separator after thermal runaway were compared. This research was carried out to obtain information to understand the mechanical properties of lithium-ion cells and their behavior after thermal runaway heating leading to the propagation of a fire.

The next step involves conducting scaled fire tests with cells, analysing how their arrangement influences the fire evolution and the temperature gradient they experience. In these tests, the cells will be instrumented to obtain maximum information about their behaviour. Thermocouples with a measurement capacity exceeding 1000 °C will be used to measure temperature.

Given that temperature affects battery lifespan and the fact that few research studies have focused on the specific effects of temperature on the traction battery of the electric vehicle during the drying phase in paint booths, this study has conducted tests in the paint booth to analyse how drying temperature affects batteries and whether the module temperatures during drying are lower or higher than those reached during vehicle operation (driving, charging, etc.). Additionally, the influence of the battery state of charge on the temperature reached by the traction battery during the drying phase has been examined. Various temperature measurement methods, including diagnostic equipment and thermocouples were employed to conduct tests.

Additionally, the degradation of the cells will be analysed by subjecting them to cyclic tests of extreme temperatures and evaluating their aging. This will study how temperature affects battery degradation, allowing analysis of how this degradation influences the depreciation of the electric vehicle, still an unknown aspect. Scale tests to analyse degradation will be conducted in a climate chamber, which has a power supply of up to 4 kW. This climate chamber will allow working temperatures between -70 °C and 150 °C

Once the safest arrangement of cells has been determined, the battery pack will be placed inside the vehicle and analysed using various simulation software (ABAQUS Explicit and MADYMO). This analysis will assess the impact of this placement on vehicle behaviour, battery deformation, and the stresses experienced by occupants. The structural behavior of the different battery configurations in the event of a side collision was examined. First, the safest arrangement was established with respect to both cabin intrusion and thermal runaway propagation. Second, the safest arrangement that guarantees the safety of the occupants in the event of a side collision was analyzed using MADYMO. This software includes experimentally validated dummies that allow insight into the stresses experienced by occupants.

The main contributions of this thesis are:

- Experimental characterisation of high-voltage battery behaviour in fire incidents, including the behaviour of each cell, to enhance the overall safety of electric vehicles.
- Determine which arrangement and structure of the cells in the battery pack is safer against thermal runaway due to thermal failure.

- Design and implementation of a secure battery arrangement that remains unaffected in a collision. This study contains sufficient contributions to the new body of knowledge, since there is no study that analyzes the safest configuration in terms of battery behavior with respect to intrusion into the passenger compartment and the effect of thermal runaway, together with the fact that this is the safest configuration for occupants after analyzing the injuries they experience in a side collision for the different configurations.

- Experimental characterisation of cell degradation by varying different parameters and analysing their influence on degradation.

- Analysis of the impact of accumulated aging of the battery pack cells on the resulting price of the electric vehicle at any given time.

Funding for this industrial research project largely comes from CENTRO ZARAGOZA. Additionally, assistance was sought through the IV Call for Grants for the Development of Industrial/Business Doctoral Programmes for the year 2020 (DI 4/2020), dated March 3, 2020, funded by the University of Zaragoza. Following evaluation by the committee appointed by the Rector, this proposal achieved a score of 10.125, making it one of the selected projects to receive this support.

Resumen

Los vehículos eléctricos representan una transformación significativa con respecto a los vehículos tradicionales con motores de combustión interna. Sin embargo, este tipo de vehículos, presentan numerosos desafíos, tales como la infraestructura de recarga, las baterías, los costes, el mantenimiento, las averías, las reparaciones, la seguridad, los riesgos, el aseguramiento y la asistencia en carretera, entre otros. En consecuencia, los vehículos eléctricos abren un importante campo para la investigación y la innovación.

La vida útil de las baterías de ion litio varía según el entorno térmico y los patrones de carga y descarga. Para aprovechar al máximo de este tipo de batería, es crucial caracterizar la degradación de su rendimiento en diferentes condiciones de almacenamiento y uso. Debido a su alta densidad energética y excelente rendimiento, las baterías de ion litio son ampliamente utilizadas en la mayoría de los dispositivos eléctricos portátiles y sistemas de almacenamiento de energía. Sin embargo, la seguridad contra incendios sigue siendo una preocupación importante debido a la baja estabilidad térmica de este tipo de baterías.

En los últimos 30 años, se han registrado numerosos incendios causados por baterías de ion litio, lo que demuestra que estas baterías no son completamente seguras frente a incendios. Además, ha habido varios incidentes graves de incendios en vehículos eléctricos, tanto durante la conducción como en el proceso de carga y descarga de la batería. En general, las baterías de ion litio son más vulnerables cuando están expuestas a altas temperaturas, fallos eléctricos o impactos mecánicos.

El objetivo de esta tesis es desarrollar una metodología para ensayar y analizar cómo la disposición de las celdas y su estado de carga influyen en la evolución de un posible incendio, ya sea por un accidente o por un fallo, así como en la degradación de la batería. Además, se estudiará cómo una batería disipa el calor en función del número y la disposición de sus celdas. Este análisis permitirá determinar la disposición de celdas más segura y la ubicación óptima del pack de baterías. Asimismo, el estudio de la degradación de la batería permitirá evaluar el valor de una batería dañada en un accidente y su impacto en el precio total del vehículo.

En primer lugar, se realizará un ensayo controlado de incendio en un vehículo eléctrico completo para analizar la evolución de la temperatura y el comportamiento de la batería. El fuego se iniciará colocando un quemador de combustible en la parte inferior de la batería del vehículo. El tiempo desde el inicio de la prueba y la temperatura de la batería se monitorizarán utilizando una cámara termográfica. Inicialmente, el fuego se apagará con una manta ignífuga. Una vez cesen las explosiones y la temperatura comience a descender, se retirará la manta. Posteriormente, se continuará monitoreando la temperatura del vehículo y la batería. Si la temperatura sigue descendiendo, se considerará extinguido el incendio. Si la temperatura aumenta, se controlará el gradiente térmico hasta que el incendio se reavive. En ese caso, el vehículo se volverá a cubrir y se repetirá el proceso. Tras completar el ensayo y el tiempo necesario de cuarentena, se desmontarán

las celdas para evaluar su comportamiento y estado según su posición. Se analizará el deterioro de la envolvente y se documentará la posición de cada celda y el tipo de deformación que ha sufrido. El estado de las celdas quedará perfectamente registrado. El objetivo es identificar qué disposición de celdas/módulos es la más crítica dentro del paquete de baterías, utilizando un análisis microscópico de la estructura y composición química de las celdas más dañadas, tanto horizontal como verticalmente, de una batería perteneciente a un vehículo incendiado. Se comparó su estado final con el estado de celdas nuevas del mismo tipo. De esta manera, se compararon la estructura y composición química del cátodo, ánodo y separador después de la fuga térmica. Esta investigación se llevó a cabo para obtener información que permita comprender las propiedades mecánicas de las celdas de ion litio y su comportamiento después del calentamiento por fuga térmica que conduce a la propagación de un incendio.

El siguiente paso consistirá en realizar ensayos controlados de incendio a escala con celdas, analizando cómo influye su disposición en la evolución del incendio y en el gradiente de temperatura que experimentan. En estos ensayos, se instrumentarán las celdas para obtener la máxima información sobre su comportamiento. Para ello, se utilizarán termopares para medir la temperatura con capacidad de medición por encima de los 1000 °C .

Dado que la temperatura afecta la vida útil de las baterías y dado el hecho de que pocos trabajos de investigación se han centrado en los efectos específicos de la temperatura sobre la batería de tracción del vehículo eléctrico durante la fase de secado en las cabinas de pintura, en este estudio se han llevado a cabo ensayos en la cabina de pintura para analizar cómo influye la temperatura de secado en las baterías y si la temperatura que experimentan sus módulos durante el secado es inferior o superior a la alcanzada durante el funcionamiento del vehículo (conducción, carga, etc.). También se ha analizado la influencia del estado de carga de la batería en la temperatura alcanzada por la batería de tracción durante la fase de secado. Se han utilizado varios métodos de medición de temperatura, incluyendo equipos de diagnóstico y termopares, para llevar a cabo las pruebas.

Además, se pretende analizar la degradación de las celdas sometiéndolas a ensayos cíclicos de temperaturas extremas y evaluando su envejecimiento. De este modo, se estudiará cómo la temperatura afecta la degradación de la batería, lo que permitirá analizar cómo esta degradación influye en la depreciación del vehículo eléctrico, un aspecto aún desconocido. Los ensayos a escala para analizar la degradación se realizarán en una cámara climática, que posee una fuente de alimentación de hasta 4 kW. Esta cámara climática permitirá utilizar temperaturas de trabajo comprendidas entre -70 °C y 150 °C.

Una vez determinada la disposición más segura de las celdas, el paquete de baterías se ubicará dentro del vehículo y se realizará un análisis mediante varios softwares de simulación (ABAQUS Explicit y MADYMO). Este análisis evaluará la influencia de dicha ubicación en el comportamiento del vehículo, la deformación de la batería y las solicitaciones experimentadas por los ocupantes. Se ha examinado el comportamiento estructural de las diferentes configuraciones de la batería en caso de una colisión lateral. Primero, se estableció la disposición más segura con respecto a la intrusión en la cabina y la propagación de la fuga térmica. En segundo lugar, se analizará la disposición más segura que garantiza la seguridad de los ocupantes en caso de una colisión lateral, utilizando para ello MADYMO. Este software incluye dummies validados experimentalmente que permiten obtener información sobre las tensiones experimentadas por los ocupantes.

Las principales aportaciones de esta tesis son:

- La caracterización experimental del comportamiento de las baterías de alto voltaje ante un incendio, así como el comportamiento de cada celda, para mejorar la seguridad general de los vehículos eléctricos.

- Determinar qué disposición y estructura de las celdas en el paquete de baterías es más segura frente a la fuga térmica debida a un fallo térmico.

- El diseño e implementación de una disposición de baterías segura que no se vea afectada en una colisión. Este estudio aporta suficientes contribuciones al conocimiento, ya que no existe ningún estudio que analice la configuración más segura en términos del comportamiento de la batería con respecto a la intrusión en el habitáculo del vehículo y el efecto de la fuga térmica, además de ser la configuración más segura para los ocupantes después de analizar las lesiones que experimentan en una colisión lateral para las diferentes configuraciones estudiadas.

- La caracterización experimental de la degradación de las celdas, variando distintos parámetros y analizando su influencia en la degradación.

- El análisis del impacto del envejecimiento previo acumulado de las celdas del pack de baterías sobre el precio resultante del vehículo eléctrico en un momento dado.

La financiación de este proyecto de investigación industrial proviene en gran medida de CENTRO ZARAGOZA. Además, se solicitó una ayuda en la IV Convocatoria de Ayudas para el Desarrollo del Programa de Doctorados Industriales/Empresariales para el año 2020 (DI 4/2020), de 3 de marzo de 2020, financiado por la Universidad de Zaragoza. Tras la evaluación de las solicitudes por la comisión nombrada por el Rector, esta propuesta obtuvo una puntuación de 10,125, siendo una de las seleccionadas para recibir dicha ayuda.

Índice general

1. Introducción 2
1.1 Introducción General 2
1.2 Problemática planteada 2
1.3 Preguntas de Investigación y Objetivos 6
1.4 Antecedentes y Revisión de la literatura 7
1.5 Planteamiento de hipótesis 10
1.6 Importancia del estudio 11
1.7 Estructura de la Tesis 14
1.8 Referencias 15

2. Arquitectura de un pack de baterías 20
2.1 Introducción 20
2.3 Funcionamiento de una celda de ion litio 22
2.2 Tipos de celdas en función de su composición química 25
2.3 Tipos de celdas en función de su forma geométrica 35
2.3 Parámetros fundamentales de una batería de tracción para vehículo eléctrico 38
2.4 Montaje de un pack de baterías para vehículo eléctrico 47
2.4.1 Conexión de celdas 48
2.4.2 Sensor de corriente 51
2.4.3 BMS (Battery Management System) 51
2.4.4 Otros componentes del pack de baterías 52
2.5 Referencias 54

3. Influencia de la disposición de las celdas/módulos de una batería de tracción en la propagación del fuego en caso de Thermal Runaway 57
3.1 Introducción 57
3.2 Materiales y métodos 61
3.2.1 Metodología 61
3.2.1.1 Ensayo de fuego controlado de un vehículo eléctrico 61
3.2.1.2 Identificación de las celdas más dañadas en la batería analizada 64
3.2.1.3 Generación de muestras para el análisis estructural y transversal 67
3.2.1.4 Método para realizar el análisis superficial y estructural 69
3.2.1.5 Método para realizar el análisis químico 70
3.3 Resultados y Discusión 71
3.3.1 Resultados del ensayo superficial: propiedades superficiales y análisis de la composición química 71
3.3.2 Resultados del ensayo estructural: propiedades de la capa de la celda e identificación de características de la celda 98
3.4 Conclusiones 108
3.5 Bibliografía 110

4. Ensayos controlados de incendio a escala a nivel de celdas 114
4.1 Análisis del estado del arte 114
4.1.1 Explicación del fenómeno Thermal Runaway 117
4.2 Metodología de ensayos 118
4.2.1 Ensayo de abuso mecánico 119
4.2.2 Ensayo de abuso eléctrico: Sobrecarga 123
4.2.3 Ensayo de abuso térmico: Calentamiento 125
4.3 Resultados 126
4.3.1 Resultados ensayo de abuso mecánico 126
4.3.2 Resultados ensayo de abuso eléctrico: Sobrecarga 153
4.3.3 Resultados ensayo de abuso térmico: Calentamiento 160
4.4 Conclusiones 185
4.5 Bibliografía 188

5. Ensayo influencia de la T sobre la batería de tracción durante la fase de secado en una cabina de pintura. 195
5.1 Introducción 196
5.2 Ensayos llevados a cabo 202
5.2.1 Vehículo utilizado en los ensayos 202
5.2.2 Cabina de pintura utilizada en los ensayos 207
5.2.3 Equipo utilizado para la medición de temperatura 209
5.2.4 Caracterización de los ensayos llevados a cabo 210
5.3 Resultados 212
5.3.1 Medición de temperatura utilizando equipo de diagnosis de la marca BMW. 212
5.3.2 Medición de temperatura utilizando equipo de diagnosis multimarca TEXA. 235
5.4 Conclusiones 260
5.4.1 Conclusiones cuantitativas y cualitativas. 260
5.4.2 Futuras líneas de investigación 261
5.5 Bibliografía 262

6 Análisis de la degradación de celdas sometiéndolas a ensayos cíclicos 266
6.1 Introducción 266
6.2 Metodología de ensayos 270
6.2.1 Realización ensayos de conducción 275
6.2.2 Condiciones de ciclado 285
6.2.3 Definición de ensayos 287
6.3 Análisis resultados de degradación de las celdas para los distintos estilos de conducción analizados 288
6.3.1 Ensayo de capacidad 288
6.3.2 Ensayo bajo distintos modos de conducción 290
6.3.3 Evolución de DCIR 294
6.4 Análisis resultados de degradación de las celdas para los distintos estilos de conducción analizados (ampliación ensayos) 295
6.4.1 Ensayo bajo distintos modos de conducción (ampliación ensayos) 295
6.4. Conclusión 300
6.5. Bibliografía 302

7 Cálculo del Estado de Salud (SoH) y de la depreciación de una batería 304
7.1 Introducción 304
7.2 Análisis del Estado de Salud (SoH) de una batería de alto voltaje 307

7.2.1 Estimación del SoH de una celda/batería en función de la medición de su resistencia interna 309
7.2.2 Estimación del SoH de una batería/celda en función de la medición de su capacidad 314
7.2.3 Estimación del SoH de una celda/batería en función de la medición de su impedancia 315
7.2.4 Estimación del SoH de una celda/batería :Métodos estadísticos 316
7.2.5 Estimación del SoH de una celda/batería : Soluciones a los métodos actuales 320
7.3 Análisis de la depreciación de la batería de alto voltaje en función de su estado de salud (SoH) 325
7.4. Desarrollo de una interfaz de cálculo 333
7.4 Conclusiones 346
7.5 Bibliografía 347

8. Influencia de la disposición de la batería de tracción sobre el riesgo de escape térmico y sobre las solicitaciones experimentadas por un ocupante de un vehículo eléctrico que experimenta una colisión lateral. 354
8.1 Introducción 355
8.2 Materiales y Métodos 358
8.2.1. Metodología 358
8.2.1.1 Vehículo Eléctrico: Configuración 1 359
8.2.1.2 Vehículo Eléctrico: Configuración 2 360
8.2.1.3 Vehículo Eléctrico: Configuración 3 360
8.2.1.4 Vehículo Eléctrico: Configuración 4 361
8.2.2. Caracterización de los materiales de la batería 361
8.2 Análisis de las lesiones de los ocupantes 365
8.2.1. Modelo de dummy 365
8.2.2. Modelo de vehículo 366
8.2.3. Ensayo de colisión lateral con barrera deformable 366
8.3 Resultados y discusión 367
8.3.1. Thermal Runaway 369
8.3.2. Intrusión en el habitáculo del vehículo 372
8.3.3. Resultados para diferentes configuraciones de Vehículo Eléctrico 374
8.3.4. Influencia de la disposición de la batería sobre el riesgo de lesión 377
8.4 Conclusiones 383
8.5 Bibliografía 385

9. Conclusión 389
9.1 Síntesis 389
9.2 Publicaciones vinculadas con la Tesis o contribuciones 394
9.2.1. Artículos publicados en revistas científicas 394
9.2.2. Participación en Congresos e impartición de ponencias 394
9.3 Líneas futuras de investigación 395

ANEXO I. Data Sheet Tested Cells 398
Anexo I.1. Data Sheet de la celda cilíndrica ensayada 399
Anexo I.2. Data Sheet publicada por AESC, de la celda pouch ensayada 406

Lista de Figuras

Fig. 1.1. El átomo de litio pierde fácilmente un electrón para convertirse en un ion de litio [10]. 4

Fig. 1.2. Comparativa entre el átomo de litio y el átomo de sodio. 5

Fig. 2.1. Acumulador de Gastón Planté. 21

Fig. 2.2. Comparación de los distintos tipos de baterías de iones de litio utilizadas en los vehículos eléctricos en los siguientes aspectos: energía específica (capacidad), potencia específica, seguridad, rendimiento, vida útil y coste (el hexágono exterior es el nivel más deseable) [19]. 28

Fig. 2.3. Voltaje de circuito abierto (OCV, Open CIrcuit Voltage) de las distintas celdas analizadas para distintas profundidades de descarga (DOD, Depth of DIscharge) [20]. 29

Fig. 2.4. Retención de capacidad de descarga frente al recuento de ciclos completo en las celdas analizadas [21]. 30

Fig. 2.5. Aceleración calorimétrica para distintas químicas de celdas de ion litio [22]. 30

Fig. 2.6. Comparación entre una batería de ion litio y una batería de litio metálico [23]. 32

Fig. 2.7. Distintos tipos de celdas de ion litio en función de su forma: cilíndrica, pouch y prismática. 36

Fig. 2.8. Gráfica de los principales proveedores de celdas [24]. 37

Fig. 2.9. Gráfica de energía específica en función de la potencia específica para diferentes sistemas de almacenamiento [25]. 38

Fig. 2.10. Curvas de descarga de celdas de ion litio 18650 dependiendo de la tasa de descarga (gráfica superior) y de la temperatura (gráfica inferior) [27]. 46

Fig. 2.11. Equilibrio de los principales factores que deben cumplir las baterías para alargar su vida útil. 47

Fig. 2.12. Esquema de cuatro celdas 18650 de ion litio conectadas en serie (4s). 48

Fig. 2.13. Esquema de cuatro celdas 18650 de ion litio conectadas en paralelo (4p). 49

Fig. 2.14. Esquema de cuatro celdas 18650 de ion litio, dos conectadas en serie y luego estos paquetes de celdas conectados en paralelo (2s2p). 49

Fig. 2.15. Ejemplo de uso de pasta térmica (TIM) en la parte inferior de los módulos de un pack de baterías de Renault Clio V E-Tech Hybrid (2021-). 50

Fig. 2.16. Imagen de un sensor de corriente. 51

Fig. 2.17. Comparación de una BMS de Tesla en correcto estado con otra BMS de Tesla que tiene una conexión oxidada (señalada en rojo). 52

Fig. 2.18. Distintos componentes de la batería del Toyota Prius. 53

Fig. 2.19. Identificación de un módulo y de los conductos de ventilación en una batería de un Toyota Prius. 54

Fig. 3.1. Mecanismo de fallo de la batería de iones de litio y el subsiguiente Thermal Ruaway para el caso de vehículos eléctricos [11]. 58

Fig. 3.2. Bomberos del Ayuntamiento de Zaragoza cubriendo el vehículo incendiado con la manta ignífuga. 62

Fig. 3.3. (a) Pack de batería antes del ensayo de incendio. (b) Detalle de un módulo de batería construido con una configuración de 4 celdas. 63

Fig. 3.4. Imágenes del ensayo de incendio controlado realizado en el vehículo Nissan Leaf objeto de estudio. 64

Fig. 3.5. Imágenes del estado del pack de baterías, del módulo, y de las celdas de ion litio en el interior del pack de baterías. 65

Fig. 3.6. Despiece e identificación de los módulos de la batería de tracción de un Nissan Leaf de primera generación. 65

Fig. 3.7. *Batería del Nissan Leaf quemada desmontada en la disposición en la que se encuentra en el vehículo.* 66

Fig. 3.8. Imágenes del estado del módulo 30 (disposición horizontal) del pack de baterías del vehículo Nissan Leaf incendiado. Este módulo ha sido identificado como el más dañado entre los módulos en disposición horizontal. 66

Fig. 3.9. Imágenes del estado del módulo 11 (disposición vertical) del pack de baterías del vehículo Nissan Leaf incendiado. Este módulo ha sido identificado como el más dañado entre los módulos en disposición vertical. 66

Fig. 3.10. Despiece de la batería del Nissan Leaf de primera generación, con identificación de los módulos más dañados, sombreados en azul. 67

Fig. 3.11. Muestra y obtención de la muestra para el análisis estructural. 67

Fig. 3.12. Obtención de la muestra para el análisis superficial. 68

Fig. 3.13. Obtención de muestras de una celda calcinada del módulo 30. 68

Fig. 3.14. Estructura de capas apilada de una celda incrustada en resina y pulida, utilizada para identificar los parámetros y la estructura de la celda. 69

Fig. 3.15. Vistas de los ensayos superficiales llevados a cabo. 70

Fig. 3.16. Comparación de las imágenes obtenidas con el FESEM de diferentes áreas del cátodo superior del módulo 30, del módulo 11 y de una celda nueva. 72

Fig. 3.17. Comparación de las imágenes obtenidas con el FESEM de diferentes áreas del cátodo inferior del módulo 30, del módulo 11 y de una celda nueva. 73

Fig. 3.18. Análisis morfológico de la transformación del cátodo superior del Módulo 30 y del Módulo 11 tras el TR comparado con la estructura inicial del cátodo de una célula nueva. 74

Fig. 3.19. Análisis morfológico de la transformación del cátodo inferior del Módulo 30 y del Módulo 11 tras el TR comparado con la estructura inicial del cátodo de una célula nueva. 74

Fig. 3.20. Composición química del cátodo original utilizando espectros de energía dispersiva de rayos X (EDXS). 75

Fig. 3.21. Composición química del cátodo superior del módulo 30 incendiado utilizando espectros de energía dispersiva de rayos X (EDXS). 76

Fig. 3.22. Composición química del cátodo inferior del módulo 30 utilizando espectros de energía dispersiva de rayos X (EDXS). 77

Fig. 3.23. Distribución de los elementos en cada área analizada del cátodo superior del módulo 30 incendiado. 78

Fig. 3.24. Distribución de los elementos en cada área analizada del cátodo inferior del módulo 30 incendiado. 79

Fig. 3.25. Composición química del cátodo superior del módulo 11 utilizando espectros de energía dispersiva de rayos X (EDXS). 79

Fig. 3.26. Composición química del cátodo inferior del módulo 11 utilizando espectros de energía dispersiva de rayos X (EDXS). 81

Fig. 3.27. Comparación de las imágenes obtenidas con el FESEM de diferentes áreas del ánodo superior del módulo 30, del módulo 11 y de la celda nueva. 83

Fig. 3.28. Comparación de las imágenes obtenidas con el FESEM de diferentes áreas del ánodo inferior del módulo 30, del módulo 11 y de la celda nueva. 83

Fig. 3.29. (a) Celda c del módulo 30; (b) Módulo 11 incendiado; (c) Módulo 30 incendiado. 85

Fig. 3.30. Análisis morfológico de la transformación del ánodo superior del módulo 30 y del módulo 11 tras el TR comparado con la estructura anódica inicial de una celda nueva. 85

Fig. 3.31. Análisis morfológico de la transformación del ánodo inferior del módulo 30 y del módulo 11 tras el TR comparado con la estructura anódica inicial de una celda nueva. 85

Fig. 3.32. Composición química del ánodo de una celda nueva. 86

Fig. 3.33. Composición química del ánodo 2 de una celda nueva. 87

Fig. 3.34. Composición química del ánodo superior del módulo 30 incendiado. 88

Fig. 3.35. Composición química del ánodo superior del módulo 30 incendiado. 89

Fig. 3.36. Composición química del ánodo superior del módulo 30 incendiado. 89

Fig. 3.37. Composición química del ánodo inferior del módulo 30 incendiado. 90

Fig. 3.38. Composición química del ánodo superior del módulo 11 incendiado. 91

Fig. 3.39. Composición química del ánodo inferior del módulo 11 incendiado. 93

Fig. 3.40. Análisis morfológico del separador. La primera imagen se ha obtenido con un aumento de 1,00 K X, y la segunda imagen con un aumento de 30.00 K X. 96

Fig. 3.41. Análisis morfológico del separador. Mediciones. 96

Fig. 3.42. Composición química del separador. 97

Fig. 3.43. Imágenes de la sección de la celda pouch en la zona 3 (zona central del lado opuesto al que se encuentran las pestañas de la celda Figura 3.11a). 99

Fig. 3.44. Distribución de los elementos de una celda pouch nueva en la zona 3 (zona central del lado opuesto al que se encuentran las pestañas de la celda). 99

Fig. 3.45. Composición química de cada una de las capas de la celda pouch del módulo 30 en la zona 3 (zona central del lado opuesto al que se encuentran las pestañas de la celda Figura 3.11a). 100

Fig. 3.46. Composición química de cada una de las capas de la celda pouch del módulo 11 en la zona 3 (zona central del lado opuesto al que se encuentran las pestañas de la celda Figura 3.11a). 101

Fig. 3.47. Imágenes de la sección de la celda pouch en la zona 1 (zona del ánodo) de la celda (figura 3.11a). 101

Fig. 3.48. Composición química de cada una de las capas de la celda pouch del módulo 30 en la 1 (zona del ánodo) de la celda (figura 3.11a). 102

Fig. 3.49. Composición química de cada una de las capas de la celda pouch del módulo 11 en la 1 (zona del ánodo) de la celda (figura 3.11a). 103

Fig. 3.50. Composición química de cada una de las capas de la celda pouch de la celda nueva en la 1 (zona del ánodo) de la celda (figura 3.11a). 104

Fig. 3.51. Imágenes de la sección de la celda pouch en la zona 2 (zona del cátodo) de la celda. 105

Fig. 3.52. Composición química de cada una de las capas de la celda del módulo 30 en la zona 2 (zona del cátodo). 106

Fig. 3.53. Composición química de cada una de las capas de la celda del módulo 11 en la zona 2 (zona del cátodo). 107

Fig. 3.54. Composición química de cada una de las capas de la celda nueva pouch en la zona 2 (zona del cátodo). 108

Fig. 4.1 Esquema de los procesos de Thermal Runaway en una celda de óxido de litio-cobalto (LCO Lithium Cobalt Oxide)/ grafito [41]. 118

Fig. 4.2. Las colisiones entre vehículos eléctricos pueden causar TR de la batería de ion litio y posterior incendio [42]. 119

Fig. 4.3. Imágenes de distintos vehículos eléctricos deformados en un ensayo de crash test. Fuente: Renault Zoe [44] y NIO EL6 [45]. 121

Fig. 4.4. Imagen del set-up del ensayo de sobrecarga (arriba) e imagen del cargador utilizado para alimentar 10 A en CC (abajo). 124

Fig. 4.5. Imagen de la plancha eléctrica instrumentalizada con un termostato con control PID, utilizada para los ensayos de calentamiento. 125

Fig. 4.6. Imagen del set-up del ensayo de perforación con elemento punzante sobre la parte lateral de una celda con un SoC del 100%. 127

Fig. 4.7. Se muestran imágenes del estado de la celda A tras el ensayo, dónde puede apreciarse claramente la perforación que ha experimentado. 127

Fig. 4.8. Temperatura y voltaje de la Celda A (SoC 100%) en función del tiempo, durante el ensayo de abuso mecánico en el que se le somete a una perforación en dirección perpendicular al eje longitudinal de la ceda hasta provocar el cortocircuito. 128

Fig. 4.9. Imagen de los daños en la celda A ensayada por abuso mecánico por perforación en dirección transversal al eje longitudinal de la celda. 129

Fig. 4.10. Imágenes de los principales eventos que experimenta la celda A (SoC 100%) durante el ensayo de abuso mecánico (perforación en dirección perpendicular al eje longitudinal de la celda). 130

Fig. 4.11. Imagen del set-up del ensayo de perforación con elemento punzante sobre la parte lateral de una celda con un SoC del 50%. 131

Fig. 4.12. Se muestran imágenes del estado de la celda D tras el ensayo, dónde puede apreciarse claramente la perforación que ha experimentado. 132

Fig. 4.13. Temperatura y voltaje de la Celda D (SoC 50%) en función del tiempo, durante el ensayo de abuso mecánico en el que se le somete a una perforación en dirección perpendicular al eje longitudinal de la ceda hasta provocar el cortocircuito. 133

Fig. 4.14. Imagen de los daños en la celda D (SoC 50%) ensayada por abuso mecánico por perforación en dirección transversal al eje longitudinal de la celda. 134

Fig. 4.15. Imágenes de los principales eventos que experimenta la celda D (SoC 50%) durante el ensayo de abuso mecánico (perforación en dirección perpendicular al eje longitudinal de la celda). 135

Fig. 4.16. Imagen del set-up del ensayo de perforación con elemento punzante sobre la zona del polo negativo de una celda con un SoC del 100%. 136

Fig. 4.17. Se muestran imágenes del estado de la celda C tras el ensayo, dónde puede apreciarse claramente la perforación que ha experimentado. 137

Fig. 4.18. Temperatura y voltaje de la Celda C (SoC 100%) en función del tiempo, durante el ensayo de abuso mecánico en el que se le somete a una perforación en dirección del eje longitudinal de la ceda hasta el cortocircuito. 137

Fig. 4.19. Imagen de los daños en la celda C ensayada por abuso mecánico por perforación en dirección del eje longitudinal de la celda. 138

Fig. 4.20. Imágenes de los principales eventos que experimenta la celda C (SoC 100%) durante el ensayo de abuso mecánico (perforación en dirección del eje longitudinal de la celda). 139

Fig. 4.21. Imagen del set-up del ensayo de perforación con elemento punzante sobre la zona del polo negativo de una celda con un SoC del 50%. 140

Fig. 4.22. Se muestran imágenes del estado de la celda B tras el ensayo, dónde puede apreciarse claramente la perforación que ha experimentado. 140

Fig*. 4.23. Temperatura y voltaje de la Celda B (SoC 50%) en función del tiempo, durante el ensayo de abuso mecánico en el que se le somete a una perforación en dirección del eje longitudinal de la ceda hasta el cortocircuito.* 141

Fig. 4.24. Imagen de los daños en la celda B (SoC 50%) ensayada por abuso mecánico por perforación en dirección del eje longitudinal de la celda. 141

Fig. 4.25. Imágenes de los principales eventos que experimenta la celda B (SoC 50%) durante el ensayo de abuso mecánico (perforación en dirección del eje longitudinal de la celda). 142

Fig. 4.26. Comparativa cualitativa del estado final de las celdas ensayadas (analizando su exterior). 144

Fig. 4.27. Comparativa cualitativa del estado final de las celdas ensayadas (analizando su interior). 144

Fig. 4.28. Comparativa de la temperatura alcanzada por las celdas durante los ensayos a los que han sido sometidas. 145

Fig. 4.29. Comparativa del comportamiento del voltaje de las celdas durante los ensayos a los que han sido sometidas. 146

Fig. 4.30. Imagen del set-up del ensayo de perforación con elemento punzante sobre la zona del polo negativo de una celda con un SoC del 100%. 147

Fig. 4.31. Imágenes del estado de la celda NMC tras el ensayo, dónde puede apreciarse claramente la perforación que ha experimentado. 148

Fig. 4.32. Temperatura y Voltaje de la Celda NMC (SoC 100%) perforada en dirección del eje longitudinal de la ceda hasta el cortocircuito. 149

Fig. 4.33. Imagen de los daños en la celda NMC ensayada por abuso mecánico por perforación en dirección del eje longitudinal de la celda. 149

Fig. 4.34. Comparativa cualitativa de los daños en la celda NMC (izquierda) con los daños de la celda LFP (celda C) (derecha), ensayadas por abuso mecánico por perforación en dirección del eje longitudinal de la celda. 150

Fig. 4.35. Imágenes de los principales eventos que experimenta la celda NMC (SoC 100%) durante el ensayo de abuso mecánico (perforación en dirección del eje longitudinal de la celda). 151

Fig. 4.36. Temperatura de la Celda NMC (SoC 100%) y de la celda C (LFP, SoC 100%) perforadas en dirección del eje longitudinal de la ceda hasta el cortocircuito. 152

Fig. 4.37. Perfil de temperatura alcanzada por las celdas pouch sometidas al ensayo de sobrecarga, para temperatura ambiente de 40°C y de 25 °C. 154

Fig. 4.38. Imágenes de los principales eventos que experimenta la celda pouch 1 con una temperatura ambiente de 40°C durante el ensayo de abuso eléctrico por sobrecarga. 155

Fig. 4.39. Imágenes de los principales eventos que experimenta la celda pouch 2 con una temperatura ambiente de 25°C durante el ensayo de abuso eléctrico por sobrecarga. 156

Fig. 4.40. Imagen de la celda pouch en estado original que se va a utilizar en los ensayos de sobrecarga. 157

Fig. 4.41. Estado de la celda pouch 1 (izquierda) y de la celda pouch 2 (derecha) en el instante de máximo hinchado, momento en el que se apaga la fuente de alimentación. 157

Fig. 4.42. Estado de la celda pouch 1 (izquierda) y de la celda pouch 2 (derecha) en el Instante de máximo hinchado tras apagar la fuente de alimentación. 157

Fig. 4.43. Estado final estable de la celda pouch 1 y pouch 2 un día después del ensayo de sobrecarga. 158

Fig. 4.44. En la primera imagen se muestran las dos celdas con el utillaje utilizado para que no se muevan durante el ensayo. En la imagen segunda y tercera se observa el estado de las celdas tras el ensayo 1. 161

Fig. 4.45. Temperatura de la celda 4 (línea continua) como resultado del calentamiento al colocarla sobre la plancha eléctrica (Ensayo 1). 161

Fig. 4.46. Imágenes del estado de las celdas tras el ensayo, colocadas con un utillaje para que no se muevan durante el ensayo 2. 162

Fig. 4.47. Temperatura de la celda 5 y de la celda 6 (líneas continuas) como resultado del calentamiento al colocarla sobre la plancha eléctrica (Ensayo 2). 163

Fig. 4.48. En la primera imagen se muestran las dos celdas antes del ensayo con el utillaje utilizado para que no se muevan las celdas durante el ensayo. En la imagen segunda y tercera se observa el estado de las celdas tras el ensayo 3. 164

Fig. 4.49. Temperatura de la celda 9 (línea continua) como resultado del calentamiento al colocarla sobre la plancha eléctrica (Ensayo 3). 164

Fig. 4.50. En la primera imagen se muestran las dos celdas sobre la plancha con el utillaje utilizado para que no se muevan las celdas durante el ensayo. En la imagen segunda y tercera se observa el estado de las celdas tras el ensayo. 165

Fig. 4.51. Temperatura de la celda 7 (línea continua) como resultado del calentamiento al colocarla sobre la plancha eléctrica (Ensayo 4). 166

Fig. 4.52. Imagen de las celdas con un SoC del 50%, colocadas con un utillaje en disposición vertical y conectadas en paralelo sobre la plancha, antes de comenzar el ensayo de calentamiento. 167

Fig. 4.53. En la primera imagen se muestran las dos celdas con el utillaje utilizado para que no se muevan las celdas durante el ensayo. En la imagen segunda y tercera se observa el estado de las celdas tras el ensayo. 167

Fig. 4.54. Temperatura de la celda 11 (línea continua) como resultado del calentamiento al colocarla sobre la plancha eléctrica (Ensayo 5). 168

Fig. 4.55. Imagen de las celdas colocadas con un utillaje en disposición horizontal sobre la plancha, antes de comenzar el ensayo de calentamiento. 169

Fig. 4.56. En la primera imagen se muestran las dos celdas vistas desde arriba, en la segunda imagen se observa la parte superior de las celdas (donde se encuentra la válvula de venteo) y en la tercera imagen se observa la parte inferior de las celdas. 169

Fig. 4.57. Temperatura de la celda 1 (línea continua) como resultado del calentamiento al colocarla sobre la plancha eléctrica (Ensayo 6). 170

Fig. 4.58. Imagen de las celdas colocadas con un utillaje en disposición horizontal conectadas en serie sobre la plancha, antes de comenzar el ensayo de calentamiento. 171

Fig. 4.59. En la primera imagen se muestran las dos celdas vistas desde arriba, en la segunda imagen se observa la parte superior de una de las celdas (donde se encuentra la válvula) y en la tercera imagen se observa la parte superior de otra de las celdas. 171

Fig. 4.60. Temperatura de la celda 15 (línea continua) como resultado del calentamiento al colocarla sobre la plancha eléctrica (Ensayo 7). 172

Fig. 4.61. Imagen de las celdas con una SoC del 50%, colocadas con un utillaje en disposición vertical conectadas en serie sobre la plancha, antes de comenzar el ensayo de calentamiento. 173

Fig. 4.62. En la primera imagen se muestran las dos celdas vistas desde arriba, en la segunda imagen se observa la parte inferior de la celda 13 y en la tercera imagen se observa la parte superior de la celda 17 (dónde se encuentra la válvula). 173

Fig. 4.63. Temperatura de la celda 13 (línea continua) como resultado del calentamiento al colocarla sobre la plancha eléctrica (Ensayo 8). 174

Fig. 4.64. Comparativa del perfil de temperatura experimentada por cada una de las celdas ensayadas en distinta disposición y con distinto tipo de conexión. 175

Fig. 4.65. Imágenes de los principales eventos que experimenta las celdas sometidas a ensayo de abuso térmico, disposición vertical con un SoC del 50% y conectada en paralelo (izquierda) y en paralelo (derecha). 176

Fig. 4.66. Imágenes de los principales eventos que experimenta las celdas sometidas a ensayo de abuso térmico, disposición vertical con un SoC del 100% y conectada en paralelo (izquierda) y en paralelo (derecha). 177

Fig. 4.67. Imágenes de los principales eventos que experimenta las celdas sometidas a ensayo de abuso térmico, disposición horizontal con un SoC del 50% y conectada en paralelo (izquierda) y en paralelo (derecha). 179

Fig. 4.68. Imágenes de los principales eventos que experimenta las celdas sometidas a ensayo de abuso térmico, disposición vertical con un SoC del 100% y conectada en paralelo (izquierda) y en paralelo (derecha). 180

Fig. 4.69. Estado final de las celdas después de los ensayos de abuso térmico por calentamiento, una vez quitada la tapa superior. 181

Fig. 4.70. Estado de la celda 7 ensayada (Ensayo 4: disposición vertical conexión en paralelo SoC 100%). 183

Fig. 4.71. Estado de la celda 10 (Ensayo 3: disposición horizontal conexión paralelo SoC 100%). .. 184

Fig. 4.72. Temperaturas críticas de inicio de reacciones (onset temperature) para distintos SoC y para distintas químicas [76]. 185

Fig. 5.1. Ubicación del estribo (A) [13]. Imagen en la que se puede observar la posición de la batería de alta tensión y la posición del estribo [14] 198

Fig. 5.2. Distintas partes de la unidad de batería de alto voltaje del vehículo BMW i3 utilizado en los ensayos. Fuente: Manuales BMW. 203

Fig. 5.3. Componentes y disposición del sistema de almacenamiento de energía del vehículo BMW i3 [26]. 206

Fig. 5.4. Imagen de un módulo de la batería de tracción del vehículo BMW i3 utilizado en los ensayos de la cabina de pintura y ubicación de los sensores de temperatura. 206

Fig. 5.5. Componentes y disposición del módulo del sistema de almacenamiento de energía del vehículo BMW i3 [26]. 207

Fig. 5.6. Distintos trabajos de pintado en la cabina de pintura de CENTRO ZARAGOZA. 208

Fig. 5.7. Imagen del exterior (izquierda) y del interior (derecha) de la cabina de pintura de CENTRO ZARAGOZA utilizada durante los ensayos. 209

Fig. 5.8. Imagen del Datalogger Keysight 970 A y del módulo de adquisición de 20 canales. 209

Fig. 5.9. Imagen de un pantallazo del software de visualización y registro BenchVue. 210

Fig. 5.10. Imagen del termopar tipo T con un cable de 4 metros para conectarlo en el panel de termopares. 210

Fig. 5.11. Imagen de la información que muestra el equipo de diagnosis TEXA respecto a la temperatura de la batería de tracción. 212

Fig. 5.12. Imagen de conexión del equipo de diagnosis de la marca BMW a la OBD del vehículo BMW i3. 213

Fig. 5.13. Imagen del BMW i3 en el interior de la cabina de pintura, preparado para realizar el ensayo de medición de temperatura. 214

Fig. 5.14. Imágenes durante la realización de los ensayos con el equipo de diagnosis de la marca BMW. 214

Fig. 5.15. Imagen del cuadro de mandos de la cabina de pintura, en la que se observa la temperatura y el tiempo programado (izquierda). Imagen de la ubicación de la sonda que controla la temperatura en el interior de la cabina. 215

Fig. 5.16. Imagen del medidor EL-USB-2-LCD utilizado para medir la temperatura y la humedad en el interior de la cabina de pintura durante los ensayos. 215

Fig. 5.17. Imagen de la cámara termográfica HTI 03 THERMAL IMAGER (120x90) utilizada para medir la temperatura en distintos puntos de la carrocería cercanos a la ubicación de la batería de alto voltaje. 215

Fig. 5.18. Imágenes de los puntos de medición en la parte inferior del vehículo (bajo la batería de alto voltaje). 216

Fig. 5.19. Imágenes de los puntos de medición en la zona del estribo. 216

Fig. 5.20. Imagen de los valores que muestra el equipo de diagnosis, entre los que se puede observar el valor de estado de carga actual (valor visualizado) y el estado de carga. 217

Fig. 5.21. Imagen donde se muestra el estado de la válvula de cierre del sistema de refrigeración de la batería de alto voltaje y la temperatura media de las celdas. 217

Fig. 5.22. Imagen donde se muestra la temperatura y el voltaje de cada uno de los módulos de la batería de tensión ensayada (estado de carga de la batería SoC 50%). 218

Fig. 5.23. Gráfica en la que se muestra la temperatura (rojo) y la humedad (azul) registradas por el medidor EL-USB-2-LCD situado en el interior de la cabina durante el ensayo llevado a cabo con la batería con un SoC del 50%. 218

Fig. 5.24. Imagen de la medición de la temperatura en la parte inferior del vehículo BMW i3, utilizando para ello la cámara termográfica. 219

Fig. 5.25. Imágenes captadas con la cámara termográfica en los cuatro puntos de medición definidos, al finalizar el Ensayo 1, definido en la tabla anterior. 219

Fig. 5.26. Imágenes captadas con la cámara termográfica en los cuatro puntos de medición definidos, al finalizar el Ensayo 2, definido en la tabla anterior. 220

Fig. 5.27. Imágenes captadas con la cámara termográfica en los cuatro puntos de medición definidos, al finalizar el Ensayo 3, definido en la tabla anterior. 220

Fig. 5.28. Imágenes captadas con la cámara termográfica en los cuatro puntos de medición definidos, al finalizar el Ensayo 4, definido en la tabla anterior. 220

Fig. 5.29. Gráfica de la temperatura medida en distintos puntos de la carrocería con cámara termográfica en los cuatro ensayos llevados a cabo. 221

Fig. 5.30. Gráfica de la temperatura en cada uno de los módulos de la batería de tracción obtenida con el equipo de diagnosis de BMW en los cuatro ensayos llevados a cabo. 222

Fig. 5.31. Identificación de la posición de los módulos en el pack de baterías. Fuente: Manual BMW i01. 223

Fig. 5.32. Imagen de los valores que muestra el equipo de diagnosis, entre los que se puede observar el valor de estado de carga actual (valor visualizado) y el estado de carga. 224

Fig. 5.33. Gráfica en la que se muestra la temperatura (rojo) y la humedad (azul) registradas por el medidor EL-USB-2-LCD situado en el interior de la cabina durante el ensayo llevado a cabo con la batería con un SoC del 100%. 224

Fig. 5.34. Imagen donde se muestra la temperatura y el voltaje de cada uno de los módulos de la batería de tensión ensayada. 225

Fig. 5.35. *Imagen donde se muestra la temperatura y el voltaje de cada uno de los módulos de la batería de alta tensión ensayada, cuando la temperatura de la cabina es 58,5 °C.* 226

Fig. 5.36. Captura de la pantalla del equipo de diagnosis BMW, donde se observa que la válvula de cierre del sistema de refrigeración está abierta. 226

Fig. 5.37. Captura de la pantalla de equipo de diagnosis de BMW, donde se observa la temperatura de cada uno de los módulos después de abrirse la válvula de cierre del sistema de refrigeración. 227

Fig. 5.38. Captura de la pantalla del equipo de diagnosis de BMW, donde se muestra la temperatura y el voltaje de cada uno de los módulos de la batería de tensión ensayada, alcanzados cuando se detiene el ensayo. 228

Fig. 5.39. Imagen donde se muestra la temperatura alcanzada en el compresor en el momento en el que se activa. 228

Fig. 5.40. *Imágenes captadas con la cámara termográfica en los cuatro puntos de medición definidos, al finalizar el Ensayo 1, definido en la tabla anterior.* 229

Fig. 5.41. Imágenes captadas con la cámara termográfica en los cuatro puntos de medición definidos, al finalizar el Ensayo 2, definido en la tabla anterior. 229

Fig. 5.42. Imagen captada con la cámara termográfica en el compresor para comprobar su funcionamiento en el Ensayo 2. 230

Fig. 5.43. Imágenes captadas con la cámara termográfica en los cuatro puntos de medición definidos, al finalizar el Ensayo 3, definido en la tabla anterior. 230

Fig. 5.44. Imagen captada con la cámara termográfica en el compresor para comprobar su funcionamiento en el Ensayo 3. 230

Fig. 5.45. Imágenes captadas con la cámara termográfica en los cuatro puntos de medición definidos, al finalizar el Ensayo 4, definido en la tabla anterior. 231

Fig. 5.46. Imagen captada con la cámara termográfica en el compresor para comprobar su funcionamiento en el Ensayo 4. 231

Fig. 5.47. Gráfica de la temperatura medida en distintos puntos de la carrocería con cámara termográfica en los cuatro ensayos llevados a cabo con un SoC en la batería del 100%. 232

Fig. 5.48. *Gráfica de la temperatura en cada uno de los módulos de la batería de tracción obtenida con el equipo de diagnosis de BMW en los cuatro ensayos llevados a cabo con un SoC en la batería del 100%.* 233

Fig. 5.49. *Gráfica de la temperatura medida en distintos puntos de la carrocería con cámara termográfica en los cuatro ensayos llevados a cabo para distintos SoC de la batería analizados.* . 234

Fig. 5.50. *Gráfica de la temperatura en cada uno de los módulos de la batería de tracción obtenida con el equipo de diagnosis de BMW en los cuatro ensayos llevados a cabo para distintos SoC de la batería analizados.* 234

Fig. 5.51.Imagen del BMW i3 ensayado dentro de la cabina de pintura con el panel de conexión de termopares (izquierda). Detalle del panel dónde van conectados los cables de los 8 termopares colocados en cada uno de los módulos de la batería y el del termopar colocado en el compresor. 236

Fig. 5.52. *Imagen de la conexión del equipo de diagnosis TEXA a la OBD II del vehículo BMW I3 (izquierda) e imagen de los equipos de medición, por un lado, el equipo de medición de temperatura y por otro lado el equipo de TEXA.* 236

Fig. 5.53. Procedimiento de desmontaje de la batería de alto voltaje del vehículo BMW i3 a ensayar. 237

Fig. 5.54. Colocación de los termopares en cada uno de los 8 módulos de la batería de alto voltaje del vehículo BMW i3 a ensayar. 238

Fig. 5.55. Imagen en la que se muestra la numeración que se le ha dado a cada uno de los módulos de la batería de tracción del vehículo BMW i3 (izquierda), teniendo en cuenta la numeración que tienen dichos módulos según indica el fabricante (derecha). 239

Fig. 5.56. Imagen donde puede apreciarse el orificio (válvula de alivio) por donde se saca el cableado de los termopares colocados, que posteriormente se conectaran a un panel de conexión (izquierda). Imagen del panel de conexión donde se conectan los cables de los termopares para posteriormente con el datalogger visualizar la temperatura en la zona medida (derecha). 239

Fig. 5.57. Procedimiento de montaje de la batería de alto voltaje del vehículo BMW i3 a ensayar, una vez que se han colocado los termopares sobre los módulos en los que se va a medir su temperatura durante los ensayos a realizar. 240

Fig. 5.58. Gráfica en la que se muestra la temperatura (rojo) y la humedad (azul) registradas por el medidor EL-USB-2-LCD situado en el interior de la cabina durante el ensayo llevado a cabo con la batería con un SoC del 50% (equipo de diagnosis TEXA + termopares). 241

Fig. 5.59. Imágenes captadas con la cámara termográfica en los cuatro puntos de medición definidos, al finalizar el Ensayo 1, definido en la tabla anterior. 242

Fig. 5.60. *Imagen captada con la cámara termográfica en el compresor para comprobar su funcionamiento en el Ensayo 1.* 242

Fig. 5.61. Imágenes captadas con la cámara termográfica en los cuatro puntos de medición definidos, al finalizar el Ensayo 2, definido en la tabla anterior. 243

Fig. 5.62. Imagen captada con la cámara termográfica en el compresor para comprobar su funcionamiento en el Ensayo 2. 243

Fig. 5.63. *Imágenes captadas con la cámara termográfica en los cuatro puntos de medición definidos, al finalizar el Ensayo 3, definido en la tabla anterior.* 243

Fig. 5.64. Imagen captada con la cámara termográfica en el compresor para comprobar su funcionamiento en el Ensayo 3. 244

Fig. 5.65. Imágenes captadas con la cámara termográfica en los cuatro puntos de medición definidos, al finalizar el Ensayo 4, definido en la tabla anterior. 244

Fig. 5.66. Imagen captada con la cámara termográfica en el compresor para comprobar su funcionamiento en el Ensayo 4. 244

Fig. 5.67. Medición de la temperatura obtenida con el equipo TEXA para los distintos ensayos llevados a cabo. 245

Fig. 5.68. *Gráfica de la temperatura medida en distintos puntos de la carrocería con cámara termográfica en los cuatro ensayos llevados a cabo.* 246

Fig. 5.69. *Gráfica de la temperatura en cada uno de los módulos de la batería de tracción obtenida con el equipo de medición de temperatura (termopares) en los cuatro ensayos llevados a cabo.* . 247

Fig. 5.70. Gráfica de la temperatura medida en el pack de baterías con el equipo de TEXA y a partir de los valores medios en los módulos con los termopares. 248

Fig. 5.71. Gráfica en la que se muestra la temperatura (rojo) y la humedad (azul) registradas por el medidor EL-USB-2-LCD situado en el interior de la cabina durante el ensayo llevado a cabo con la batería con un SoC del 100% (equipo de diagnosis TEXA + termopares). 249

Fig. 5.72. Imágenes captadas con la cámara termográfica en los cuatro puntos de medición definidos, al finalizar el Ensayo 1, definido en la tabla anterior. 250

Fig. 5.73. *Imagen captada con la cámara termográfica en el compresor para comprobar su funcionamiento en el Ensayo 1.* 250

Fig. 5.74. *Imágenes captadas con la cámara termográfica en los cuatro puntos de medición definidos, al finalizar el Ensayo 2, definido en la tabla anterior.* 250

Fig. 5.75. Imagen captada con la cámara termográfica en el compresor para comprobar su funcionamiento en el Ensayo 2. 251

Fig. 5.76. Imágenes captadas con la cámara termográfica en los cuatro puntos de medición definidos, al finalizar el Ensayo 3, definido en la tabla anterior. 251

Fig. 5.77. Imagen captada con la cámara termográfica en el compresor para comprobar su funcionamiento en el Ensayo 3. 251

Fig. 5.78. Imágenes captadas con la cámara termográfica en los cuatro puntos de medición definidos, al finalizar el Ensayo 4, definido en la tabla anterior. 252

Fig. 5.79. Imagen captada con la cámara termográfica en el compresor para comprobar su funcionamiento en el Ensayo 4. 252

Fig. 5.80. Imagen captada con la cámara termográfica en el compresor 5 minutos después de detener el ensayo. 253

Fig. 5.81. Gráfica de la temperatura medida en distintos puntos de la carrocería con cámara termográfica en los cuatro ensayos llevados a cabo. 254

Fig. 5.82. Gráfica de la temperatura en cada uno de los módulos de la batería de tracción obtenida con el equipo de medición de temperatura (termopares) en los cuatro ensayos llevados a cabo. . 255

Fig. 5.83. Gráfica de la temperatura medida en el pack de baterías con el equipo de TEXA y a partir de los valores medios en los módulos con los termopares. 256

Fig. 5.84. Gráfica de la temperatura medida en distintos puntos de la carrocería con cámara termográfica en los cuatro ensayos llevados a cabo para distintos SoC de la batería analizados. . 257

Fig. 5.85. Gráfica de la temperatura en cada uno de los módulos de la batería de tracción obtenida con el equipo de medición de temperatura con termopares, en los cuatro ensayos llevados a cabo para distintos SoC de la batería analizados. 257

Fig. 5.86. Gráfica de la temperatura medida en el pack de baterías con el equipo de diagnosis TEXA (izquierda) y gráfica de la temperatura medida en el pack de baterías con las mediciones de temperatura realizadas en cada módulo con la colocación de TERMOPARES (derecha). 258

Fig. 5.87. Gráfica de la temperatura medida en cada uno de los módulos con el equipo de diagnosis de BMW (izquierda) y gráfica de la temperatura medida en cada uno de los módulos con el equipo de medición de temperatura utilizando para ello los termopares (derecha). 259

Fig. 6.1. Causas y efetos de los mecanismos de degradación de las baterías de litio [1]. 267

Fig. 6.2. *Aspectos que considerar en la evaluación de la fiabilidad para el caso de las celdas de un batería y para el caso del pack de baterías [3].* 269

Fig. 6.3. Módulo de la batería de tracción de BMW i3 (94 Ah) con tapa de plástico (izquierda), e interior de dicho módulo (derecha), dónde puede apreciarse el número de celdas prismáticas conectadas en serie. 270

Fig. 6.4. Partes y dimensiones de la celda prismática (94 Ah) que se va a ensayar. 271

Fig. 6.5. Partes del módulo del BMW i3 (94 Ah) del que se obtienen las celdas a ensayar. 273

Fig. 6.6. *Procedimiento de desmontaje del módulo.* 274

Fig. 6.7. Imagen de una celda prismática desmontada. 275

Fig. 6.8. Recorrido y relieve de este, llevado a cabo para cada uno de ellos ensayos realizados según los distintos estilos de conducción. 276

Fig. 6.9. Acelerómetro VC3000 (izquierda) con el que se equipó el vehículo utilizado para llevar a cabo los ensayos de conducción y acelerómetro externo (derecha) del acelerómetro VC 3000 (señalado con un círculo rojo). 276

Fig. 6.10. Acelerómetro TSR PRO-HB con el que se instrumentalizó el vehículo utilizado para llevar a cabo los ensayos de conducción. 277

Fig. 6.11. Acelerómetro PECE-VDL 24I con el que se instrumentalizó el vehículo utilizado para llevar a cabo los ensayos de conducción. Disposición del acelerómetro en el eje longitudinal del vehículo entre los dos asientos delanteros del vehículo. 277

Fig. 6.12. Conexión del equipo de diagnosis ESI[tronic] 2.0 Versión 18.0.510 a la OBD (On Board Diagnostics) del vehículo BMW i3. 278

Fig. 6.13. Intensidad (A) consumida en función del tiempo durante el ensayo con estilo de conducción ECO PRO+ (ecofriendly). 278

Fig. 6.14. Imagen de la pantalla del vehículo BMW i3, dónde puede observarse el modo de conducción ECO PRO+, el SoC de la batería (100%) y el límite establecido, 90 km/h. 279

Fig. 6.15. Imagen de la pantalla del vehículo BMW i3, dónde puede observarse el modo de conducción ECO PRO+, y la temperatura exterior, 10 ˚C, en el momento de comenzar el ensayo con este tipo de conducción. 279

Fig. 6.16. Gráfica de la Acc_x experimentada por el vehículo BMW i3, registrada por el acelerómetro PCE-VDL 24I durante el ensayo de conducción ECO PRO+. 280

Fig. 6.17. Intensidad (A) consumida en función del tiempo durante el ensayo con estilo de conducción ECO PRO (moderada). 281

Fig. 6.18. Imagen de la pantalla del vehículo BMW i3, dónde puede observarse el SoC de la batería (100%), el límite de velocidad establecido no aparece porque el vehículo no está encendido (OFF). 281

Fig. 6.19. Imagen de la pantalla del vehículo BMW i3, dónde puede observarse que la temperatura exterior es de 12,5 ˚C, en el momento de comenzar el ensayo con este tipo de conducción. 281

Fig. 6.20. Gráfica de la Acc_x experimentada por el vehículo BMW i3, registrada por el acelerómetro PCE-VDL 24I durante el ensayo de conducción ECO PRO. 282

Fig. 6.21. Intensidad (A) consumida en función del tiempo durante el ensayo con estilo de conducción COMFORT (agresiva). 283

Fig. 6.22. Imagen de la pantalla del vehículo BMW i3, dónde puede observarse el SoC de la batería (100%), en este estilo de conducción no aparece ni el límite de velocidad establecido, ya que no lo hay. 283

Fig. 6.23. Imagen de la pantalla del vehículo BMW i3, dónde puede observarse que la temperatura exterior es de 12 ˚C, en el momento de comenzar el ensayo con este tipo de conducción. 283

Fig. 6.24. Gráfica de la Acc_x experimentada por el vehículo BMW i3, registrada por el acelerómetro PCE-VDL 24I durante el ensayo de conducción COMFORT. 284

Fig. 6.25. Gráfica de la Acc_x experimentada por el vehículo BMW i3, registrada por el acelerómetro PCE-VDL 24I durante los tres ensayos de conducción. 284

Fig. 6.26. Cámara climática y clicador utilizados en los ensayos. 286

Fig. 6.27. *Detalle de las conexiones de las celdas prismáticas.* 286

Fig. 6.28. Set-up de conexionado. 286

Fig. 6.29. Perfiles de descarga según el modo de conducción. 287

Fig. 6.30. Perfil de carga y descarga de las tres celdas durante el ensayo de capacidad. 289

Fig. 6.31. Respuesta de las celdas a 25 °C y 45 °C ensayadas bajo el modo de conducción ECOPRO+. 290

Fig. 6.32. Respuesta de las celdas a 25 °C y 45 °C ensayadas bajo el modo de conducción ECOPRO. 291

Fig. 6.33. Respuesta de las celdas a 25 °C y 45 °C ensayadas bajo el modo de conducción COMFORT (o SPORT). 291

Fig. 6.34. Respuesta de las celdas a 25 °C ensayadas bajo el modo de conducción ECOPRO+. 292

Fig. 6.35. Respuesta de las celdas a 25 °C ensayadas bajo el modo de conducción ECOPRO. 292

Fig. 6.36. Respuesta de las celdas a 25 °C ensayadas bajo el modo de conducción COMFORT. 293

Fig. 6.37. Perfil de descarga para los diferentes modos de conducción. 293

Fig. 6.38. Set-up del conexionado de celdas al ciclador del laboratorio de Energaia. 296

Fig. 6.39. Respuesta de las celdas a 25 °C ensayadas bajo el modo de conducción ECOPRO+ (Ciclador Energía), ciclos 1, 9 y 18. 296

Fig. 6.40. Zoom (ventana de 6.600 s a 7.600s) de la respuesta de las celdas a 25 °C ensayadas bajo el modo de conducción ECOPRO+ (Ciclador Energaia), ciclos 1, 9 y 18. 297

Fig. 6.41. Respuesta de las celdas a 25 °C ensayadas bajo el modo de conducción COMFORT (Ciclador Energaia), ciclos 1, 10, 20 y 30. 297

Fig. 6.42. Zoom (ventana de 4.800 s a 5.800 s) de la respuesta de las celdas a 25 °C ensayadas bajo el modo de conducción COMFORT (Ciclador Energaia), ciclos 1, 10, 20 y 30. 298

Fig. 6.43. Comparativa de la respuesta de las celdas a 25 °C ensayadas bajo el modo de conducción COMFORT y bajo el modo de conducción ECOPRO+ (Ciclador Energaia), para los ciclos de descarga 18 y 30. 299

Fig. 6.44. Perfil de descarga para los diferentes modos de conducción (ampliación de ensayos en Energaia), ciclos de descarga 18 y 30. 300

Fig. 7.1. Modelo de circuito equivalente RC de segundo orden [13]. 308

Fig. 7.2. Medición de la resistencia interna y del voltaje en circuito abierto de una celda utilizando el medidor Hioki BT3564 [15]. 310

Fig. 7.3. Tensión y resistencia interna de las baterías [16]. 311

Fig. 7.4. Evolución de la resistencia interna total en el ciclado [17]. 311

Fig. 7.5. Evolución de SoH en función de resistencia interna (Elaboración propia a partir de datos de [17]). 312

Fig. 7.6. Relación entre SoH y Resistencia interna (resistencia interna evaluada para el caso de SoH 80%) (Elaboración propia). 312

Fig. 7.7. Relación entre SoH y Resistencia interna (resistencia interna evaluada para un caso de SoH distinto al 80%) (Elaboración propia). 313

Fig. 7.8. Bucle cerrado para el pronóstico y gestión de la salud de la batería [45]. 318

Fig. 7.9. Imagen del software AUDATEX en el que se muestra la ventana en la que se selecciona el vehículo para realizar la consulta del precio de los recambios, en el caso que nos ocupa, del precio de la batería de tracción. Fuente: AUDATEX. 326

Fig. 7.10. *Imagen de la ubicación de la batería de tracción en el vehículo Nissan Leaf MY2018 analizado (izquierda) y despiece de dicha batería (señalada en rojo) con el resto de los componentes (derecha). Fuente: AUDATEX.* 327

Fig. 7.11. Extracto obtenido del informe de valoración generado por AUDATEX del vehículo Nissan Leaf MY2018 analizado en el que aparece el precio de la batería de tracción de alto voltaje. 327

Fig. 7.12. Precio del vehículo Nissan Leaf MY 2018 analizado obtenido de la página de GANVAM [71]. 327

Fig. 7.13. Precio del vehículo Nissan Leaf MY 2019 analizado obtenido de la página de GANVAM [71]. 329

Fig. 7.14. Imagen del software AUDATEX en el que se muestra la ventana en la que se selecciona el vehículo para realizar la consulta del precio de los recambios, en el caso que nos ocupa, del precio de la batería de tracción. Fuente: AUDATEX. 330

Fig. 7.15. Imagen de despiece de la batería de tracción (señalada en rojo) del vehículo Nissan Leaf MY2020 analizado, con el resto de los componentes. Fuente: AUDATEX. 330

Fig. 7.16. Extracto obtenido del informe de valoración generado por AUDATEX del vehículo Nissan Leaf MY2020 analizado en el que aparece el precio de la batería de tracción de alto voltaje. 331

Fig. 7.17. Precio del vehículo Nissan Leaf MY 2020 analizado obtenido de la página web del fabricante [72]. 331

Fig. 7.18. Depreciación de las baterías de vehículo eléctrico analizadas en función de su estado de salud SoH (línea de tendencia lineal). 332

Fig. 7.19. Depreciación de las baterías de vehículo eléctrico analizadas en función de su estado de salud SoH (línea de tendencia polinómica de segundo grado). 333

Fig. 7.20. Pantalla que aparece cuando se lanza la interfaz INTERFAZ_ACTUALIZACIÓN_BASE_DE_DATOS y se dice que no se dispone de base de datos en proceso de actualización, para importar la nueva base de datos scrapeada. 334

Fig. 7.21. Pantalla que aparece cuando se lanza la interfaz INTERFAZ_ACTUALIZACIÓN_BASE_DE_DATOS y se dice que, si se dispone de base de datos en proceso de actualización, para importar la última versión de la base de datos. 334

Fig. 7.22. Ventana que aparece al clicar "Importar archivo" para seleccionar el archivo nuevo a importar, en el caso de haber contestado que No a la pregunta anterior. 335

Fig. 7.23. Ventana que aparece al clicar "Importar base de datos en proceso de actualización" para seleccionar el archivo nuevo a importar, en el caso de haber contestado que Sí a la pregunta anterior. 335

Fig. 7.24. Pantalla para especificar la naturaleza de la base de datos y para indicar si hay más bases de datos para incluir. 335

Fig. 7.25. Pantalla en la que se ha especificado la naturaleza de la base de datos se ha indicado si hay más bases de datos para incluir. 336

Fig. 7.26. Pantalla con mensaje informativo de la correcta inclusión de la base de datos en la Interfaz. 336

Fig. 7.27. Pantalla con mensaje de la incorrecta o incompleta inclusión de la información requerida en todos los campos. 337

Fig. 7.28. Visualización de la información contenida en el archivo generado BASE DE DATOS SIN LIMPIAR. 337

Fig. 7.29. Pantalla en la que se pregunta al usuario si desea eliminar los duplicados o prefiere continuar con todos los datos originales. 338

Fig. 7.30. Pantalla en la que se muestra la base de datos limpia y preparada para utilizarla con el objeto de hallar la relación existente entre la depreciación y el SoH de la batería. 338

Fig. 7.31. Pantalla para importar los datos del mercado de precios de vehículos eléctricos y de baterías de alta tensión originales. 339

Fig. 7.32. Pantalla para seleccionar el archivo a importar que contiene la información de los precios del mercado del vehículo eléctrico original y de la batería de alta tensión. 339

Fig. 7.33, Pantallas con el mensaje que indica que se agregado correctamente el archivo y pantalla para avanzar a la siguiente pantalla. 340

Fig. 7.34. Pantalla en la que se muestra la base de datos con el cálculo de la depreciación de la batería de cada vehículo analizado. 340

Fig. 7.35. Pantalla de la carpeta en la que se encuentran los archivos de partida y en los que se generaran los tres ficheros Excel (BASE_LIMPIA_SOH_1.xlsx, BASE_TODOS_SOH_1.xlsx, y PRECIOS_EN_BASE_LIMPIA_SOH_1.xlsx). 341

Fig. 7.36. Pantalla que aparece cuando se lanza la interfaz INTERFAZ_CALCULO_DEPRECIACIÓN_ESPECIFICA, para importar la base de datos actualizada sobre la relación existente entre el SoH y la depreciación de la batería. 341

Fig. 7.37. Ventana que aparece al clicar "Importar base de datos" para seleccionar la base de datos actualizada sobre la relación existente entre el SoH y la depreciación de la batería. 342

Fig. 7.38. Pantalla con mensaje informativo de la correcta inclusión de la base de datos en la Interfaz. 342

Fig. 7.39. Pantalla en la que se introduce la marca del vehículo que se quiere analizar. 342

Fig. 7.40. Pantalla en la que se introduce el modelo del vehículo que se quiere analizar. 343

Fig. 7.41. Pantalla en la que se introduce el año de fabricación del vehículo que se quiere analizar. 343

Fig. 7.42. Pantalla en la que se introduce la energía de la batería del vehículo que se quiere analizar. 343

Fig. 7.43. Pantalla en la que se introduce el estado de salud SoH (%) de la batería del vehículo que se quiere analizar. 344

Fig. 7.44. Pantalla en la que se pide al usuario la confirmación de si es correcta la selección realizada y en caso de no serla, se puede repetir la selección. 344

Fig. 7.45. Pantalla en la que se visualiza una gráfica con todos los datos de la base de datos utilizada y una aproximación a una función polinómica de grado 2, que permite obtener la depreciación (%) de la batería en función de su estado de salud SoH (%). 345

Fig. 7.46. Pantalla en la que la interfaz visualiza el valor de depreciación (%) de la batería del vehículo analizado, en función de su estado de saludo SoH (%). 345

Fig. 8.1. Mecanismo de Thermal Runaway de una batería de ion litio para vehículos eléctricos [2]. 356

Fig. 8.2. Esquema del ensayo de colisión lateral con barrera móvil de acuerdo con el Reglamento de la Comisión Económica para Europa ECE R95 [5]. 358

Fig. 8.3. (a) Modelo Geo Metro 3-Puertas Gen II; (b) Modelo Geo Metro 3 modelado con elementos finitos. Modelo utilizado como referencia. 358

Fig. 8.4. (a) Piso del vehículo y zona bajo banqueta trasera del vehículo de referencia; (b) Piso del vehículo y zona bajo banqueta trasera adaptados para crear un espacio dónde poder colocar la batería de tracción. 359

Fig. 8.5. Diseño de la batería de alto voltaje de un vehículo eléctrico (a) Configuración 1; (b) Configuración 2. 360

Fig. 8.6. (a) Configuración 3: Configuración 1 con absorbedores de choque; (b) Configuración 4: Configuración 2 con absorbedores de choque. 361

Fig. 8.7. Comparación de las cuatro configuraciones de vehículo eléctrico analizadas. 361

Fig. 8.8. Explicación del ensayo de microdureza Vickers. 362

Fig. 8.9. Muestra de ensayo obtenido de la (a) carcasa superior y de la (b) carcasa inferior de la batería de alto voltaje, y de la (c) carcasa del módulo de la batería de alto voltaje. 362

Fig. 8.10. Vistas de los ensayos de microdureza Vickers que se llevaron a cabo sobre muestras de la carcasa superior y de la carcasa inferior de la batería de alto voltaje analizada. 363

Fig. 8.11. Vistas de los ensayos de microdureza Vickers que se llevaron a cabo sobre muestras de la carcasa de un módulo de la batería de alto voltaje analizada. 363

Fig. 8.12. Dummy ES-2 (re) de elipsoides (izquierda), utilizado en la simulación, y dummy ES-2(re) facetado (derecha), en su posición de referencia [18]. 365

Fig. 8.13. Imagen del vehículo utilizado, y detalles del asiento instalado para colocar el dummy. 366

Fig. 8.14. Modelo completo utilizado en la simulación de acuerdo al Reglamento ECE R95 utilizando el dummy EuroSID-2. 366

Fig. 8.15. Modelo de coche deformado en el instante de máxima deformación. De izquierda a derecha y de arriba abajo: configuración sin batería, configuración 1, configuración 2, configuración 1 con absorbedores de choque y configuración 2 con absorbedores de choque. 367

Fig. 8.16. Velocidad media (m/s) medida sobre el suelo del vehículo durante el impacto para cada una de las configuraciones analizadas. 368

Fig. 8.17. Aceleración media (m/s^2) medida sobre el suelo del vehículo durante el impacto para cada una de las configuraciones analizadas. 368

Fig. 8.18. Nodos seleccionados para calcular la d_{Tmax} y la d_{Tmedia} en el instante de máxima penetración. 372

Fig. 8.19. Nodos seleccionados para el cálculo de d_H en el instante de máxima deformación. 373

Fig. 8.20. Nodos seleccionados para el cálculo de d_V en el instante de máxima deformación. La mejor configuración era la configuración 1 con absorbedores (Config.1 con elementos absorbedores de choque). 373

Fig. 8.21. Cinemática del pasajero de un vehículo de combustión sometido a una colisión lateral según lo especificado en el Reglamento ECE R95, utilizando el dummy ES-2. 374

Fig. 8.22. Cinemática del pasajero de un vehículo eléctrico configuración 1 sometido a una colisión lateral según lo especificado en el Reglamento ECE R95, utilizando el dummy ES-2. 375

Fig. 8.23. Cinemática del pasajero de un vehículo eléctrico configuración 2 sometido a una colisión lateral según lo especificado en el Reglamento ECE R95, utilizando el dummy ES-2. 375

Fig. 8.24. Cinemática del pasajero de un vehículo eléctrico configuración 1 con absorbedores de energía sometido a una colisión lateral según lo especificado en el Reglamento ECE R95, utilizando el dummy ES-2...... 376

Fig. 8.25. Cinemática del pasajero de un vehículo eléctrico configuración 2 con absorbedores de energía sometido a una colisión lateral según lo especificado en el Reglamento ECE R95, utilizando el dummy ES-2...... 376

Fig. 8.26. Comparación de la cinemática del pasajero para las distintas configuraciones de vehículo analizadas. 377

Fig. 8.27. Comparativa de la aceleración de la cabeza en cada una de las configuraciones analizadas. 378

Fig. 8.28. VC en la parte superior de las costillas para cada una de las configuraciones analizadas. 380

Fig. 8.29. VC en la parte media de las costillas para cada una de las configuraciones analizadas. 380

*Fig. 8.30. VC en la parte inferior de las costillas para cada una de las configuraciones analizadas.*380

Fig. 8.31. Valor APF para cada una de las configuraciones analizadas. 381

Fig. 8.32. Valor PSPF para cada una de las configuraciones analizadas...... 382

Fig. 8.33. Fuerza F_x en la placa posterior para cada una de las configuraciones analizadas. 382

Fig. 8.34. Fuerza F_x en la vértebra T_{12} para cada una de las configuraciones analizadas. 383

Fig. 8.35. Momento M_x en la vértebra T_{12} para cada una de las configuraciones analizadas...... 383

Lista de tablas

Tabla 3.1. Especificaciones de la batería del vehículo Nissan Leaf incendiado. 61

Tabla 3.2. Especificaciones de ensayo de incendio controlado realizado en el vehículo Nissan Leaf. 63

Tabla 3.3. Información sobre los diferentes detectores utilizados por el microscopio FESEM. 69

Tabla 3.4. Resultado del análisis semi-cuantitativo aplicando la técnica EDXS correspondiente a la composición química de los compuestos identificados en el cátodo original. 75

Tabla 3.5. Resultado del análisis semi-cuantitativo aplicando la técnica EDXS correspondiente a la composición química de los compuestos identificados en el cátodo superior del módulo 30 incendiado. 77

Tabla 3.6. Resultado del análisis semi-cuantitativo aplicando la técnica EDXS correspondiente a la composición química de los compuestos identificados en el cátodo inferior del módulo 30 incendiado. 78

Tabla 3.7. Resultado del análisis semi-cuantitativo aplicando la técnica EDXS correspondiente a la composición química de los compuestos identificados en el cátodo superior del módulo 11 incendiado. 80

Tabla 3.8. Resultado del análisis semi-cuantitativo aplicando la técnica EDXS correspondiente a la composición química de los compuestos identificados en el cátodo inferior del módulo 11 incendiado. 81

Tabla 3.9. Comparación del análisis sistemático de los datos EDX registrados en los diferentes cátodos analizados. 82

Tabla 3.10. Resultado del análisis semi-cuantitativo aplicando la técnica EDXS correspondiente a la composición química de los compuestos identificados en el ánodo original (compuesto 1 y compuesto 2). 86

Tabla 3.11. Resultado del análisis semi-cuantitativo aplicando la técnica EDXS correspondiente a la composición química de los compuestos identificados en el ánodo original (compuesto 3 y compuesto 4). 86

Tabla 3.12. Resultado del análisis semi-cuantitativo aplicando la técnica EDXS correspondiente a la composición química de los compuestos identificados en el ánodo original (compuesto 5). 87

Tabla 3.13. Resultado del análisis semi-cuantitativo aplicando la técnica EDXS correspondiente a la composición química de los compuestos identificados en el ánodo original (compuesto 6). 87

Tabla 3.14. Resultado del análisis semi-cuantitativo aplicando la técnica EDXS correspondiente a la composición química de los compuestos identificados en el ánodo superior del módulo 30 incendiado. 88

Tabla 3.15. Resultado del análisis semi-cuantitativo aplicando la técnica EDXS correspondiente a la composición química del compuesto identificado en el ánodo superior del módulo 30 incendiado. 89

Tabla 3.16. Resultado del análisis semi-cuantitativo aplicando la técnica EDXS correspondiente a la composición química de los compuestos identificados en el ánodo superior del módulo 30 incendiado. 90

Tabla 3.17. Resultado del análisis semi-cuantitativo aplicando la técnica EDXS correspondiente a la composición química de los compuestos identificados en el ánodo inferior del módulo 30 incendiado. 91

Tabla 3.18. Resultado del análisis semi-cuantitativo aplicando la técnica EDXS correspondiente a la composición química de los compuestos identificados en el ánodo superior del módulo 11 incendiado. 92

Tabla 3.19. Resultado del análisis semi-cuantitativo aplicando la técnica EDXS correspondiente a la composición química de los compuestos identificados en el ánodo inferior del módulo 11. 93

Tabla 3.20. Comparación del análisis sistemático de los datos obtenidos por EDXS de los diferentes ánodos analizados. 95

Tabla 3.21. Resultado del análisis semi-cuantitativo aplicando la técnica EDXS correspondiente a la composición química de los compuestos identificados en separador. 97

Tabla 4.1. Especificaciones técnicas de las celdas utilizadas en los ensayos (se adjunta data sheet de cada celda en Anexo I). 118

Tabla 4.2. Especificaciones ensayos mecánicos llevados a cabo sobre celdas cilíndricas con distinto estados de carga y en distintos puntos de ensayo. 119

Tabla 4.3. Especificaciones ensayos de sobrecarga llevados a cabo sobre celdas pouch con distintos estados de carga. 123

Tabla 4.4. Especificaciones ensayos de calentamiento llevados a cabo sobre celdas cilíndricas con distintos estados de carga y con distintos tipos de conexión. 126

Tabla 4.5. Resultados ensayos mecánicos llevados a cabo sobre celdas cilíndricas con distinto estados de carga y en distintos puntos de ensayo. 126

Tabla 4.6. Comparativa de la resistencia interna medida en corriente continua (DCIR) para el caso de las celdas sometidas a ensayo de abuso mecánico. 143

Tabla 4.7. Especificaciones técnicas de la celda NMC utilizada en el ensayo de perforación en dirección longitudinal de dicha celda. 146

Tabla 4.8. Especificaciones ensayos de sobrecarga llevados a cabo sobre celdas pouch a distinta temperatura ambiente. 153

Tabla 4.9. Comparativa de la resistencia interna medida en corriente continua (DCIR) de las celdas pouch sometidas a sobrecarga. 158

Tabla 5.1. Tabla de las características de la unidad de batería de alto voltaje del vehículo BMW i3 utilizado en los ensayos. 202

Tabla 5.2. Definición de ensayos llevados a cabo con la batería de tracción con un estado de carga del 50%. 219

Tabla 5.3. Resultado de la medición realizada sobre los cuatro puntos de medición definidos sobre la carrocería para los cuatro ensayos llevados a cabo. 220

Tabla 5.4. Temperatura en cada uno de los módulos de la batería de tracción obtenida a través del equipo de diagnosis de BMW, para los cuatro ensayos llevados a cabo con un SoC en la batería del 50%. 221

Tabla 5.5. Definición de ensayos llevados a cabo con la batería de tracción con un estado de carga del 100%. 229

Tabla 5.6. Resultado de la medición realizada sobre los cuatro puntos de medición definidos sobre la carrocería para los cuatro ensayos llevados a cabo con un SoC en la batería del 100%. 231

Tabla 5.7. Temperatura en cada uno de los módulos de la batería de tracción obtenida a través del equipo de diagnosis de BMW, para los cuatro ensayos llevados a cabo con un SoC en la batería del 100%. 232

Tabla 5.8. Definición de ensayos llevados a cabo con la batería de tracción con un estado de carga del 50% (equipo de diagnosis TEXA + termopares). 242

Tabla 5.9. Resultado de la medición realizada sobre los cuatro puntos de medición definidos sobre la carrocería para los cuatro ensayos llevados a cabo con un SoC en la batería del 50%. 245

Tabla 5.10. Temperatura en el pack de baterías de tracción obtenida a través del equipo de diagnosis de TEXA, para los cuatro ensayos llevados a cabo. 245

Tabla 5.11. Temperatura en cada uno de los módulos de la batería de tracción obtenida a través del equipo de diagnosis de BMW, para los cuatro ensayos llevados a cabo. 246

Tabla 5.12. Temperatura en el pack de baterías de tracción obtenida a través del equipo de diagnosis de TEXA, para los cuatro ensayos llevados a cabo. 247

Tabla 5.13. Definición de ensayos llevados a cabo con la batería de tracción con un estado de carga del 100% (equipo de diagnosis TEXA + termopares). 249

Tabla 5.14. Resultado de la medición realizada sobre los cuatro puntos de medición definidos sobre la carrocería para los cuatro ensayos llevados a cabo con un SoC en la batería del 100%. 253

Tabla 5.15. Temperatura en el pack de baterías de tracción obtenida a través del equipo de diagnosis de TEXA, para los cuatro ensayos llevados a cabo. 253

Tabla 5.16. Temperatura en cada uno de los módulos de la batería de tracción obtenida a través del equipo de medición de temperatura con termopares, para los cuatro ensayos llevados a cabo.... 254

Tabla 5.17. Temperatura en el pack de baterías de tracción obtenida a través del equipo de diagnosis de TEXA, para los cuatro ensayos llevados a cabo. 256

Tabla 6.1. Tabla comparativa de las características de la unidad de batería de alto voltaje de tres Model Year diferentes de BMW i3. 271

Tabla 6.2. Especificaciones técnicas de la celda prismática SAMSUNG SDI de BMW i3 MY2016 utilizada en los ensayos cíclicos. Fuente: SAMSUNG SDI. 272

Tabla 6.3. Información técnica de la celda prismática SAMSUNG SDI de BMW i3 MY2016 utilizada en los ensayos cíclicos. Fuente: SAMSUNG SDI. 272

Tabla 6.4. Valores e instantes de aceleración máxima y mínima en función del estilo de conducción. 285

Tabla 6.5. Definición de las condiciones de los ensayos a realizar. 287

Tabla 6.6. SoH de las celdas ensayadas. 289

Tabla 6.7. Comparativa de la resistencia interna medida en corriente continua (DCIR). 294

Tabla 6.8. Valores de DCIR según fabricante. Fuente: SAMSUNG SDI. 295

Tabla 7.1. Precio del vehículo y precio de la batería de cuatro de los vehículos eléctricos (BEV, Battery Electric Vehicle) más vendidos en Enero de 2024. 305

Tabla 7.2. Precio del vehículo y precio de la batería de cuatro de los vehículos híbridos (PHEV, Plug In Hybrid Electric Vehicle) más vendidos en Enero de 2024. 305

Tabla 7.3. Valores de las constantes para la química de una celda NMC. 324

Tabla 7.4. Cálculo de la depreciación de la batería del Nissan Leaf MY 2018 según su estado de salud SoH. Fuente: Elaboración propia. 328

Tabla 7.5. Cálculo de la depreciación de la batería del Nissan Leaf MY 2019 según su estado de salud SoH. Fuente: Elaboración propia. 329

Tabla 7.6. Cálculo de la depreciación de la batería del Nissan Leaf MY 2020 según su estado de salud SoH. Fuente: Elaboración propia. 331

Tabla 8.1. Propiedades de la espuma de aluminio [12]. 360

Tabla 8.2. Resultados de los ensayos de microdureza Vickers llevados a cabo sobre diferentes muestras. 363

Tabla 8.3. Propiedades del acero DC01 [15]. 364

Tabla 8.4. Comportamiento plástico del acero DC01. 364

Tabla 8.5. Propiedades del aluminio 6063-T6 [16]. 364

Tabla 8.6. Comportamiento plástico del aluminio 6063-T6. 364

Tabla 8.7. Propiedades equivalentes del interior de los módulos. 365

Tabla 8.8. Comparación del instante de máxima deformación del modelo de vehículo. 367

Tabla 8.9. Comparación de la velocidad máxima y de la aceleración máxima para cada una de las configuraciones analizadas. 368

Tabla 8.10. Comparación de los elementos absorbedores para cada una de las configuraciones analizadas. 369

Tabla 8.11. Comparación del comportamiento del módulo [23]. 371

Tabla 8.12. Comparativa de las intrusiones en la talonera del vehículo en función de la configuración analizada. 372

Tabla 8.13. Comparativa de las intrusiones el pilar B del vehículo en función de la configuración analizada. 373

Tabla 8.14. HIC_{36} experimentado por el dummy en cada una de las configuraciones de vehículo analizadas. 378

Tabla 8.15. Compresión en las costillas y VC (Criterio de Viscosidad) para cada una de las configuraciones de vehículo analizadas. 379

Tabla 8.16. Valor APF (máxima fuerza en abdomen) para cada una de las configuraciones de vehículo analizadas. 381

Tabla 8.17. Máximo valor de la fuerza máxima sobre la sínfisis púbica (PSPF) para cada una de las configuraciones de vehículo analizadas. 381

Tabla 8.18. Valores de los parámetros modificadores para cada una de las configuraciones analizadas. 382

Lista de acrónimos

ABS Acrylonitrile Butadiene Styrene Acronitrilo butadieno estireno
ACIR Alternating Current Internal Resistance Resistencia interna con corriente alterna
AI Artificial Intelligence Inteligencia Artificial
ANFAC Asociación Española de Fabricantes de Automóviles y Camiones
ANN Artificial Neural Network Red Neuronal Artificial
APF Abdominal Peak Force Fuerza Máxima Abdominal
AsB Angle Selective Backscattered Retrodispersión de Angulo selectivo
BEV Battery Electric Vehicle Vehículo Eléctrico de Batería
BMS Battery Management System Sistema de Gestión de la Batería
BTMS Battery Thermal Management System Sistema de Gestión Térmica de la Batería
BSEs Backswcattered Electrons Electrones retrodispersados
CATL Contemporary Amperex Technology Co., Limited
CC Constant Current Corriente Constante
CCC Criterio de Comportamiento en Cabeza
CCS Cell Contacting System Sistema de Contacto de Celda
CFC Channel Frequency Class Clase de Frecuencia del Canal
CNN Convolutional Neural Network Red Neuronal Convolucional
CSC Cell Supervision Circuits Circuitos de supervisión de celdas
CV Constant Voltage Voltaje Constante
DCIR Direct Current Internal Resistance Resistencia Interna de Corriente Continua
DL Deep Learning Aprendizaje Profundo
DoD Depth of Discharge Profundidad de Descarga
DT Digital Twin Gemelo Digital
DV Differential Voltage Voltaje diferencial
EDS Energy Dispersive X-ray Spectroscopy Espectroscopia de energía dispersiva de rayos X
EDX Energy Dispersive X-ray Rayos X de energía dispersiva
EDXS Energy Dispersive X-ray Spectroscopy Espectroscopia de energía dispersiva de rayos X
EIS Electrochemical Impedance Spectroscopy Espectroscopia de impedancia electroquímica
EME Electric Machine Electronics Electrónica de la máquina eléctrica
EoL End of Life Final de vida útil
EPIs Equipos de Protección Individual
EsB Energy selective Backscattered Retrodispersión de energía selectiva
ES-2 EuroSID 2
EV Electric Vehicle Vehículo Eléctrico
FEM Finite Element Model Modelo de Elementos Finitos
FESEM Field-Emission Scanning Electron Microscope Microscopio electrónico de barrido de emission de campo
FMVSS Federal Motor Vehicle Safety Standard Norma Federal de Seguridad de los Vehículos de Motor
GANVAM Asociación Nacional de Vendedores de Vehículos a Motor, Reparación y Recambios
GPR Gaussian Process Regression Regresión de Procesos Gausianos
HEV Hybrid Electric Vehicle Vehículo Híbrido Eléctrico
HIC Head Injury Criterion Criterio de Lesión en la cabeza
HPC Head Performance Criterion Criterio de Comportamiento de la Cabeza
HRR Heat Release Rate Tasa de Desprendimiento de Calor
IC Incremental Capacity Capacidad incremental
ISID Integrated Service Information Display Pantalla de información de servicio integrada
ISTA Integrated Service Technical Application Aplicación Técnica de Servicios Integrados

LCO Lithium Cobalt Oxide Oxido de Cobalto y Litio
LFP Lithium Ferrum Phosphate Litio ferro-fosfato
LIB Lithium Ion Battery Baterías de ion litio
LMO Lithium Ion Manganese oxide Óxido de Liitio y Manganeso
LPB Litthium-Ion Prismatic Batteries Baterías prismáticas de ion lito
LAM Loss Active Material Perdida de material activo en el ánodo o cátodo
LE Loss of Electrolyte Pérdida de electrolito
LiPo Lithium-polymer Polímeros de Litio
LLI Loss of Lithium ion Inventory Pérdida de inventario de litio
LSTM Long Short-Therm Memory Memoria Largo Corto tiempo
LTO Lithium Titanate Oxide Titanato de Litio
MADYMO Mathematical Dynamic Model
ML Machine Learning Aprendizaje automático
MY Model Year Modelo Año
NCA Nickel Cobalt Aluminum Níquel Cobalto Aluminio
NiMH Nickel-Metal Hydride Níquel Metal Hidruro
NMC Lithium Nickel Manganese Cobalt Oxide Oxido de litio Níquel-Manganeso-Cobalto
NTC Negative Temperature Coefficient Coeficiente de temperatura negativo
OCV Open Circuit Voltage Voltaje de Circuito Abierto
OBD On Board Diagnostics Diagnósticos a bordo
OSD Overcharge Safety Device Dispositivo de Seguridad contra sobrecarga
PCB Printed Circuit Board Circuito impreso
PE PolyEthylene Polietileno
PHEV Plug-in Hybrid Electric Vehicle Vehículo híbrido eléctrico enchufable
PID Proportional Integral Derivative Control proporcional integra derivativo
PIML Physics-Informed Machine Learning Aprendizaje automático informado por la física
PINN Physics-Informed Neural Networks Redes neuronales informadas por la física
PSD Particle Size Distribution Distribución del tamaño de partículas
PSPF Pubic Symphysis Peak Force Fuerza Máxima de la Sínfisis Púbica
PVC Polyvinyl Chroride Cloruro de Polivinilo
RUL Remaining Useful Life Vida útil restante
SAEER Sistema de almacenamiento de energía eléctrica recargable
SDD Silicon Drift Detector Detector de deriva de silicio
SEI Solid Electrolyte Interphase Interfase electrólito
SEs Secondary Electrons Electrones secundarios
SME Battery Management Electronics Electrónica de gestión de la batería
SMC-EV Service and Management Center for Electric Vehicles Centro de Servicio y Gestión para vehículos eléctricos
SoC State of Charge Estado de Carga
SoF State of Function Estado de Funcionamiento
SoH State of Health Estado de Salud
SoS State of Safety Estado de Seguridad
TIM Thermal Interface Material Material de interfaz térmica o pasta térmica
TR Thermal Runaway Embalamiento Térmico
VC Viscous Criterion Criterio de Viscosidad

Capítulo 1: Introducción

1. Introducción

1.1 Introducción General

Los vehículos con sistemas de propulsión eléctricos suponen un gran cambio respecto a los sistemas habituales de propulsión mediante motor de combustión interna. No obstante, plantean muchos retos: infraestructura de recarga, baterías, coste, mantenimiento, averías, reparación seguridad, riesgos, aseguramiento, asistencia… Por lo tanto, el vehículo eléctrico abre un importante campo para investigar e innovar.

El tema general de la investigación de esta tesis es el análisis y estudio de la influencia que tiene la disposición de las celdas sobre el comportamiento del pack de baterías del vehículo eléctrico ante un incendio y también la influencia que tiene dicha disposición sobre la degradación que puede experimentar la batería de tracción.

Este análisis es importante porque cómo se explicará a lo largo de la tesis, las baterías de tracción de los vehículos eléctricos están formadas por módulos que a su vez están formados por celdas y dichas celdas pueden tener distintas disposiciones y distintas conexiones (serie o paralelo) en función de las prestaciones que se quieran obtener de la batería de tracción.

El propósito de esta tesis es definir una metodología de ensayar y analizar cómo influye la disposición de las celdas de un pack de baterías y su estado de carga, por un lado, en la evolución de un posible incendio debido a un accidente o aun fallo y por otro lado, en la degradación de la batería. También se analizará el modo en el que disipa el calor un pack de baterías en función del número y de la disposición de sus celdas. Por lo que la realización de este estudio permitirá establecer qué disposición de celdas y por lo tanto qué ubicación del pack de baterías es más seguro. Por otro lado, el análisis de la degradación de la batería permitirá establecer el valor de una batería eléctrica dañada en un accidente y cómo influye en el precio total del vehículo.

1.2 Problemática planteada

La vida útil de las baterías varía según su entorno térmico y el uso que se hace de ellas, por ejemplo, cómo se cargan y descargan. La utilización óptima de una batería durante su vida útil requiere la caracterización de su degradación del rendimiento en diferentes condiciones de almacenamiento y ciclado. Debido a su elevada densidad energética y a su excelente rendimiento de trabajo las baterías de ion litio son ampliamente utilizadas en la mayoría de los dispositivos eléctricos portátiles y de almacenamiento de energía, así como en los vehículos eléctricos.

Sin embargo, la seguridad de las baterías contra incendios sigue siendo una preocupación importante debido a la baja estabilidad de la temperatura [1]. En los últimos 30 años, se han producido numerosos accidentes por incendios de baterías de ion litio, lo que indica que dichas baterías no son seguras frente a incendios. Además, ha habido varios accidentes graves de incendio en vehículos eléctricos Tesla Model S [2-7]. Algunos se incendiaron durante la conducción y otros durante el proceso de carga y descarga.

En general, las baterías de ion litio son más vulnerables cuando están sometidas a temperatura, a un fallo eléctrico o a un impacto mecánico [8].

Las baterías de iones litio inevitablemente se degradan con el tiempo y el uso. Casi todos los componentes de la batería se ven afectados, incluido el ánodo, cátodo, electrolito, separadores y colectores de corriente. Una amplia variedad de los mecanismos contribuye a la degradación, y estos mecanismos son sensibles a las condiciones de almacenamiento y patrones de uso, incluida la temperatura, SoC (State of Charge, estado de carga) y velocidad de carga / descarga. Al minimizar la exposición a las condiciones que aceleran la degradación las baterías pueden tener mayor duración, este aspecto tiene un impacto ambiental positivo.

El hecho de que haya una gran variación de temperatura en las baterías afecta al rendimiento, la vida útil y la seguridad de las celdas y los módulos. Es conveniente analizar la evolución de la temperatura en las celdas de un pack de baterías para una gestión térmica eficaz de la batería [9].

Actualmente, en los vehículos eléctricos, el valor de coste de la batería que alimenta al vehículo para su propulsión es una parte muy sustancial el coste del vehículo, pudiendo variar el coste de las baterías del 5% a más del 50% del coste total de un vehículo. Por otro lado, todo apunta a que la vida útil de un vehículo eléctrico será más larga que la de un vehículo de combustión tradicional, puesto que los componentes de un vehículo eléctrico tendrán menos desgaste que los de un motor de combustión. Sin embargo, la vida útil de la batería no seguirá ese patrón. La vida óptima de una batería de litio se agota sobre los 7 años, ya que conforme pasa el tiempo se deteriora, disminuye de capacidad y, por lo tanto, se reduce su autonomía máxima. Por este motivo, hay que analizar la degradación de la batería para estimar su valor y ver cómo influye sobre el valor final del vehículo.

El uso de las baterías de ion litio se está extendiendo debido a su elevada densidad energética, lo que las hace atractivas ya que en su peso y tamaño contienen una elevada energía, y en el caso concreto de las baterías de vehículos eléctricos, esta característica les permite incrementar su autonomía descendiendo su peso. Por otro lado, el elevado voltaje de las celdas utilizadas en las baterías de ion litio permite que los vehículos obtengan una mayor potencia de salida. Otra característica, a menudo poco conocida de la tecnología de las baterías de ion litio es su estabilidad cíclica, lo que le permite ofrecer una vida útil más larga y conserva su eficiencia durante numerosos ciclos de carga.

El litio tiene gran tendencia a ceder el electrón más externo, por este motivo hay que diferencia entre el ion litio y el litio metálico. El ion litio se presenta en su forma iónica como catión con carga positiva. Por esta tendencia de ceder el electrón más externo, consigue una buena densidad de carga y las hace idóneas para su uso en los vehículos eléctricos.

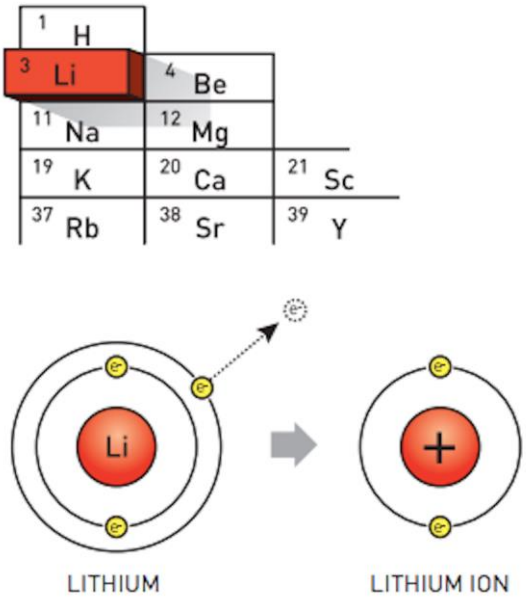


Fig. 1.1. *El átomo de litio pierde fácilmente un electrón para convertirse en un ion de litio [10].*

El Premio Nobel de Química de 2019 fue para los tres químicos, Standley Whittingham (State University of New York), John Goodenoug (Universidad de Texas) y Akira Yoshino (investigador de la empresa química japonesa Asahi Kasei) que desarrollaron las baterías de ion litio, un elemento que actualmete se ha convertido en una necesidad para nuestra vida ya que se utilizan en varios dispsitivos, desde teléfonos móvilos, herramientas portátiles hasta automóviles eléctricos entre otros.

La batería de ion litio esta formada por dos electrodos y un electrolito y un circuito externo eléctrico, los iones de litio pasan del ánodo(-) al cátodo (+) y por la parte extenera circularían los electrones. El ánodo habitualmente es de grafito mientras que el material del cátodo cambia y esta química le va a dar el nombre a la celda.

No obstante hay que tener en cuenta que el mineral litio, crucial para estas baterías, no es infinito y se concentra geográficamente en regiones específicas, lo que introduce potenciales vulnerabilidades en la cadena de suministro. Otra preocupación de este tipo de baterías ha sido la seguridad, ya que los electrolitos que utilizan las baterías de ion litio pueden ser inflamables. Por otro lado, existe una elevada preocupación ambiental relacionada con la producción de este tipo de baterías como con el proceso para desecharlas. Por este motivo, se están buscando alternativas como por ejemplo el **ion sodio**, ya que el sodio es abundante en la tierra y ofrece una solución para evitar preocupaciones asociadas a la cadena de suinistro del litio. Por otro lado, en lo relativo a la seguridad, las baterías de ion sodio son más estables térmicamente, lo que reduce los riesgos por sobrecalentamiento, aspecto a tener en cuenta en las aplicaciones más grandes de almacenamiento de energía para la red. Otro aspecto postivo de la tecnología de iones de sodio es la flexibilidad que ofrece en cuanto a las opciones de electrolitos que se pueden utilizar, lo que permite mejorar su seguridad y rendimiento. No obstante esta tecnología tambien presenta desafíos, uno de ellos es la densidad energética que es menor que para el caso del ion litio lo que

hace que estas baterías tengan que ser más voluminosas por lo que hace que actualmente la aplicación de esta tecnología en vehículos eléctricos no sea tan eficiente como la tecnología de iones litio.

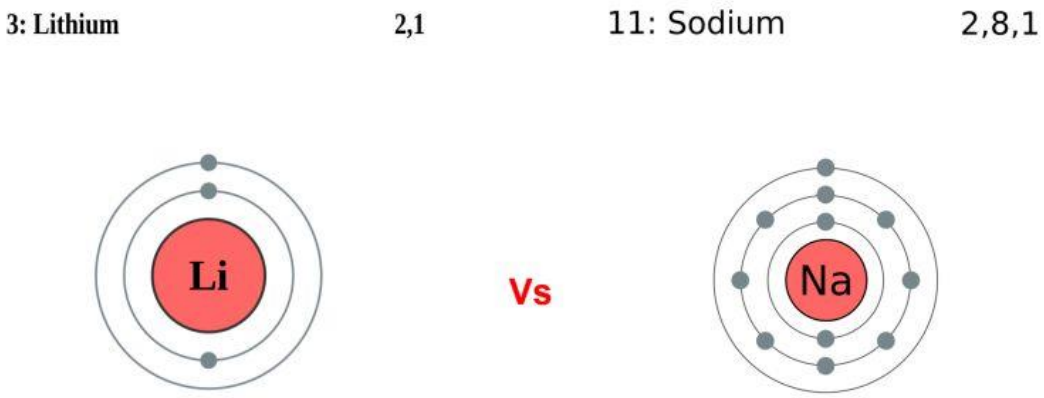


Fig. 1.2. *Comparativa entre el átomo de litio y el átomo de sodio.*

Por otro lado, las baterías de ion litio tienen un aspecto crítico que es su no linealidad inherente, esto lo que quiere de decir es que el comportamiento de este tipo de baterías no es directamente proporcional, por ejemplo, a sus tasas de carga o descarga, a sus temperaturas o a sus niveles de SoC. Esta característica afecta al rendimiento de los vehículos eléctricos y requiere una compresión integral para poder maximizar la vida operativa de este tipo de baterías. Lo que plantea un reto o desafío a la BMS (Battery Management System) que monitoriza y controla el funcionamiento de la batería.

Las baterías de ion litio que son las que actualmente llevan instalados la mayoría de los vehículos eléctricos, pueden degradarse debido a varios factores, de ahí la importancia de analizar la degradación de las celdas de una batería de un vehículo eléctrico sometiéndolas a distintos estilos de conducción para su descarga y a distintos tipos de carga, lo que permitirá obtener conclusiones sobre la influencia del estilo de conducción en la degradación de las celdas.

A la hora de diseñar la batería de un vehículo eléctrico, hay que tener en cuenta diferentes parámetros para obtener la disposición más segura de la batería/módulos/células desde el punto de vista mecánico y térmico. La disposición de las celdas en el pack de baterías influye sobre el mecanismo de propagación de un incendio del pack en el que se ha producido escape térmico. Es importante comprender las propiedades mecánicas de la celda/batería de ion litio y su comportamiento tras un calentamiento por fuga térmica que conduce a la propagación de un incendio.

También es importante analizar y conocer cómo influye la disposición de las celdas en la evolución del incendio, ya que el fallo de una sola celda puede afectar al pack de baterías en su conjunto. Se han realizado muchos ensayos sobre celdas individuales, pero no se han estudiado los efectos que tiene la temperatura sobre un pack de baterías. Dado que la temperatura tiene un importante impacto sobre el rendimiento, la seguridad y la vida útil de las baterías de ion litio, es importante la influencia de la temperatura sobre el pack de baterías en distintas situaciones de uso de esta.

1.3 Preguntas de Investigación y Objetivos

El objetivo general de esta tesis es establecer una metodología para ensayar y analizar cómo influye la disposición de las celdas y su estado de carga, por un lado, en la evolución de un posible incendio debido a un accidente o a un fallo y, por otro lado, en la degradación de la batería. También se analizará el modo en el que disipa el calor una batería en función del número y de la disposición de sus celdas.

Este trabajo de investigación permitirá establecer qué disposición de las celdas y por lo tanto ubicación del pack del batería es más seguro. Además, hay que tener en cuenta que el análisis de la degradación de la batería permitirá establecer el valor de una batería eléctrica dañada en un accidente y cómo influye en el precio total del vehículo.

Los ensayos de incendio controlado llevados a cabo tanto con un vehículo eléctrico completo con una batería de alta tensión instalada, como los ensayos a escala con distintas celdas y distinta disposición de estas, permitirá caracterizar el comportamiento de las celdas en un incendio debido por ejemplo a un fallo eléctrico, a una elevada temperatura o a una deformación importante.

La bondad de los resultados obtenidos en este estudio dependerá de la capacidad de los ensayos realizados con celdas para reproducir el comportamiento real de un pack de baterías, para lo cual se propone caracterizar dicha respuesta mediante un ensayo de incendio controlado con un vehículo que dispone de un pack de baterías.

Una vez que se establezca la disposición más segura de las celdas se ubicará la batería en un vehículo y se analizará el comportamiento dinámico del mismo ante una posible colisión y como afecta sobre los ocupantes, para ello se realizaran simulaciones con un software de análisis biomecánico (MADYMO®). Del mismo modo, se llevará a cabo simulación por elementos finitos con el código ABAQUS Explicit con el objeto de simular el comportamiento del vehículo eléctrico frente a diferentes situaciones de choque frontal, por alcance y lateral para analizar el daño que puede ser experimentado por las baterías, en lo que influiría su disposición en el vehículo y también en la estructura de protección del vehículo.

Lo que se pretende es que mantener la integridad estructural del pack de la batería durante las condiciones de crash. Se pueden analizar distintos aspectos para mejorar el diseño de la batería y que no se vea afectada en una colisión, se puede desarrollar el concepto de batería deformable, se puede buscar un lugar seguro por la batería o se puede mejorar la estructura que envuelve o se encuentra cerca de la batería.

Este estudio incorporó una serie de objetivos específicos que fueron alcanzados durante su realización, como son:

- Identificar qué disposición de las celdas/módulos es más crítica dentro del pack de baterías, mediante el análisis microscópico de la estructura y composición química de las celdas más dañadas, tanto horizontal como verticalmente, de una batería perteneciente a un vehículo incendiado.

- Analizar cómo influye la disposición de las celdas en la evolución del incendio y en el gradiente de la temperatura que experimentan las celdas, para ello se van a llevar a cabo varios ensayos controlados de incendio a escala con celdas.

- Analizar si la temperatura de secado en la cabina de pintura afecta a las baterías de tracción de ion litio de los vehículos eléctricos.

- Determinar si es necesario desmontar las baterías de alta tensión antes de secar en la cabina de pintado un vehículo eléctrico que se ha pintado.

- Determinar si la temperatura que alcanzan los módulos de la batería de tracción de un vehículo eléctrico en el interior de la cabina de pintado durante la fase de secado, es inferior o superior a la alcanzada durante el funcionamiento habitual del vehículo.

- Analizar la degradación de las celdas de la batería de tracción de un vehículo eléctrico en función de distintos estilos de conducción.

- Desarrollar un algoritmo de cálculo que permita evaluar la degradación de una batería de diferentes vehículos en base a distintos parámetros, analizando la influencia que tiene cada uno de ellos sobre la degradación de la batería.

- Elaborar un algoritmo que permita conocer la depreciación de una batería en función de su SoH y cómo influye sobre el valor residual del vehículo.

- Analizar cómo influye la disposición de la batería de tracción sobre el riesgo de escape térmico y sobre las solicitaciones experimentadas por un ocupante de un vehículo eléctrico que experimenta una colisión lateral.

1.4 Antecedentes y Revisión de la literatura

Como se ha indicado anteriormente, la seguridad contra incendios en las baterías sigue siendo una preocupación importante debido a su inestabilidad a altas temperaturas [1]. En los últimos 30 años se han producido muchos accidentes con baterías de iones de litio, lo que indica que esas baterías no son seguras contra incendios. Además, se han producido varios incendios graves en vehículos eléctricos Tesla Model S [2-7]. Algunos se incendiaron durante la conducción y otros durante el proceso de carga y descarga.

En general, las baterías de iones de litio son más vulnerables cuando están sometidas a altas temperaturas, a fallos eléctricos o impactos mecánicos [8]. Las baterías de iones de litio tienen unos umbrales de temperatura y voltaje, y sus componentes son inestables. En concreto, el electrolito es inflamable y los electrodos están hechos de un material con una alta energía específica. Todas estas características implican que este tipo de celda sea propensa al (TR) en algunos casos de abuso [11,12].

Se han llevado a cabo varios estudios para analizar el comportamiento de las celdas de ion litio sometidas a un calentamiento externo. Huang et al. [13] calentaron tres celdas de ion litio de 50 Ah a diferentes SoCs (Estados de Carga) con un calentador eléctrico y concluyeron que las celdas sólo se incendiaban cuando la superficie de la celda alcanzaba entre 112 y 121 ◦C. La respuesta de la

celda y las características de embalamiento térmico dependen del SoC. Si se aumenta el SoC el tiempo transcurrido desde el calentamiento hasta la ignición se reduce gradualmente [13-15], y las reacciones se vuelven más peligrosas. Feng et al. [16] dividieron las reacciones químicas internas que tienen lugar en las baterías de ion litio en diferentes etapas en función de la temperatura alcanzada. Cuando las baterías de ion litio se sobrecalientan, su temperatura aumenta gradualmente. La película SEI (Solid Electrolyte Interphase) comienza a romperse cuando la celda alcanza los 90-130 ◦C [17].

Todos estos ensayos se han realizado a nivel de celda pero nunca se ha sometido una batería completa de ion litio colocada en un vehículo eléctrico a un ensayo de sobrecalentamiento, utilizando para ello un calentador de combustible fósil. Por lo que se espera que la realización de esta tesis pueda proporcionar conclusiones útiles para mejorar la disposición de las celdas de ion litio en los vehículos eléctricos con el fin de reducir los daños causados por la fuga térmica en las baterías de ion litio en aplicaciones de automoción.

Por otro lado, las investigaciones sobre seguridad e impacto del fallo de las baterías de ion litio se ha centrado en celdas individuales ya que las baterías de ion litio comenzaron a utilizarse en dispositivos pequeños. Sin embargo, los packs de baterías grandes y complejos deben tenerse en cuenta y analizar cómo el fallo de una sola celda puede afectar al sistema en su conjunto. Ya que este fallo inicial a nivel de una única celda puede conducir a la fuga térmica de otras celdas dentro del pack, resultando mayor el riesgo.

El comportamiento del TR de las celdas individuales de ion litio se ha estudiado [18-30]. Las respuestas habituales incluyen la ventilación de gases de la batería, la eyección del contenido de las celdas, temperaturas extremas y en algunos casos autoencendido de la celda y proyección de materiales de la batería/celda. El fallo de una única celda no tiene mucho riesgo, pero el impacto térmico y eléctrico sobre otras celdas del módulo puede ser suficiente para causar un efecto de TR en cascada. Y si tenemos en cuenta que la batería puede estar instalada en un vehículo eléctrico, podemos considerar el riesgo que eso implica.

Varios investigadores llevaron a cabo varios estudios con el objeto de analizar el comportamiento de celdas de ion litio sometidas a condiciones de calentamiento externo. Huang et al [31] calentaron mediante un calentador eléctrico tres celdas de 50 Ah de ion litio a diferentes SoC y concluyeron que la celda solamente se incendiaba cuando la superficie de la celda alcanzaba 112 a 121 ˚C. La **respuesta de la celda y las características del TR dependen del SoC, si se incrementa el SoC el tiempo que transcurre desde el calentamiento hasta la ignición se reduce gradualmente** [31-33] y las reacciones se convierten en más peligrosas.

Sin embargo, hay pocos estudios sobre métodos para evaluar la seguridad de las celdas o los módulos de baterías. Es importante entender el riesgo/peligro del diseño de celdas individuales y paquetes de baterías, y módulos para evitar o minimizar el impacto del TR.

Por lo tanto, hay varios estudios sobre la propagación del TR en módulos de batería conectados en serie [34,35,36] pero hay **pocos estudios para analizar la propagación del TR en módulos de batería conectados en paralelo.** Gao et al. [37] llevaron a cabo un estudio de la propagación del TR en un módulo de batería de gran formato con conexiones en paralelo, 18 celdas tipo pouch en paralelo de 24 Ah, se observa que las celdas no dañadas trasfieren corriente a la celda que

experimenta TR, lo que le hace experimentar una temperatura 10 mayor en comparación con un módulo con las celdas conectadas en serie. **El módulo con conexiones en paralelo es menos seguro.**

No obstante, estos ensayos se han realizado siempre a una temperatura controlada, pero ¿qué es lo que ocurre si una celda de una batería de un vehículo eléctrico que se encuentra a temperatura ambiente, o temperaturas muy elevadas o temperaturas muy bajas, se somete a un abuso? Par cubrir este vacío y reproducir lo que ocurre en el día a día, se ha realizado distintos ensayos de abuso térmico, abuso mecánico y abuso de sobrecarga a temperatura ambiente es decir sí que se controle la temperatura. Con la realización de la tesis se pretende analizar el comportamiento de las baterías de los vehículos eléctricos ante distintos fallos.

Se han realizado numerosas investigaciones sobre cómo afecta la temperatura a la degradación de varios componentes de las LIB. Los estudios han examinado la degradación del ánodo a temperaturas elevadas [38], el envejecimiento térmico de materiales catódicos como $LiCoO_2$ y $LiMn_2O_2$ [39], y los efectos sobre los electrolitos [40]. Se ha establecido que el aumento de las tasas de degradación y la disminución del estado de salud (SoH, State of Charge) a temperaturas más elevadas se deben principalmente a cambios en las películas superficiales del electrodo y en la estructura del electrodo de LCO [41]. El intervalo de temperaturas de funcionamiento seguro para las baterías de ion litio suele estar comprendida entre 15 °C y 40 °C [42,43], ya que las temperaturas superiores a 40 °C pueden causar problemas importantes [44,45]. Las altas temperaturas pueden reducir drásticamente la capacidad y la vida útil de las baterías de iones de litio, y hay estudios que demuestran una pérdida de capacidad de casi el 70% tras 500 ciclos de descarga a 55 °C [46]. Este efecto acorta enormemente la vida de las LIB [47].

El sobrecalentamiento, a menudo debido a conexiones de contacto deficientes o a un calor excesivo cerca del paquete de baterías, es una de las principales preocupaciones. También se producen altas temperaturas durante la carga rápida y cuando los vehículos eléctricos (EV, Electric Vehicles) están aparcados al aire libre en los calurosos días de verano.

Durante las reparaciones de vehículos eléctricos, y en concreto en la cabina de pintura, se utilizan equipos para acelerar el proceso de secado de la pintura aplicada sobre las piezas reparadas. Normalmente, la cabina de pintado y secado opera durante el proceso de secado a temperaturas comprendidas entre 60 y 80 ˚C durante 30 minutos. Aunque algunos fabricantes de pintura han desarrollado productos que reducen la temperatura de secado, esto suele aumentar el tiempo que el vehículo permanece en la cabina. Nos podemos plantear la siguiente pregunta ¿qué podría hacer que una batería de ion litio de un vehículo eléctrico arda? Que la batería arda podría deberse a un recalentamiento de la batería o una rotura y fuga de electrolito.

No se han realizado ensayos sobre cómo afecta la temperatura de la cabina de pintura durante la fase de secado a una batería de tracción de un vehículo eléctrico, este trabajo de investigación va a cubrir esta brecha existente.

Por otro lado, se va a analizar la influencia de distintos estilos de conducción sobre la degradación de la batería, para ello se han llevado a cabo distintos ensayos y se han realizado ensayos en un ciclador con celdas similares a las de la batería de tracción del vehículo utilizado durante los ensayos de conducción.

Además, se ha desarrollado un algoritmo de cálculo que permita evaluar la degradación de una batería de diferentes vehículos en base a distintos parámetros, analizando la influencia que tiene cada uno de ellos sobre la degradación de la batería. Actualmente la determinación del SoH (State of Health) se basa en sólo dos índices (resistencia y capacidad) [48] pero estos índices no representan a la batería/celda en su totalidad. Por lo que hay que identificar más índices que influyan sobre el estado de salud de la batería y establecer una relación global entre el SoH de la batería y estos índices.

En este trabajo de investigación se va a intentar identificar otros índices que puedan utlizarse para estimar el SoH de la batería y establecer una única ecuación que relacione todos estos índices con el SoH. La estimación precisa del estado de salud (SoH) es crucial para optimizar la vida útil de las células de Li-ion y para garantizar la seguridad de estas baterías

Por otro lado, se ha elaborado un algoritmo que permita conocer la depreciación de una batería y cómo influye sobre el valor residual del vehículo.

1.5 Planteamiento de hipótesis

A continuación, se detallan las hipótesis que serán probadas con la realización de esta tesis:

- **Hipótesis sobre la seguridad térmica de las celdas y baterías:**

Las baterías de ion litio en vehículos eléctricos son propensas a la fuga térmica (TR, Thermal Runaway) cuando están sometidas a altas temperaturas, fallos eléctricos o impactos mecánicos. El riesgo de incendio en baterías de ion litio aumenta significativamente cuando la temperatura superficial de la celda alcanza entre 112 y 121 °C.

- **Hipótesis sobre la influencia del estado de carga (SoC):**

La disposición y el estado de carga de las celdas influyen en la propagación del fuego y en la velocidad de degradación de las baterías.

El estado de carga (SoC) de una celda de ion litio influye en el tiempo necesario para que se inicie la ignición y en la peligrosidad de las reacciones internas de la celda. A mayor SoC, menor es el tiempo para la ignición y más peligrosas son las reacciones. El SoC también influye en la degradación de la batería que aumenta con el SoC.

- **Hipótesis sobre la disposición de celdas en el paquete de baterías:**

La disposición de las celdas en un pack de baterías influye significativamente en el comportamiento térmico y la seguridad del vehículo eléctrico en caso de incendio.

La disposición de las celdas dentro del paquete de baterías afecta la seguridad del sistema. Las celdas dispuestas en paralelo presentan mayor riesgo de TR en comparación con las dispuestas en serie debido a la transferencia de corriente hacia la celda en fallo. De modo que diferentes configuraciones de las celdas (en serie y en paralelo) afectan la degradación de las baterías de tracción durante su ciclo de vida.

La disposición vertical de las celdas pouch dentro de un paquete de baterías es más crítica y peligrosa en términos de propagación de incendio en comparación con la disposición horizontal.

- **Hipótesis sobre la influencia de las temperaturas de operación y ambientales:**

Las temperaturas de operación por encima de 40 °C pueden causar una degradación acelerada y una reducción significativa de la capacidad y vida útil de las baterías de ion litio.

Exponer un vehículo eléctrico a elevadas temperaturas ambientales aumenta el riesgo de TR, especialmente si la batería está completamente cargada (SoC del 100%).

- **Hipótesis sobre el impacto de las reparaciones de vehículos eléctricos:**

Las temperaturas alcanzadas durante la fase de secado en la cabina de pintura (60-80 °C) no afectan negativamente a la batería de tracción de un vehículo eléctrico, indicando que no es necesario desmontar la batería para este proceso.

- **Hipótesis sobre gestión térmica, envejecimiento y degradación de las baterías:**

El diseño del pack de baterías, incluyendo la ubicación y la gestión térmica, puede optimizarse para mejorar la seguridad y la longevidad de las baterías de ion litio.

Diferentes estilos de conducción y condiciones de operación influyen significativamente en la degradación de las baterías de ion litio, afectando su estado de salud (SoH) y, por ende, su vida útil y valor residual del vehículo.

Es posible identificar nuevos índices que, junto con la resistencia y la capacidad, pueden proporcionar una estimación más precisa del SoH de la batería.

Siguiendo estas hipótesis, se considera que la metodología de ensayo desarrollada permitirá identificar la configuración más segura y eficiente para minimizar riesgos de incendio y degradación de la batería, influyendo así en el valor residual del vehículo eléctrico.

1.6 Importancia del estudio

Las principales contribuciones al conocimiento de esta tesis son:

- La caracterización experimental del comportamiento de las baterías de alto voltaje ante un incendio, así como el comportamiento de cada celda, para mejorar la seguridad general de los vehículos eléctricos.
- La identificación de la composición química de cada una de las capas de la celda y de los compuestos generados como residuo de la batería de ion litio después del ensayo de abuso térmico es de gran utilidad para los equipos de primera intervención y para desarrollar procedimientos para implantar en la respuesta ante accidentes en los que se ven involucradas baterías de ion litio.

- Determinar qué disposición y estructura de las celdas en el paquete de baterías es más segura frente a la fuga térmica debida a un fallo térmico.

- El diseño e implementación de una disposición de baterías segura que no se vea afectada en una colisión. Este estudio aporta suficientes contribuciones al conocimiento, ya que no existe ningún estudio que analice la configuración más segura en términos del comportamiento de la batería con respecto a la intrusión en el habitáculo del vehículo y el efecto de la fuga térmica, además de ser la configuración más segura para los ocupantes después de analizar las lesiones que experimentan en una colisión lateral para las diferentes configuraciones estudiadas.

- Se propone como futuras líneas de investigación analizar la interdependencia entre las condiciones de ensayo y la construcción de la celda. Se propone realizar ensayos de abuso mecánico controlados y programados a nivel de celda y a nivel de pack de baterías, para poder controlar ciertos parámetros del ensayo.

- La caracterización de los daños distintos tipos de celdas sometidas a distintos tipos de abuso en función de su disposición.

- La caracterización experimental de la degradación de las celdas, variando distintos parámetros y analizando su influencia en la degradación.

- El análisis del impacto del envejecimiento previo acumulado de las celdas del pack de baterías sobre el precio resultante del vehículo eléctrico en un momento dado.

Por otro lado, las principales implicaciones prácticas de las conclusiones obtenidas del estudio pueden ser:

- Del análisis de la influencia de la disposición de la batería de tracción sobre el riesgo de escape térmico y sobre las solicitaciones experimentadas por un ocupante de un vehículo eléctrico que experimenta una colisión lateral se obtienen las siguientes implicaciones prácticas de desarrollo tecnológico como soluciones para proteger a los módulos de celdas orientados en la dirección de impacto de deformaciones superiores al acortamiento máximo definido:

    - Cambiar el material de las carcasas de los módulos y/o aumentar su grosor.

    - Reforzar la carcasa de la batería cambiando el material o aumentando su grosor,

    - Aumentar la energía absorbida por deformación antes de que llegue a los módulos mediante elementos absorbedores más gruesos (opción limitada al espacio disponible).

    - Incluir elementos de absorción en el interior de las puertas, más cerca de la zona de impacto, asegurando su efectividad y reduciendo aún más la intrusión en el habitáculo durante el impacto.

    - Colocar un elemento de absorción fino entre el suelo de la carcasa de la batería y el suelo del vehículo para reducir los esfuerzos sobre la batería y las tensiones

producidas al circular con el vehículo sobre terrenos irregulares, proporcionando amortiguación.

- Evitar el contacto entre la carcasa y el suelo elevando la carcasa. Esto podría combinarse con una estructura de barras debajo de la batería, lo que proporcionaría además rigidez al suelo del vehículo.

- Realizar estudios adicionales sobre los absorbedores para reducir aún más las solicitaciones sobre el ocupante.

- Para reducir las lesiones en la cabeza y las costillas, se deberían incorporar sistemas de retención y protección como airbags de cortina o airbags laterales, así como elementos de absorción en el panel de la puerta.

- Después de llevar a cabo los ensayos para analizar la influencia de la temperatura sobre la batería de tracción durante la fase de secado en la cabina de pintura conlleva las siguientes implicaciones prácticas profesionales:

  - Como la temperatura que alcanza una batería de tracción de un vehículo eléctrico durante la fase secado en la cabina de pintura se encuentra por debajo de 60 °C, se puede indicar a los distintos fabricantes de vehículo eléctrico que no es necesario desmontar la batería de tracción para introducir el vehículo en la cabina de pintura durante la fase de secado.

  - Es necesario que todos los vehículos eléctricos dispongan de sistemas de calefacción/refrigeración para optimizar los tiempos de carga.

  - Hay que prestar atención al funcionamiento y rendimiento del compresor ya que tiene un papel fundamental sobre el mantenimiento de unas condiciones de funcionamiento seguras para el pack de baterías.

  - Se debe profundizar en el conocimiento de la gestión de la temperatura de las baterías de los vehículos eléctricos en distintas condiciones de funcionamiento utilizando para ello termopares, con el objeto de mejorar las estrategias de gestión térmica y rendimiento de las baterías.

- Una vez realizado el análisis de la infancia de las disposición de las celdas en una batería de tracción sobre la propagación de incendio en caso de Thermal Runaway, se concluye que la disposición más crítica es la de las celdas dispuestas en posición vertical, en el caso de celdas pouch analizadas, por lo que otra de las implicaciones prácticas profesionales que se puede obtener de las conclusiones de esta tesis, es aconsejar a los fabricante, no colocar celdas pouch en un pack de baterías en disposición vertical.

- Se recomienda a los fabricantes que, en el caso de disponer celdas cilíndricas en disposición horizontal dentro del pack de baterías, hay que incrementar la protección de la carcasa del pack ante posibles perforaciones, ya que esta disposición es más peligrosa que en el caso de colocarlas en disposición vertical.

- Se recomienda a los usuarios que, en caso de aparcar el vehículo en un lugar expuesto a elevadas temperaturas, deben hacerlo con un SoC menor del 100%. Ya que en caso de incendio es más peligroso y los daños son mayores, si el SoC de la batería es del 100%.

1.7 Estructura de la Tesis

La tesis se ha estructurado en diferentes capítulos de acuerdo con la temática, de modo que en cada uno de ellos se muestra un aspecto particular analizado. Dichos capítulos pueden agruparse en dos partes. Una primera parte formada por el capítulo 1 y 2, es una parte más conceptual ya que en el capítulo 1 se realiza una pequeña introducción y en el capítulo 2 se muestra la estructura que presentan las baterías y se explica cómo funcionan para luego poder analizar su comportamiento ante distintas solicitaciones en función de la disposición de las celdas en el interior del pack de baterías.

Los capítulos 3, 4, 5, 6, 7 y 8 constituyen la segunda parte de esta tesis, en los que los análisis, estudios e investigaciones propuestos en la primera parte son llevados a cabo.

En el capítulo 3 se analiza el mecanismo de propagación de la fuga térmica (Thermal Runaway, TR) de las celdas de iones de litio en función de su disposición dentro de un pack de baterías en el caso de propagación de un incendio de un pack de baterías en el que se ha producido un escape térmico (TR). El objetivo es identificar qué disposición de las celdas/módulos es más crítica dentro del pack de baterías, mediante el análisis microscópico de la estructura y composición química de las celdas más dañadas, tanto horizontal como verticalmente, de una batería perteneciente a un vehículo incendiado. Esta investigación se lleva a cabo para obtener información que permita comprender las propiedades mecánicas de las celdas/batería de ion litio y su comportamiento tras el calentamiento por fuga térmica que conduce a la propagación de un incendio, en función de distintas disposiciones analizadas.

En el capítulo 4 se analiza cómo influye la disposición de las celdas en la evolución del incendio y en el gradiente de la temperatura que experimentan las celdas, para ello se van a llevar a cabo varios ensayos controlados de incendio a escala con celdas, utilizando distintos métodos de iniciación del TR: ensayos de abuso mecánico, ensayos de sobrecarga y ensayos de calentamiento inductivo. En estos ensayos se han utilizado distintos tipos y distintas químicas de celda, celdas cilíndricas LFP (Lithium Ferrum Phosphate, litio-ferrofosfato o $LiFePO_4$) para el ensayo de fallo térmico y para el ensayo de fallo mecánico, y celdas pouch NMC (Litio Níquel Manganeso Cobalto) para el fallo eléctrico por sobrecarga.

En el capítulo 5 se analizan los efectos que tiene la temperatura sobre un pack de baterías ya que existen pocos estudios que analizan la influencia que tiene la variación de la temperatura de celda a celda en el rendimiento del pack completo de la batería. La temperatura tiene un importante impacto sobre el rendimiento, la seguridad y la vida útil de las baterías de ion litio. Para ello se han llevado a cabo ensayos no destructivos con el objeto de analizar el efecto que tiene la temperatura de secado de una cabina de pintura en la temperatura alcanzada por la batería de tracción.

En el capítulo 6 se analiza la degradación de las celdas de una batería de ion litio de un vehículo eléctrico en función de distintos estilos de conducción con el objeto de analizar cómo influye el estilo de la conducción sobre la degradación de la batería y por lo tanto sobre la depreciación del vehículo eléctrico.

En el capítulo 7 se desarrolla un algoritmo de cálculo que permita evaluar la degradación de diferentes vehículos en base a distintos parámetros, analizando la influencia que tiene cada uno de ellos sobre la degradación de la batería y además se desarrolla un algoritmo que permita conocer la depreciación de una batería de un vehículo eléctrico en función de su degradación y calcular cómo influye esta depreciación sobre el valor residual del vehículo. Hay que tener en cuenta que todas las baterías de ion litio de los vehículos eléctricos sufren un deterioro como consecuencia de uso, lo que se conoce como envejecimiento. Actualmente, en los vehículos eléctricos, el valor de coste de la batería que alimenta al vehículo para su propulsión es una parte muy sustancial el coste del vehículo. Por otro lado, todo apunta a que la vida útil de un vehículo eléctrico será más larga que la de un vehículo de combustión tradicional, puesto que los componentes de un vehículo eléctrico tendrán menos desgaste que los de un motor de combustión. Sin embargo, la vida útil de la batería no seguirá ese patrón. La vida óptima de una batería de litio se agota sobre los 7 años, ya que conforme pasa el tiempo se deteriora, disminuye de capacidad y, por lo tanto, se reduce su autonomía máxima. Por este motivo, hay que analizar la degradación de la batería para estimar su valor y ver cómo influye sobre el valor final del vehículo, tema de gran importancia para el sector asegurador y para el sector de compra y venta de vehículos de segunda mano.

En el capítulo 8 se analiza el comportamiento estructural de distintas configuraciones de batería de tracción de ion litio en caso de colisión lateral. En los vehículos eléctricos actuales, la finalidad de la batería de tracción es almacenar energía. En el diseño de esta batería, se tienen en cuenta diferentes parámetros para disponer la batería/módulo/células en la configuración mecánica y térmicamente más segura. Además, la disposición de la batería debe tener un comportamiento dinámico correcto durante las colisiones. El objeto es determinar la disposición más segura con respecto a la intrusión en el habitáculo y con respecto a la propagación térmica, pero también la disposición más segura para los ocupantes de dicho vehículo en caso de colisión lateral.

Por último, el capítulo 9 resume los resultados y las principales conclusiones obtenidas del estudio llevado a cabo, seguido de contribuciones y posibles futuras líneas de investigación.

1.8 Referencias

[1] Hyung-Joo Noh, Sungjune Youn, Chong Seung Yoon, Yang-Kook Sun (2013). Comparison of the structural and electrochemical properties of layered Li [NixCoyMnz]O2 (x=1/3, 0.5, 0.6, 0.7, 0.8 and 0.85) cathode material for lithium-ion batteries. Journal of Power Sources. Volume 233, 1 July 2013, Pages 121-130.

[2] Electrek 2018. Available online: https://electrek.co/2018/06/16/tesla-model-s-battery-fire-investigating/ (accessed on 28 November 2023).

[3] Yahoo!news 2019. Available online: https://sg.news.yahoo.com/tesla-car-catches-fire-hong-kong-parking-lot-050418281--finance.html?guccounter=1&guce_referrer=aHR0cHM6Ly93d3cuZ29vZ2xlLmNvbS8&guce_referrer_sig=AQAAAClpkmgR9urlu5KzzVB-y0uh0DW8ghCIrL9EdFrWSrIT8vBTETyCHsDA7mD5_1traEOgmIBOpuOZXf4YnfLD95g-yLPIlILgysRGQE48TSCJ4CdwpZKHvgTWfNP0r98GLV4CHFC9g-qRRZo2c0GcQPZZ3X4LK_4Y66TUg90JdNlN (accessed on 28 November 2023).

[4] CNN Business 2019. Available online: https://edition.cnn.com/2019/05/16/business/tesla-fire-battery-software-update/index.html#:~:text=Tesla%20is%20upgrading%20the%20battery,and%20improve%20their%20overall%20longevity (accessed on 28 November 2023).

[5] Electrek 2023. Available online: https://electrek.co/2023/04/27/tesla-fire-police-believed-battery-arson/ (accessed on 28 November 2023).

[6] Carnewschina 2023. Available online: https://carnewschina.com/2023/08/09/tesla-model-s-fire-in-sichuan/(accessed on 28 November 2023).

[7] cbsnews 2023. Available online: https://www.cbsnews.com/sacramento/news/tesla-spontaneously-catches-fire-in-rancho-cordova-high-end-vehicle-scrap-yard/ https://carnewschina.com/2023/08/09/tesla-model-s-fire-in-sichuan/(accessed on 28 November 2023).

[8] Sun, P., Bisschop, R., Niu, H. and Huang, X. (2020) A Review of Battery Fires in Electric Vehicles. Fire Technology, 56, 1361-1410.

[9] Pan Y-W, Hua Y, Zhou S, He R, Zhang Y, Yang S, Liu X, Lian Y, Yan X, Wu B, 2020, A computational multi-node electro-thermal model for large prismatic lithium-ion batteries, Journal of Power Sources, Vol: 459, ISSN: 0378-7753.

[10] © Johan Jarnestad/The Royal Swedish Academy of Sciences.

[11] Balakrishnan, P.G.; Ramesh, R.; Kumar, T.P. Safety mechanisms in lithium-ion batteries. J. Power Sources 2006, 155, 401–414.

[12] Chen, M.; Yuen, R.; Wang, J. An experimental study about the effect of arrangement on the fire behaviors of lithium-ion batteries. J. Therm. Anal. Calor 2017, 129, 181–188.

[13] Huang, P.; Wang, Q.; Li, K.; Ping, P.; Sun, J. The combustion behavior of large scale lithium titanate battery. Sci. Rep. 2015, 5, 7788.

[14] Fu, Y.; Lu, S.; Li, K.; Liu, C.; Cheng, X.; Zhang, H. An experimental study on burning behaviors of 18650 lithium ion batteries using a cone calorimeter. J. Power Sources 2015, 273, 216–222.

[15] Chen, M.; Zhou, D.; Chen, X.; Zhang, W.; Liu, J.; Yuen, R.; Wang, J. Investigation on the Thermal Hazards of 18650 Lithium Ion Batteries by Fire Calorimeter. J. Therm. Anal. Calorim. 2015, 122, 755–763.

[16] Feng, X.; Fang, M.; He, X.; Ouyang, M.; Lu, L.; Wang, H.; Zhang, M. TR features of large format prismatic lithium ion battery using extended volume accelerating rate calorimetry. J. Power Sources 2014, 255, 294–301.

[17] Roth, E.P.; Doughty, D.H. Thermal abuse performance of high-power 18650 Li-ion cells. J. Power Sources 2004, 128, 308–318.

[18] C. Arbizzani, G. Gabrielli, M. Mastragostino, Thermal stability and flammability of electrolytes for lithium-ion batteries. 2011. J. Power Sources 196 (10) (2011) 4801-4805.

[19] T.M. Bandhauer, S. Garimella, T.F. Fuller, J. Electrochem. Soc. 158 (3) (2011) R1eR25.

[20] C.L. Campion, W.T. Li, B.L. Lucht, J. Electrochem. Soc. 152 (12) (2005) A2327eA2334.

[21] J.R. Dahn, G.M. Ehrlich, in: T.B. Reddy (Ed.), Linden's Handbook of Batteries, McGraw Hill, New York, 2011, pp. 26.1e79.

[22] D.H. Doughty, et al., J. Power Sources 110 (2) (2002) 357e363.

[23] D.H. Doughty, et al., J. Power Sources 146 (1e2) (2005) 116e120.

[24] R. Fei, T. Cox, W. Hsin, J. Power Sources 249 (2014) 156e162.

[25] J.A. Jeevarajan, et al., in: S. Surampudi, et al. (Eds.), Lithium Batteries, Proceedings, vol. 99, Electrochemical Society Inc., Pennington, 2000, pp. 694e705.

[26] C.Y. Jhu, et al., J. Therm. Anal. Calorim. 106 (1) (2011) 159e163.

[27] G.-H. Kim, A. Pesaran, R. Spotnitz, J. Power Sources 170 (2) (2007) 476e489.

[28] E.P. Roth, in: Battery Safety and Abuse Tolerance at the 212th ECS Meeting, 2008, pp. 19e41.

[29] E.P. Roth, et al., Advanced Technology Development Program for Lithium-ion Batteries: Thermal Abuse Performance of 18650 Li-ion Cells, SAND2004-0584, Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM, 2004.

[30] R.M. Spotnitz, et al., J. Power Sources 163 (2) (2007) 1080e1086.

[31] P. Huang, Q. Wang, K. Li, P. Ping, J. Sun, Sci. Rep. 5 (2015) 12, https://doi.org/10.1038/srep07788.

[32] Y. Fu, S. Lu, K. Li, C. Liu, X. Cheng, H. Zhang, J. An experimental study on burning behaviors of 18650 lithium ion batteries using a cone calorimeter. Power Sources 273 (2015) 216–222, https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2014.09.039.

[33] M. Chen, D. Zhou, X. Chen, W. Zhang, J. Liu, R. Yuen, J. Wang, J. Therm. Anal. Calorim. 122 (2) (2015) 755–763, https://doi.org/10.1007/s10973-015-4751-5.

[34] X. Feng, J. Sun, M. Ouyang, F. Wang, X. He, L. Lu, H. Peng, Characterization of penetration induced thermal runaway propagation process within a large format lithium ion battery module, J. Power Sour. 275 (2015) 261–273.

[35] X. Feng, L. Lu, M. Ouyang, J. Li, X. He, A 3D thermal runaway propagation model for a large format lithium ion battery module, Energy 115 (2016) 194–208.

[36] C.F. Lopez, J.A. Jeevarajan, P.P. Mukherjee, Experimental analysis of thermal runaway and propagation in lithium-ion battery modules, J. Electrochem. Soc. 162 (2015) A1905–A1915.

[37] S. Gao., X. Feng, L. Lu, N. Kamyab, J. Du, P. Comsn, R. E. White, M. Ouyang. An experimental and analytical study of thermal runaway propagation in a large format lithium ion battery module with NMC pouch-cells in parallel. 2019, International Journal of Heat and Mass Transfer Volume 135, June 2019, Pages 93-103.

[38] Markevich, E.; Pollak, E.; Salitra, G.; Aurbach, D. On the performance of graphitized meso carbon microbeads (MCMB)–meso carbon fibers (MCF) and synthetic graphite electrodes at elevated temperatures. J. Power Sources 2007, 174, 1263–1269.

[39] Gabrisch, H.; Ozawa, Y.; Yazami, R. Crystal structure studies of thermally aged LiCoO2 and LiMn2O4 cathodes. Electrochim. Acta 2006, 52, 1499–1506.

[40] Handel, P.; Fauler, G.; Kapper, K.; Schmuck, M.; Stangl, C.; Fischer, R.; Uhlig, F.; Koller, S. Thermal aging of electrolytes used in lithium-ion batteries—An investigation of the impact of protic impurities and different housing materials. J. Power Sources 2014, 267, 255–259.

[41] Leng, F.; Tan, C.M.; Pecht, M. Effect of Temperature on the Aging rate Li Ion Battery Operating above Room Temperature. Sci. Rep. 2015, 5, 12967.

[42] Wang, Q.; Jiang, B.; Li, B.; Yan, Y. A critical review of thermal management models and solutions of lithium-ion batteries for the development of pure electric vehicles. Renew. Sustain. Energy Rev. 2016, 64, 106–128.

[43] Alkhulaifi, Y.M.; Qasem, N.A.A.; Zubair, S.M. Improving the performance of thermal management system for electric and hybrid electric vehicles by adding an ejector. Energy Convers. Manag. 2019, 201, 112133.

[44] Chen, Z.; Xiong, R.; Lu, J.; Li, X. Temperature rise prediction of lithium-ion battery suffering external short circuit for all-climate electric vehicles application. Appl. Energy 2018, 213, 375–383.

[45] Joris, D.H.; Joris, J.; Mohamed, A.M.; Peter, V.D.B.; Joeri, V.M.; Noshin, O. Combining an Electrothermal and Impedance Aging Model to Investigate Thermal Degradation Caused by Fast Charging. Energies 2018, 11, 804.

[46] Al-Zareer, M.; Dincer, I.; Rosen, M.A. A novel approach for performance improvement of liquid to vapor based battery cooling systems. Energy Convers. Manag. 2019, 187, 191–204.

[47] Al-Zareer, M.; Dincer, I.; Rosen, M.A. A novel phase change based cooling system for prismatic lithium ion batteries. Int. J. Refrig. 2017, 86, 203–217.

[48] D. Andre, C. Appel, T. Soczka-Guth, and D. U. Sauer, “Advanced mathematical methods of SOC and SOH estimation for lithium-ion batteries,” J. Power Sources, vol. 224, pp. 20–27, Feb. 2013.

Capítulo 2: Arquitectura de un Pack de Baterías

2. Arquitectura de un pack de baterías

Los vehículos con sistemas de propulsión eléctricos suponen un gran cambio respecto a los sistemas habituales de propulsión mediante motor de combustión interna. Una de las principales diferencias es que el vehículo eléctrico incorpora la batería de alto voltaje para almacenar la energía eléctrica que alimenta al motor eléctrico.

En este capítulo se va a hacer una pequeña introducción a las baterías de tracción, para explicar su química, su funcionamiento, así como su arquitectura. Es importante tener un conocimiento de la batería de tracción, de su arquitectura, sus componentes y su funcionamiento ya que es el componente sobre el que se van a realizar los ensayos y las investigaciones en las que se centra la presente tesis.

2.1 Introducción

El almacenamiento de energía utilizado en las vehículos eléctricos e híbridos está basado en la tecnología de la celda electroquímica. En una pila o celda electroquímica existen dos electrodos, uno positivo (cátodo) y otro negativo (ánodo), que cuando se conectan fluyen los electrones de un electrodo a otro, generando corriente eléctrica. Dichos electrodos están sumergidos en un electrolito, medio a través del cual se produce el intercambio de iones entre los electrodos. Por otro lado, en las pilas hay un separador, que tiene la misión de mantener separados ambos electrodos. Todas las baterías, independientemente del tipo, están basadas en un proceso químico de reducción-oxidación, que puede ser no reversible (batería primaria) o reversible (batería secundaria o recargable). En el ánodo se liberan los electrones (oxidación) que circulan por el circuito eléctrico exterior hasta que llegan al cátodo (reducción).

Las celdas electroquímicas no son un invento reciente, sino que su origen data de hace más de dos siglos y desde entonces ha ido evolucionando. La primera celda electroquímica fue inventada por Alessandro Volta en 1800. Actualmente existen distintos tipos de celdas en función de su forma, de su química y de si no son recargables (primarias, transforman energía química en energía eléctrica de manera irreversible) o si son recargables (secundarias, puede ser recargadas). Inicialmente las celdas eran solamente primarias (celda voltaica). En el año 1859 el científico francés Gaston Planté inventó el acumulador eléctrico que consistía en electrodos formados por planchas de plomo que se sumergían en una solución ácida (ácido sulfúrico), se trataba de la primera celda recargable. Con sucesivas mejoras ese acumulador sigue siendo la base de las baterías de plomo ácido de los automóviles. El acumulador desarrollado por Gastón Planté suministra 2 V, así que la batería de 12

V de plomo ácido utilizada en la mayoría de los automóviles como batería de servicio, aunque ya se están comenzando a sustituir por baterías de ion lito, consiste en seis celdas de este tipo dispuestas en serie. Las baterías de plomo acido han sido las más utilizadas por tratarse de una tecnología madura con elevada disponibilidad y de bajo coste. Estas baterías tienen como ventaja que poseen un voltaje elevado, son capaces de suministrar una elevada intensidad de corriente y una elevada potencia, son el tipo de baterías más barato y pueden reciclarse. Este tipo de baterías presenta como inconveniente, que poseen una baja energía específica, tienen un número bajo de ciclos de carga y descarga y no están preparadas para elevadas profundidades de descarga.



Fig. 2.1. *Acumulador de Gastón Planté.*

En el año 1899 los científicos suecos Waldman Junger y Berg inventan la batería recargable (secundaria) de Níquel Cadmio (Ni-Cd), formada por un electrodo positivo (cátodo) de Níquel y un electrodo negativo (ánodo) de Cadmio, en una disolución de hidróxido de potasio. Este tipo de baterías presentaba como ventajas su ciclabilidad (entre 1.000 y 1.500 ciclos de carga), superior al de las baterías de Níquel Metal Hidruro. Mientras que sus desventajas eran la toxicidad del Cadmio y que tenían efecto memoria.

En el año 1970 Standfrod Ovshinsky inventó la batería de Níquel Metal Hidruro (NiMH) que sustituye el Cadmio por una aleación que almacena hidrógeno ya que se restringió el uso de Cadmio a causa de su nocividad para el medio ambiente, a partir de febrero de 2008 al entrar en vigor el RD 106/2008 sobre pilas y acumuladores y la gestión ambiental de residuos. Estas baterías son las que comienzan a utilizar como batería de tracción los vehículos híbridos, por ejemplo, los híbridos del fabricante Toyota. Se ha utilizado este tipo de baterías en los híbridos por su mejor ciclabilidad y por la ausencia del efecto memoria, respecto a las baterías de plomo ácido.

Por ciclabilidad se entiende el número de ciclos de carga-descarga que una batería es capaz de soportar sin perder sus características de autonomía iniciales. En el sector de automoción es aceptado que los ciclos de vida de una batería es aquel número de ciclos de carga/descarga que se pueden realizar hasta que su capacidad sea el 80% de su valor nominal de capacidad indicado por el fabricante.

Con efecto memoria se hace referencia a que la batería pierde capacidad si se realizan cargas incompletas (este efecto aparece cuando la batería se carga sin haberse descargado totalmente).

Por lo tanto, este efecto memoria afecta al rendimiento de algunos tipos de baterías ya que este efecto hace que después de múltiples descargas parciales, la batería se descargue hasta el nivel de descarga parcial en el que había estado repetidamente.

En los años 80, John B. Goodenough, químico estadounidense, y su equipo de investigación de la empresa japonesa Sony, produjeron baterías de ion litio, que además de ser una batería secundaria es decir recargable, era mucho más estable que la batería de litio puro.

En 1991 comienza a comercializarse la batería de ion litio por Sony, aunque fue inventada en 1912 y se retrasó su comercialización por motivos de seguridad en el manejo del litio. Actualmente existen en el mercado distintos tipos de celdas de ion litio, cuyo nombre viene dado por la química del cátodo ya que en el ánodo hay litio y en el cátodo puede haber sulfuro de hierro, dióxido de manganeso,…..

Las baterías de ion litio tienen ventajas sustanciales sobre las baterías comercializadas con anterioridad. Son mucho más ligeras y compactas que las baterías de plomo ácido que todavía se siguen utilizando, aunque poco a poco van siendo sustituidas. Las baterías de ion litio son recargables, y no contienen un metal tóxico a diferencia de las baterías recargables de Níquel Cadmio y tampoco tienen efecto memoria.

Las baterías competidoras directas de las baterías de ion litio son las baterías de hidruro metálico de níquel, pero son más pesada y no transportan tanta energía.

A finales de los 90 se lanzó al mercado la batería de polímero de ion de litio, en este tipo de celdas el electrolito se encuentra alojado en un polímero sólido compuesto, mientras que los electrodos y separadores se encuentran laminados entre ello, este tipo de estructura permite el uso de una envolvente de materiales flexibles.

Las baterías de ion litio están siendo cada vez más comunes por su elevada densidad de potencia y porque poco a poco están teniendo un precio más competitivo. Todo parece indicar que van a ser las sucesoras de las baterías de plomo ácido.

A lo largo de la historia, como se ha podido comprobar, se ha experimentado con diversos tipos de celdas, el reto actual en el sector de la automoción consiste en conseguir que las celdas a utilizar sean económicamente viables, dispongan de la densidad energética suficiente para poder utilizarse en los vehículos eléctricos, es decir que pesando poco ofrezcan una elevada autonomía, y se reduzca el tiempo de recarga. Otro aspecto no menos importante en el que se está trabajando es el reciclaje de este tipo de baterías o celdas.

2.3 Funcionamiento de una celda de ion litio

Las celdas de iones de litio, también denominadas celdas Li-ion, están formadas por un ánodo (electrodo negativo) de carbono (grafito) y un cátodo (electrodo positivo) formado por un óxido de litio con un metal de transición, utiliza como electrolito, en la mayoría de las ocasiones, una disolución de sal de litio ($LiPF_6$, hexafluorofosfato de litio) en un solvente no acuoso. El material del

cátodo es el que le da la denominación a la celda en función de su química. El colector de corriente es una hoja muy fina, en el caso del ánodo es de cobre y en el caso del colector del cátodo es de aluminio. No obstante, se está investigando sobre una nueva tecnología de baterías de litio con ánodo de silicio-grafeno, lo que permitirá que estas celdas tengan mayor capacidad y soporten cargas más rápidas.

El funcionamiento de estas celdas se basa en la inserción/desinserción de iones Litio (Li+), es decir, se basan en una química de intercalación en lugar de en una química de reacciones superficiales. El grafito es un material capaz de intercalar y des-intercalar iones de litio en su matriz. Estas celdas siempre tienen como elemento común el catión litio por eso se denominan celdas de ion litio. En este tipo de celdas el litio se encuentra inicialmente en el cátodo, mientras que el ánodo no tiene litio, por lo tanto, hay que cargar la celda parar que pueda suministrar energía

En las celdas recargables o secundarias se producen dos procesos uno de descarga en el que la reacción redox que tiene lugar en su interior genera una corriente de electrones y un proceso de recarga, haciendo pasar una corriente eléctrica en sentido contrario. Este proceso de recarga puede repetirse un número de veces limitado.

En una celda de ion litio, teniendo en cuenta como ya se ha indicado que el litio tiene gran tendencia a ceder el electrón más externo, el litio se oxida a Li^+ en el ánodo (electrodo negativo), y estos iones migran al cátodo (electrodo positivo). Por lo tanto, el ánodo es el elemento reductor y cede electrones al circuito externo y se oxida en la reacción electroquímica, mientras que el cátodo es el elemento oxidante y absorbe los electrones del circuito externo y se reduce en la reacción. Una de las ventajas de las baterías de iones de lito es que no se basan en reacciones químicas que descomponen los electrodos, sino que se basan en iones de litio que fluyen de un lado a otro entre el ánodo y el cátodo.

El electrolito es el conductor iónico, es decir, es el medio en el que se transfiere la carga, se trata de un disolvente orgánico en el que están sumergidos los electrones. El problema del electrólito es que es inflamable y contiene Flúor, que por hidrólisis forma el ácido fluorhídrico HF que es muy tóxico. Se ha estudiado la cantidad de electrolito en distintas celdas de ion litio prismáticas de gran formato disponibles en el mercado con distintas químicas de cátodo [1], se observó que las celdas fabricadas por fabricantes de celdas reconocidos tenían menor cantidad de electrólito en comparación con la celda de fabricantes menos conocidos. La cantidad media de electrolito que presentaban los primeros era de unos 18 g (entre 15 y 20 ml), mientras que en el caso de los fabricantes menos conocidos presentaban una cantidad media de electrolito de unos 36 g (unos 35 ml). Se investigó también el efecto del envejecimiento cíclico sobre la cantidad de electrolito líquido libre [1] y se observó que las celdas envejecidas contienen una cantidad menor de electrolito libre que las celdas nuevas del mismo tipo, en concreto una de cada cuatro celdas envejecidas cíclicamente contenía una cantidad de electrolito líquido libre 4 veces inferior a la de las celdas nuevas del mismo tipo.

Sin embargo, nuestros resultados sugieren que el consumo de electrolito puede tener lugar a ritmos desiguales en las distintas celdas del pack de baterías de un vehículo eléctrico, aunque se encuentren en lugares similares dentro del mismo pack de baterías. Por otro lado, comparando los resultados de electrolito líquido libre obtenido con la evaluación cuantitativa de la toxicidad de los electrolitos de las baterías de iones de litio, se puede concluir que tanto las celdas de baterías de

iones de litio comerciales nuevas como las envejecidas pueden contener electrolito líquido libre en cantidades suficientes para la formación de una atmósfera potencialmente tóxica en espacios cerrados tras una liberación de electrolito de una sola celda. Es importante tener en cuenta que una liberación del electrolito líquido libre contenido representa el mejor de los casos, ya que su cantidad corresponde a la cantidad mínima de electrolito que puede liberarse de una celda de batería en caso de que la integridad de la carcasa de la celda se haya visto afectada. Una cantidad significativamente mayor de electrolito, incluido el absorbido por los componentes de la pila, puede ser expulsado en condiciones de abuso, aumentando así los riesgos.

Por otro lado, el separador, lámina que separa los dos electrodos, tiene que permitir el paso de los iones, pero no de los electrones, suele ser de plástico perforado.

Una vez explicados los distintos componentes de la batería de ion litio, se va a analizar su funcionamiento durante la carga y durante la descarga:

1. **Durante la carga:**

- La carga se produce cuando una corriente eléctrica aplica un voltaje a través de la batería, para ello la batería se conecta a una fuente externa de energía.

- En este caso los iones de litio (Li^+) se mueven del cátodo hacia el ánodo a través del electrolito.

- Mientras que los electrones se mueven a través del circuito externo, del cátodo al ánodo, en el ánodo se combinan con los iones de litio para almacenarse en el material de grafito del ánodo.

- Cuando los iones de litio llegan al grafito del ánodo, se insertan en las capas de ese material quedando el litio depositado allí al recombinarse con los electrones y la reacción que se produce en el ánodo durante la carga es:

  $C + Li^+ + e^- \longrightarrow LiC_6$

- Cuando los iones de litio dejan de fluir, la batería está completamente cargada ya que en este proceso almacena energía puesto que el potencial electroquímico del grafico es mayo que el del óxido de cobalto y los iones de litio tienen a moverse del potencial al que se encuentran en el cátodo hasta el potencial del ánodo.

2. Durante la descarga:

- Durante la descarga de la batería, los iones de litio (Li^+) se mueven de regreso del ánodo de grafito hacia el cátodo de óxido de cobalto y litio (material habitual del cátodo) a través del electrolito.

- Por otro lado, los electrones también fluyen desde el ánodo al cátodo a través del circuito externo, suministrando energía eléctrica al dispositivo conectado a la batería/celda. Esto se debe a que los Li^+ en el grafito están a un potencial electroquímico más elevado que el que tenían en el óxido de cobalto y litio, por lo tanto, reducen su potencial suministrando energía al dispositivo al que está conectada la batería.

- En el cátodo, los iones se vuelven a intercalar en su material.
- La reacción que se produce en el cátodo durante la descarga es:

$$LiCoO_2 \longrightarrow CO_2 + Li^+ + e^-$$

2.2 Tipos de celdas en función de su composición química

Como se ha indicado anteriormente hay distintos tipos de celdas en función de su composición química, en esta tesis todos los estudios e investigaciones se realizan sobre las baterías de ion litio. Dentro de las baterías de litio se puede distinguir las baterías de ion litio (Li-ion), las baterías de polímeros de litio (LiPo) y las baterías de litio-metal.

Las baterías o pack de baterías de ion litio están formadas por celdas de ion litio que se caracterizan por tener un elevado voltaje de celda de unos 4 V, elevadas densidades de energía y potencia, tiempos de carga cortos, baja autodescarga, alta eficiencia y larga vida útil.

No obstante, en comparación con muchas otras tecnologías de baterías, las baterías de iones de litio presentan algunos inconvenientes en términos de seguridad, por ejemplo, el electrolito es inflamable y la celda tiene una ventana operativa estable limitada en términos de rangos de voltaje y temperatura. En caso de sobrecalentamiento, la propia celda proporciona internamente los tres elementos (del triángulo del fuego) necesarios para que se produzca un incendio: calor/ignición, material combustible y oxígeno.

A pesar de que estas celdas poseen una elevada densidad energética y estabilidad cíclica, el litio no es un mineral infinito. Las baterías de ion litio pueden conseguir diseños más ligeros por su elevada densidad energética, por ello tienen un importante papel en los nuevos vehículos eléctricos e híbridos.

En este tipo de baterías el ánodo (electrodo negativo) es de carbono (grafito), material que es capaz de intercalar y des-intercalar iones de litio en su matriz, y su colector es de cobre. No obstante, los nuevos desarrollos apuntan a una nueva tecnología de baterías de litio con ánodo de silicio-grafeno, que permitirá mayores capacidades y cargas más rápidas.

Los materiales que se usan en el cátodo (electrodo positivo), cuyo colector es de aluminio, son los que dan la denominación a la batería y son óxidos de litio con un metal de transición que, por ejemplo, puede ser:

- Cobalto: Su nombre químico es baterías de litio-cobalto ($LiCoO_2$ cuya abreviatura es LCO), tienen elevada capacidad y se utilizan en teléfonos móviles, portátiles y cámaras fotográficas.
- Manganeso: Su nombre químico es baterías de manganeso de litio ($LiMn_2O_4$ cuya abreviatura es LMO)
- Fosfato de hierro: Su nombre es baterías de litio-fosfato de hierro ($LiFePO_4$ cuya abreviatura es LFP)

- Níquel, manganeso y óxido de cobalto: Su nombre es baterías de óxido de cobalto de manganeso y litio ($LiNiMnCoO_2$ cuya abreviatura es NMC). Este tipo junto con las LFP y LMO, son más seguras, tienen menor capacidad que las baterías LCO pero mayor potencia especifica y mayor vida útil. Se utiliza por ejemplo en herramientas, bicicletas y vehículos eléctricos.
- Níquel, cobalto y óxido de aluminio: Su nombre es baterías de óxido de aluminio, níquel, cobalto y litio ($LiNiCoAlO_2$ cuya abreviatura es NCA).
- Titanato: Su nombre es baterías de litio titanato ($Li_4Ti_5O_{12}$ cuya abreviatura es LTO). Las LTO y NCA están ganando importancia en el tren motriz eléctrico y en la red de almacenamiento.

En 1817 el litio fue descubierto por A. Arfwedson y J.J. Berzelius analizando mineral de petalita $LiAlSi_4O_{10}$ (descubierto previamente por el brasileño Andrade e Silva). El litio es un elemento químico con número atómico 3 y su nombre viene de lithos= piedra. Sin embargo, aunque Arfwedson descubrió su óxido no fue capaz de aislar el metal litio. En 1821, Brande y Davy consiguieron aislar a pequeña escala el litio mediante la electrólisis de un óxido de litio, y a gran escala lo aislaron en 1855 Bunsen y Mattiesen, mediante electrólisis de cloruro de litio y cloruro de potasio fundidos, que es el método de extracción industrial que se utiliza en la actualidad.
Un siglo después, en 1913 Lewis [2] comenzó a explorar las propiedades electroquímicas del litio y propuso el ánodo de litio por sus excelentes propiedades físicas, baja densidad (0,534 g/cm^3), elevada capacidad específica (3860 mAh/g) y bajo potencial redox (-3,04 V).
A principios de 1958, Harris [3] examinó la solubilidad del litio en varios electrolitos no acuosos, sales fundidas y sal de litio inorgánica ($LiClO_4$), disueltos en carbonato de propileno (PC). Observó la formación de una capa de pasivación muy delgada (SEI, Solid Electrolyte Interphase) que recubre la superficie del ánodo y que se forma por degradación del electrolito, ya que los productos resultantes de la descomposición del electrolito se depositan sobre el ánodo. Esta capa SEI era capaz de impedir una reacción química directa entre el litio y el electrolito, y al mismo tiempo permitía el transporte de iones a través de ella, lo que dio lugar a estudios sobre la estabilidad de las baterías de iones de litio. Estos estudios también aumentaron el interés por la comercialización de baterías primarias de iones de litio.
La SEI o interfase electrolítica sólida no existe cuando se construye la celda, es cuando la celda experimenta la primera carga las moléculas se agregan y experimentan reacciones electroquímicas para formar la estructura de la SEI que desvía a los electrones, lo que hace que la batería funcione y pueda almacenar energía.
Debido al paso del tiempo o a soportar muchos ciclos de carga y descarga, esta capa SEI tiende a desprenderse del ánodo. En ese momento, al desaparecer la SEI el electrolito queda expuesto al ánodo y se vuelve a descomponer, lo que hace que disminuya poco a poco la cantidad de litio disponible en el electrolito, disminuyendo de este modo la vida útil de la batería, es decir, aumentando su degradación.
En 1969 se desarrolla la primera pila de litio con cátodo de dióxido de litio-azufre Li/SO_2 (Meyers y Simmons), de un solo uso por lo que no era recargable. Simultáneamente, los avances en el conocimiento de la intercalación del litio en diferentes materiales dieron origen a las baterías recargables (secundarias) de iones de litio. En este contexto se destaca la contribución de Michel Armand. La inserción de litio en grafito data de 1955, pero no se confirmó hasta la síntesis de LiC_6 en 1965 [4]. La síntesis de LiC_6, sin embargo, no se obtuvo mediante un proceso electroquímico en

aquel momento, y la intercalación reversible de litio en grafito hasta LiC_6 fue establecida por Besenhard y Eichinger en 1976, pero, debido a la falta de un electrolito adecuado que pudiera evitar la cointercalación en el grafito, no se utilizó el grafito como material catódico en aquel momento. Este problema fue resuelto por el grupo de Michel Armand en 1978 mediante el uso de electrolito polimérico que permitió a estos autores identificar la idoneidad del grafito como electrodo negativo intercalado [5,6].

En la década de los 70, Armand propuso la fabricación de una batería de iones de litio basada en dos materiales diferentes de intercalación para cátodos y ánodos, esta batería es la que inicialmente se llamó "rocking-chair battery", para después llamarse batería de iones de litio, debido al paso de iones de un electrodo durante el proceso de carga y de descarga. Este concepto implicaba la transferencia de iones de litio de un lado a otro y fue demostrado en 1980 por Lazzari y Scrosati [7]. Armand, que comparte patentes e investigaciones con dos de los ganadores del Nobel -John Goodenough y Stanley Whittingham- es considerado por la comunidad científica internacional como el "próximo gran padre de las baterías del futuro" por el trabajo que está realizando con el electrolito polimérico sólido.

El premio Nobel John Goodenough demostró en 1980 que la combinación de óxido de cobalto y de iones de litio podía producir hasta 4 V. Así pues, el concepto de "rocking-chair battery" se ofreció el mismo año en que Goodenough propuso el electrodo positivo de $LiCoO_2$, pero había que llevar el experimento de laboratorio a la escala industrial. Esto se consiguió con la comercialización de la batería de $LiCoO_2$/carbono duro por los equipos de Sony y Asahi Kasei dirigidos por Nishi en 1991. El concepto de "rocking-chair battery" obtuvo posteriormente un gran éxito en la industria japonesa de baterías con Sony [8] (1985) y Sanyo en 1988 [9].

Un avance también muy importante fue el conseguido por el químico británico Stanley Whittingham en 1974, ya que fue la persona que utilizó por primera vez el TiS_2 como material para el cátodo, se trata de un cátodo de intercalación ya que su estructura en capas le permite absorber iones de litio sin modificar su estructura cristalina.

Los primeros trabajos sobre la espinela $LiMn_2O_4$ fueron realizados en 1984 por Thackeray et al. [10] (Baterías LMO). El Manganeso tiene un coste inferior al Cobalto, y la estabilidad térmica del $LiMn_2O_4$ es mejor que la del $LiCoO_2$. Sin embargo, el problema de la disolución del Manganeso en electrolitos a elevada temperatura no fue resulto hasta que Zhou et al. [11] encontraron una sal efectiva que mejoraba la resistencia.

La primera celda de ion litio comercializad por Sonny en 1991 fue desarrollada por el premio Nobel Akira Yoshino (Universidad de Meijo en Nagoya), tomando como base el cátodo de Goodenough. En lugar de utilizar litio reactivo en el ánodo, utilizó coque de petróleo, un material de carbono que, como el óxido de cobalto del cátodo, puede intercalar iones de litio.

Posteriormente se lograron avances en cátodos basados en $LiFePO_4$ (baterías LFP), del que fueron pioneros el grupo de Goodenough [12]. El punto de inflexión para utilizar estos materiales fue el descubrimiento de un proceso de recubrimiento de carbono por un laboratorio internacional dirigido por Armand [13]. El $LiFePO_4$ tiene una muy buena estabilidad térmica pero su potencial redox (3,5 V frente a Li+/Li) es bajo.

Por otro lado, el $LiCoO_2$ tiene una estabilidad bastante pobre, pero pertenece a la clase de cátodos de 4 V. Por lo tanto, paralelamente al desarrollo de la batería de $LiFePO_4$, se ha seguido investigando para mejorar la estabilidad térmica del $LiCoO_2$ mediante la síntesis de $LiFePO_4$. El $LiCoO_2$ mediante la síntesis de soluciones sólidas dopadas con Ni, Mn y otros elementos. Los primeros trabajos realizados en 1992 por el grupo de Delmas et al. [14] sugirieron un concepto de

solución sólida que luego fue explorado por muchos grupos para optimizar la estabilidad térmica de la pila de $LiFePO_4$ y para optimizar el cátodo $Li(Ni_xMn_yCo_z)O_2$ (baterías NMC) que ahora comercializan varias empresas debido a su alta densidad energética; este tipo de baterías actualmente comparten el mercado con el $LiFePO_4$ (baterías LFP).

En la década de 1990 se propuso otro material para el ánodo, la espinela $Li_4Ti_5O_{12}$, para las baterías de iones de litio [15,16] y, más recientemente, para las baterías de iones de Na [17]. Este ánodo puede sustituir al grafito sólo cuando se necesita una alta densidad de potencia, pero en las baterías de Na-ion, el electrodo $Li_4Ti_5O_{12}$ proporciona una capacidad reversible de 155 mAh g-1 y presenta la mejor capacidad de ciclo entre todos los materiales de ánodo basados en óxidos de los que se tiene constancia [18].

Los tres investigadores John Goodenough (estadounidense), Stanley Whittingham (británico) y Akira Yoshino (japonés) en primer lugar recibieron en 2012 la Medalla IEEE de Tecnologías Ambientales y de Seguridad por desarrollar baterías de iones de litio, y posteriormente obtuvieron en 2019 el Premio Nobel de Química, por la invención de las baterías de iones de litio que están presentes en la mayoría de las tecnologías de la vida moderna.

Tras un estudio de la historia de la evolución de las baterías de ion litio, si se realiza una comparación (figura 2.2) entre las 6 composiciones químicas que se pueden utilizar en vehículos eléctricos: $LiCoO_2$, LMO, LFP, NMC, NCA y LTO, de ellas destacan las NMC, LFP y LMO, por ofrecer características superiores al resto. Se establece una comparación teniendo en cuenta los criterios de energía específica (densidad o capacidad de energía), potencia específica (capacidad de funcionar a altas intensidades de corriente cuando sea solicitada), el rendimiento o la capacidad de funcionar a temperaturas extremas (tanto altas como bajas), la ciclabilidad o degradación (el número de ciclos de carga y descarga que pueden soportar sin degradación), el tiempo de vida útil y, por último, el coste económico.

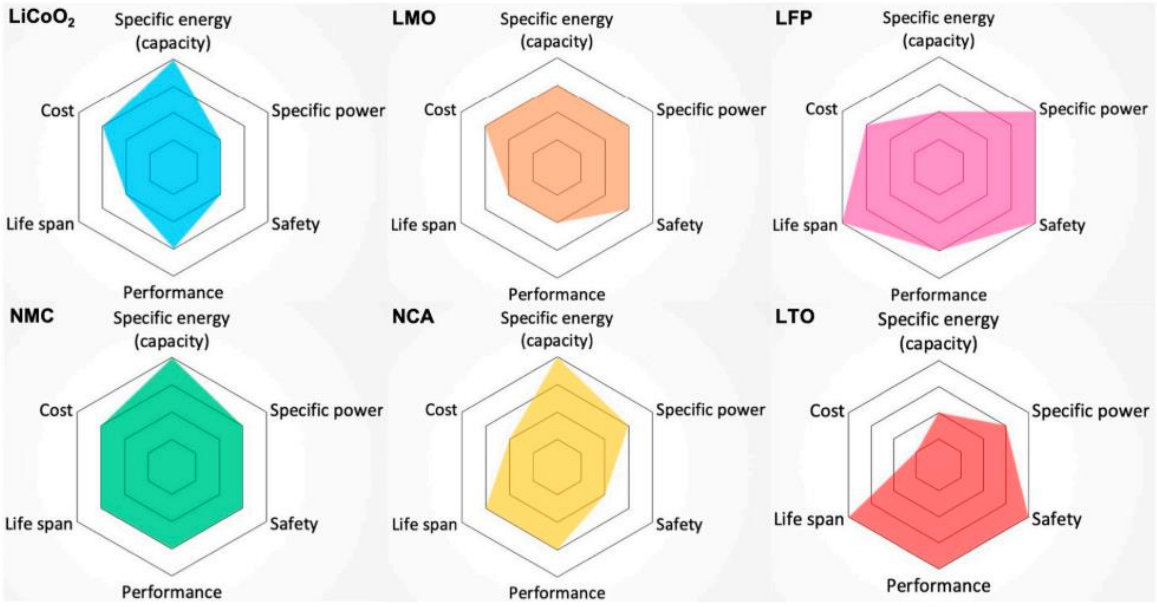


Fig. 2.2. *Comparación de los distintos tipos de baterías de iones de litio utilizadas en los vehículos eléctricos en los siguientes aspectos: energía específica (capacidad), potencia específica, seguridad, rendimiento, vida útil y coste (el hexágono exterior es el nivel más deseable) [19].*

Las baterías LCO tienen una densidad energética muy elevada y un coste alto, por eso estas baterías son pequeñas y se utilizan en móviles y portátiles. Este tipo de baterías tiene un problema

de seguridad ya que el Cobalto tiende a Thermal Runaway, por eso se tiende a buscar una alternativa, por este motivo aparecen las baterías NMC, sustituyendo algunos átomos de Cobalto por Manganeso y Níquel, buscando el equilibrio 1 1 1, de este modo se consigue aumentar la seguridad y reducir el coste, lo que permitió un crecimiento del tamaño de las baterías pudiéndose utilizar en automoción.

Las baterías NCA tienen una gran capacidad energética, pero presentan algunos desafíos en cuestiones de seguridad. Mientras, que las de LFP son mucho más seguras y tienen mayor ciclabilidad, pero tienen menor capacidad energética y sufren mayor autodescarga.

Si se comparan las características técnicas de una NMC y NCA con una LFP (ver figura 2.3) se observa que el voltaje en la curva de descarga, en el caso de las celdas NMC y NCA es descendente y a medida que se descargan, el voltaje va cayendo hasta que llega al final de la curva en la que el voltaje cae de forma abrupta. En cambio, en el caso de las celdas LFP, partiendo de un voltaje más bajo, se mantiene constante hasta el final, y en ese momento cae de forma abrupta.

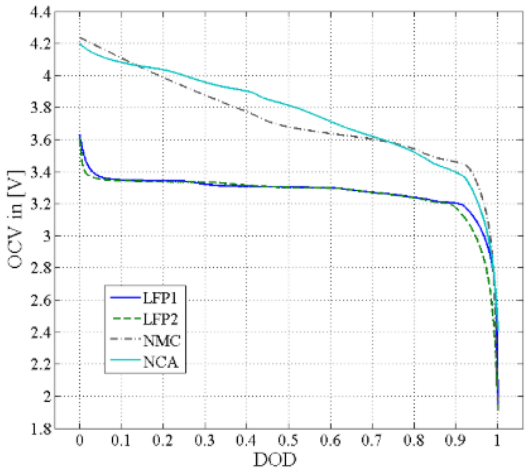


Fig. 2.3. *Voltaje de circuito abierto (OCV, Open CIrcuit Voltage) de las distintas celdas analizadas para distintas profundidades de descarga (DOD, Depth of DIscharge) [20].*

En cuanto a la ciclabilidad (ver figura 2.4), las LFP tienen mayor ciclabilidad, y la NMC tiene mayor ciclabilidad que la NCA. Las LFP suelen tener el doble de ciclos por lo que son muy apropiadas para cualquier aplicación que necesite mayor tiempo, por este motivo son muy utilizadas en aplicaciones estacionarias. En automoción la ciclabilidad necesaria es menor, pero actualmente se están combinado las dos, NMC y LFP.

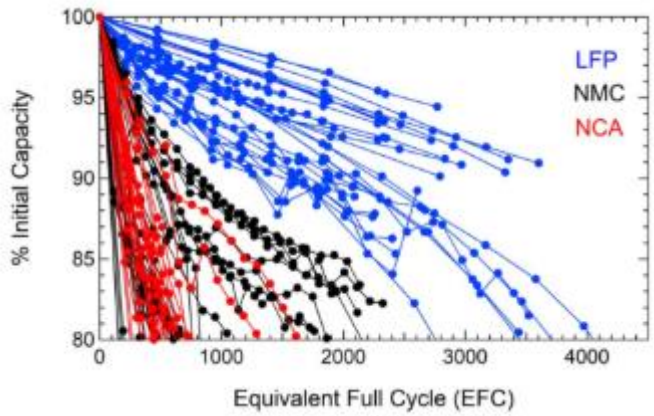


Fig. 2.4. *Retención de capacidad de descarga frente al recuento de ciclos completo en las celdas analizadas [21].*

En cuanto al precio, el coste inicial de la LFP es actualmente más elevado esto se debe al volumen de fabricación que es menor que el volumen de fabricación de las NMC. En los próximos años se espera que el volumen de fabricación de las LFP supere a las de NMC en 2030.

En cuanto a seguridad, para comparar distintas composiciones químicas de baterías de ion litio se va a analizar el impacto que tiene la química de la celda sobre el TR, ya que no todos tipos de tecnología de ion litio, debido a su composición química, tienen la misma sensibilidad al fenómeno de TR.

La siguiente figura (figura 2.5) muestra la energía producida durante un TR inducido artificialmente para distintos tipos de celdas:

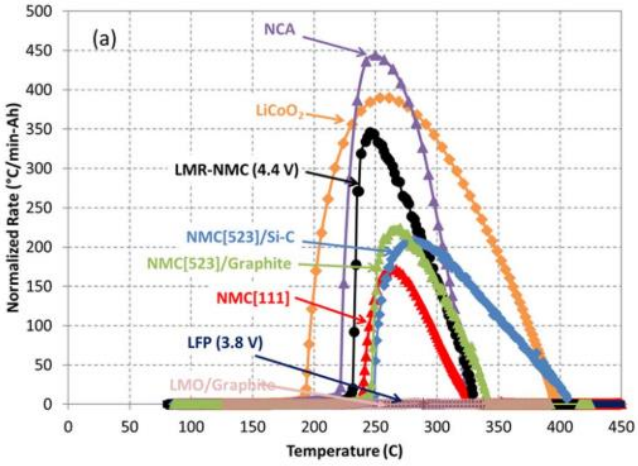


Fig. 2.5. *Aceleración calorimétrica para distintas químicas de celdas de ion litio [22].*

Se observa que las celdas NCA y LCO son las químicas más peligrosas desde el punto de vista de TR, con un aumento de temperatura de unos 450 °C por minuto y 400 °C por minuto, respectivamente. La química NMC emite aproximadamente la mitad de la energía, con un aumento de unos 200 °C por minuto, pero este nivel de energía provoca en todos los casos la combustión interna de los materiales y la ignición de la celda.

Además, se observa que la tecnología LFP se producen pocos fenómenos de TR, con un aumento de la temperatura de apenas 1,5 °C por minuto. Con este nivel de energía liberada, el TR de las celdas de LFP es prácticamente imposible en funcionamiento normal y muy difícil de provocar. Por lo tanto, combinado con un BMS, las baterías de LFP actualmente son las baterías de ion litio más seguras del mercado.

Las celdas de ion litio tiene un elevado voltaje (unos 3,7 V) lo que hace que se reduzca el número de celdas que es necesario montar en un pack de baterías para obtener el voltaje necesario (el voltaje de estas celdas es el triple del de las celdas de Ni-Cd y Ni-MH), poseen alta densidad de energía, si se compara con las celdas de Ni-Cd o Ni-MH, con las mismas características, pesan la mitad y el volumen es más reducido. Por otro lado, no poseen efecto memoria y no contienen metales pesados (como Hg, Pb o Cd) altamente contaminantes. Como inconvenientes, este tipo de baterías no pueden descargarse ni cargarse por debajo o por encima, respectivamente, de unos valores críticos máximos, lo que hace necesario un control electrónico que limite la carga y descarga. Por otro lado, son críticas a bajas y elevadas temperaturas. En el primer caso tienen un rendimiento menor y en el segundo caso presentan riesgos de explosión.

También existe la tecnología de **baterías de litio-metal.** Durante mucho tiempo las baterías de ion litio han constituido la solución ideal para almacenar energía, pero la investigación continúa buscando una solución mejor, más barata, menos pesada y más eficiente. Una solución muy prometedora son las baterías de litio-metal con electrolito sólido, que permiten mejorar la densidad energética y reducir el coste, sin perder seguridad. La evolución en las baterías es constante, se sigue investigando para conseguir una solución más segura y de mayor densidad de energía. En este tipo de baterías el grafito del ánodo se sustituye por una fina capa de litio metálico, el cátodo es de un compuesto de alta energía y el electrolito es estable. El inconveniente que no las hace prácticas actualmente para vehículos eléctricos, es que las dendritas que se forman entre los electrodos consumen el electrolito, reduciendo así su seguridad, rendimiento y vida útil ya que pueden causar un cortocircuito entre los electrodos. Para solucionar este problema se está trabajando en mejorar el electrolito ya que si se utiliza electrolito polimérico (empleado en las baterías de ion litio) es flexible, barato, pero tiene baja conductividad, mientras que el electrolito cerámico tiene buena conductividad, pero es muy frágil. Por lo tanto, la solución en la que se está trabajando es crear un electrolito muy delgado, formado por un polímero (plástico) y un compuesto cerámico. Esto solucionaría el problema, pero existiría la dificultad de unir estos dos tipos de materiales para buscar el electrolito ideal.

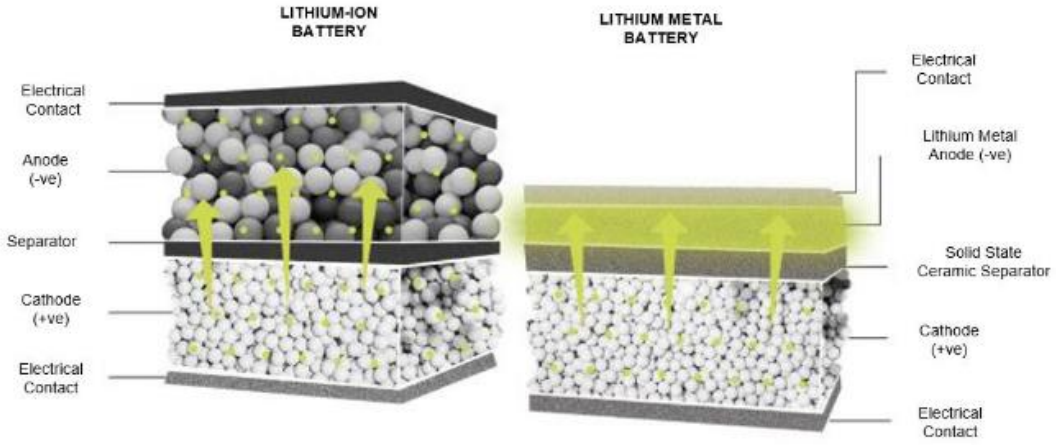


Fig. 2.6. *Comparación entre una batería de ion litio y una batería de litio metálico [23].*

En esta batería de litio metálico de QuantumSpace, los iones pasan a través del separador cerámico y forman una capa entre este separador y el contacto eléctrico, creando de este modo el ánodo (electrodo negativo) cuando está cargando.

A continuación, se presenta un breve resumen de la evolución de distintas baterías de litio sobre las que se está estudiando:

1. **Baterías de litio oxígeno:** Poseen la densidad energética teórica más elevada de todas las baterías conocidas, se considera una tecnología disruptiva si se pudiese llevar a la práctica. Este tipo de baterías posee un ánodo de metal litio y un cátodo de oxígeno poroso separados por un conductor, su funcionamiento depende del decapado/recubrimiento de litio en el electrodo negativo (ánodo) y de la formación/descomposición de óxido de litio Li_2O_2 en el electrodo positivo (cátodo). Esta tecnología está en su primera etapa de desarrollo y presenta desafíos como puede ser la baja capacidad de descarga, una baja eficiencia energética y la oxidación electroquímica de los materiales del cátodo. Se están realizando investigaciones para mejorar este tipo de baterías.

2. **Baterías de litio azufre:** Aunque tienen una elevada capacidad y un largo ciclo de vida, todavía hay que recorrer un largo camino para ampliar las aplicaciones de este tipo de baterías. Se sigue investigando en el desarrollo de materiales avanzados de cátodos de azufre, con alta densidad y carga de azufre, electrolitos de elevada eficiencia, ánodos de litio seguros y estables, separadores funcionales y se necesitan aglutinantes de alta eficiencia.

3. **Baterías de litio en estado sólido:** Los fabricantes de vehículos eléctricos requieren baterías seguras con elevada densidad energética, por este motivo se pretende reemplazar los electrolitos líquidos inflamables a estado sólido. El objetivo de que las baterías de estado sólido sean seguras y tengan una elevada densidad energética (500 Wh/kg) podría alcanzarse teniendo en cuenta lo siguiente:

    - Actualmente el electrolito sólido perfecto no ha sido sintetizado para reemplazar completamente el electrolito líquido, por lo que es necesario desarrollar nuevos sistemas de materiales, como el electrolito solido amorfo sin límites de grano. Por

lo tanto, las principales líneas de investigación pueden ser los compuestos inorgánicos y nuevos mecanismos.
- Por otro lado, el ánodo de litio metal es una de las líneas de investigación, pero en un corto período de tiempo, la película SEI artificial sobre el ánodo de litio, la pre-litiación del ánodo y los ánodos de Li-C y Li-Si se espera que sean los primeros en utilizarse a gran escala.
- El alto contenido de Ni en el cátodo ternario y el cátodo de óxidos ricos en Li son las principales corrientes en el futuro.

La capacidad de descarga específica, el ciclado y el rendimiento deben mejorarse para garantizar un nivel de seguridad.

4. **Baterías de ion-sodio:** El litio mineral, crucial para estas baterías, no es infinito. Se concentra geográficamente en regiones específicas, lo que introduce vulnerabilidades potenciales en la cadena de suministro. La seguridad ha sido otra preocupación ya que los electrolitos que utilizan las baterías de iones de litio pueden ser inflamables. Y, sin olvidar, existen preocupaciones ambientales tanto en la fase de producción como cuando se desechan estas baterías. Teniendo en cuenta la abundancia de sodio en el interior de la tierra, las baterías de ion sodio son competitivas en el futuro ya que evitan las preocupaciones de la cadena de suministro asociadas con el litio. Por otro lado, la similitud entre las químicas de litio y de sodio favorece el rápido progreso de los materiales y de las tecnologías de las baterías de ion sodio. El control de la estructura cristalina es un modo eficiente de alterar la cinética de difusión del sodio dentro y fuera de los electrodos. Cuando se trata de seguridad, las baterías de iones de sodio están emergiendo como un contendiente prometedor, gracias a su mejor estabilidad térmica, lo que reduce los riesgos de sobrecalentamiento, particularmente vital para aplicaciones más grandes como el almacenamiento de energía para la red. Otro avance significativo en la tecnología de iones de sodio es la flexibilidad que ofrece en términos de opciones de electrolitos. Esto puede conducir potencialmente a mejoras adicionales en la seguridad e incluso el rendimiento. Pero aún queda un largo camino hasta la aplicación a gran escala de este tipo de baterías.

   Actualmente, para la misma cantidad de energía, las baterías de iones de sodio podrían necesitar ser más voluminosas, una limitación potencial para aplicaciones donde la compacidad es vital. Entonces, ¿qué nos depara el futuro? La cuestión es si las baterías de ion litio están dando paso a las baterías de ion sodio. La promesa del ion sodio de ser más asequible, junto con su perfil de seguridad y beneficios ambientales, hace que sea difícil de ignorar. Sin embargo, en dominios donde el espacio y el peso son escasos, como teléfonos inteligentes, vehículos eléctricos o tecnologías aéreas específicas, es posible que los iones de litio no sean destronados en el corto plazo.

5. **Baterías de Zinc aire:** Tienen elevada densidad energética, son económicas y duraderas. Están compuestas por un ánodo de zinc, un cátodo de material permeable de oxígeno, un separador y un electrolito alcalino cáustico. El zinc debido a su bajo precio, a su estabilidad, a la elevada energía específica (1218 Wh/kg) y a su prometedora densidad energética volumétrica (6.136 Wh/l), se ha considerado como el material anódico más prometedor entre varias baterías de metal-aire. Además, desde el punto de vista de seguridad el electrolito acuoso utilizado en la batería de Zinc-Aire es relativamente seguro y puede reducir el riesgo de incendio. La batería de Zinc-Aire primaria se comercializó en la década de 1930, mientras que la recargable o secundaria se ha estudiado desde 1970 y el desarrollo de la batería de Zinc-Aire recargable es prácticamente viable, pero la batería de aire sigue suponiendo un desafío. El ánodo de Zinc actual adolece de graves deficiencias

(formación de dendrita de zinc y pasivación de óxido de Zinc), mientras que el cátodo permeable al oxígeno debe mejorarse aún más en prestaciones electrocatalíticas, en la resistencia a la corrosión y en el coste. Para mejorar el rendimiento de la batería recargable de Zinc Aire se están realizando trabajos para mejorar ciertos aspectos:

- Desarrollando nuevos electrodos de Zinc para frenar la formación de dendritas y pasivación de superficies.
- Sintetizar electrocatalizadores con rendimientos electroquímicos mejorados.
- Investigar más a fondo y comprender los mecanismos y teorías del proceso de catálisis.
- Optimizar la composición de electrólitos.

6. **Baterías de ion Aluminio:** Debido al problema que se ha comentado de los recursos limitados del litio y también debido a aspectos de seguridad, las baterías recargables de ion con metales alternativos se están investigando. Las baterías de ion aluminio han sido consideradas candidatas prometedoras para la aplicación a gran escala debido a la gran abundancia de aluminio y a su menor precio. El ánodo de aluminio pude intercambiar 3 electrones durante el proceso electroquímico y por lo tanto ofrece una superior capacidad volumétrica específica y capacidad gravimétrica. Otro aspecto positivo es la facilidad de operación del aluminio metal en el ambiente.

7. **Baterías de aluminio aire:** Las baterías de metal aire han recibido gran interés debido a su bajo coste y a las elevadas densidades energéticas. Dentro de este tipo de baterías destacan las de aluminio aire por su elevada energía específica, y porque tienen ánodos de aluminio baratos y ligeros. Otro aspecto interesante es que el aluminio pude recuperarse gracias al reciclaje del electrolito y la electrolización de aluminio con la energía proveniente de la energía solar o eólica. Estas baterías están compuestas por un ánodo de Aluminio y un cátodo de aire con un electrolito acuoso, generando energía a través de la oxidación del aluminio por el oxígeno del aire. Todavía hay que investigar para abordar los desafíos que presenta la comercialización de este tipo de baterías. Es necesario mejorar el diseño de las celdas y optimizarlo.

8. **Baterías de ion potasio:** Las baterías de ion potasio construidas con ánodos de grafito y cátodos de azul de Prusia entregan un voltaje de celda superior a 3,5 V y una densidad energética superior a 120 Wh/kg. Esta energía específica es mucho mayor que la de las baterías de plomo ácido o las de Ni-MH, e incluso comparable a las baterías de ion litio de primera generación, por este motivo están demostrando un gran potencial. Todavía hace falta soluciones innovadoras en diversos campos de investigación, incluida la química, para superar los desafíos que presentan para poder comercializarla. De cara al futuro, las baterías acuosas de iones de potasio podrán proporcionar una mayor seguridad, una velocidad de carga ultra rápida y un ciclo de vida muy largo, mientras que sus homólogas no acuosas podrían utilizarse para satisfacer la demanda de alta densidad de energía con un ciclo de vida igualmente largo y una capacidad de carga relativamente rápida.

9. **Baterías de ion dual:** El mecanismo de funcionamiento de estas baterías es diferente al de las baterías de ion litio, donde cationes y aniones participan en los procesos de intercalación y des-intercalación con grafito de bajo coste como cátodo y materiales metálicos en el ánodo. Las baterías de ion dual tienen un elevado voltaje de corte superior a 4,5 V, que tiende a proporcionar una elevada densidad energética. Además, el uso del

grafito como cátodo en lugar de metales de elevado coste que contienen litio puede disminuir eficientemente el coste de la batería y disminuir el nivel de contaminación ambiental. Estas baterías aún están en desarrollo y presentan desafíos con los electrolitos y se han revisado los materiales de los electrodos para aumentar la densidad energética y de potencia, y para mejorar el ciclo de vida.

10. **Batería de flujo:** Las baterías de flujo son seguras con electrolitos acuosos, una vida útil larga, electrolitos reciclables y tienen un excelente comportamiento frente al medioambiente. A diferencia de las baterías sólidas tradicionales, los electrolitos de las baterías de flujo se almacenan en los tanques externos. El electrolito fluye a través de su electrodo correspondiente de forma circular, por la bomba y la reacción redox de los materiales activos en el electrolito, que se produce en el electrodo. Varias baterías de flujo como las baterías de flujo de vanadio y las baterías de flujo a base de zinc, en las que las soluciones acuosas sirven como electrolitos, se encuentran actualmente en la fase de demostración. Es necesario investigar para optimizar los electrolitos, para desarrollar materiales activos con alta solubilidad y estabilidad.

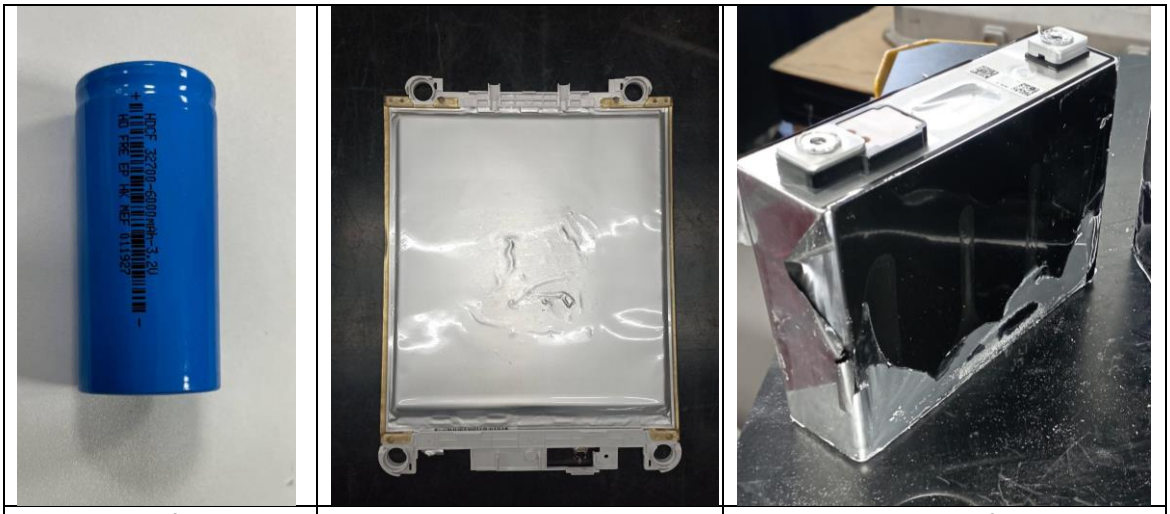
En resumen, las celdas son los componentes principales de las baterías y sus prestaciones dependen de los materiales activos que se han utilizado en su construcción, dichos materiales activos han determinado la evolución de las baterías. Las celdas basadas en Zinc (Zn-Ni, Zn-aire, Zn-flujo), poseen una elevada densidad energética, bajo coste, bajo impacto medioambiental porque el Zinc no es tóxico y baja ciclabilidad, este último es un factor a tener en cuenta.

Actualmente la tendencia es utilizar celdas de ion litio de gran formato prismáticas con cátodo de hierro fosfato evitando el uso del Níquel y del Cobalto. A finales de la presente década se espera la llegada de las baterías de estado sólido que convivirán con las tecnologías actuales.

Se investiga en nuevas tecnologías post ion litio, pero las continuas mejoras del ion litio indican que será la tecnología dominante los próximos años.

2.3 Tipos de celdas en función de su forma geométrica

Las celdas de las baterías de ion litio están selladas durante su uso normal y pueden tener diferentes formas, las más comunes son cilíndricas, prismáticas duras y prismáticas de bolsa (tipo pouch), véanse ejemplos en la Figura 2.7.



Celda cilíndrica	*Celda Pouch*	*Celda Prismática*

Fig. 2.7. *Distintos tipos de celdas de ion litio en función de su forma: cilíndrica, pouch y prismática.*

Las **celdas cilíndricas** son mecánicamente estables (presentan resistencia) y son capaces de soportar elevadas presiones internas sin deformarse, son pesadas y por su geometría al empaquetarlas dentro de una envolvente desperdician espacio, ya que dejan huecos entre una celda y otra, aunque este aspecto constituye una ventaja en términos de refrigeración. Es un diseño muy maduro y estandarizado. Un tamaño cilíndrico común es el denominado 18650, que tiene 18 mm de diámetro y 65 mm de longitud. Originalmente se utilizaba en baterías para ordenadores portátiles.

Las **celdas prismáticas** son mecánicamente estables, disponen de una elevada densidad energética y poseen peor disipación térmica, normalmente ante una sobrecarga o una velocidad de carga muy elevada se hinchan. Poseen una forma normalmente prismática rectangular, por lo que presentan un fácil montaje en el pack de baterías, y son muy resistentes a los esfuerzos mecánicos. La envolvente de este tipo de celdas es de una aleación de aluminio.

Un ejemplo de celda prismática es la utilizada por BMW pero ahora va a pasar a utilizar celdas cilíndricas.

Las **celdas tipo pouch** por su geometría consiguen reducir el peso del empaquetado porque poseen un peso muy bajo, es una celda plana que le permite adaptarse a cualquier volumen, y presentan peor estabilidad mecánica. Tienden a hincharse transcurridos uso 500 ciclos. Su gran ventaja es que son ligeras y fácilmente apilables, por lo que el conjunto resulta muy compacto.

Las celdas cilíndricas y prismáticas tienen una envolvente rígida de acero o aluminio, que hace que estén más protegidas. En este tipo de celdas los ánodos y cátodos son muy largos y se enrollan alrededor de un conector inicial,

Las pilas de iones de litio se comercializan hoy en día en una amplia gama de capacidades diferentes, las más comunes están en el rango de 2-20 Ah por celda.

A continuación, en la figura 2.8. se muestran los 6 mayores fabricantes de celdas, los cuales representan más de la mitad de la capacidad mundial de producción de baterías. CATL

(Contemorary Amperex Technology Co., Limited) acapara más del 30% de la cuota de mercado mundial con un crecimiento interanual del 54,2%, lo que le convierte en el único proveedor con una cuota de mercado tan elevada. Por otro lado, BYD mostró un notable crecimiento (+94% interanual), casi el doble en el mismo período del año anterior en el mercado chino.

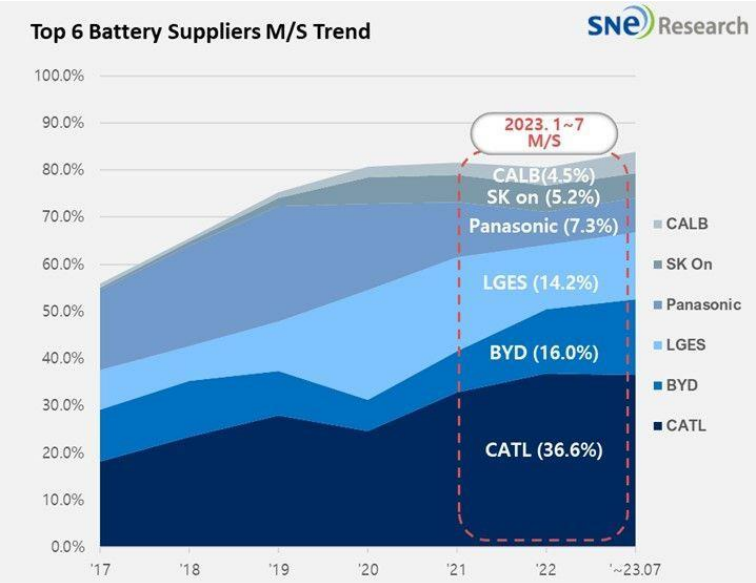


Fig. 2.8. *Gráfica de los principales proveedores de celdas [24].*

Se está trabajando en nuevos tipos de batería de litio, de sodio, de zinc, de aluminio, etc. Algunos cátodos que pueden utilizarse en estas baterías son el azufre, el oxígeno y materiales compuestos de distintas capas. Por otro lado, en cuanto a su construcción puede cambiarse a baterías flexibles, de flujo o de estado sólido. Por lo tanto, hay muchos desafíos en la investigación de materiales para los electrodos, para los electrolitos y para la construcción de estas baterías.

La capacidad de carga y descarga es uno de los aspectos más críticos a la hora de impulsar las nuevas químicas de baterías, por este motivo las baterías de estado sólido se presentan como la mejor solución para los coches eléctricos, ya que se descargan rápido para proporcionar la energía necesaria y se cargan igual de rápido.

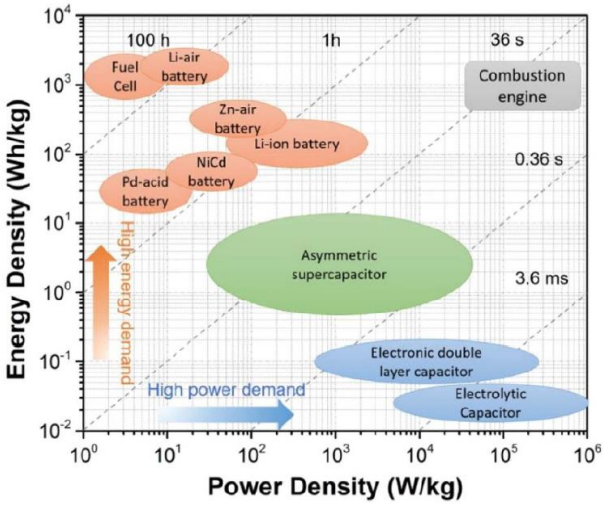


Fig. 2.9. *Gráfica de energía específica en función de la potencia específica para diferentes sistemas de almacenamiento [25].*
**Los tiempos que se muestran son el tiempo de descarga que se obtiene dividiendo la densidad energética por la densidad de potencia.*

2.3 Parámetros fundamentales de una batería de tracción para vehículo eléctrico

A continuación, se presentan distintos términos que se utilizan para describir, clasificar y comparar baterías de vehículos híbridos, híbridos enchufables y eléctricos. Proporcionan información básica, definiendo variables utilizadas para caracterizar las condiciones de funcionamiento de la celda/batería y describe las especificaciones del fabricante utilizadas cómo características nominales y máximas de la batería. A continuación, se describen algunos parámetros utilizados para **describir el estado actual** de una batería:

- **Estado de carga (SoC, State of Charge) (%):**

  Expresión que indica la capacidad actual de la batería como porcentaje de la capacidad máxima. El SoC se calcula generalmente utilizando la integración de la corriente para determinar el cambio en la capacidad de la batería a lo largo del tiempo. Sobrecargar o sobredescargar la celda/batería puede tener efectos perjudiciales para la vida útil de la batería.

  SoC = 0% (Batería descargada)

  SoC= 100% (Batería totalmente cargada)

- **Profundidad de descarga (DoD, Depth of Discharge) (%):**

  Indica el porcentaje de capacidad de la batería que se ha descargado expresada como porcentaje de la capacidad máxima, es decir, representa el porcentaje de descarga actual de una celda o batería en términos de capacidad. Un DoD elevado significa que se ha

utilizado más capacidad de la batería, lo que puede afectar al ciclo de vida de la batería. Una descarga de al menos el 80% se denomina descarga profunda.

- **Tensión en bornes (V):**

  Tensión entre los terminales de la batería con una carga aplicada. La tensión en bornes varía con el SoC y con la corriente de descarga/carga. El voltaje viene determinado por los materiales del ánodo y del cátodo, pero no por la cantidad de material, ya que es la diferencia de los voltajes de los materiales del ánodo y del cátodo, por lo tanto, depende de la química. Dentro de voltaje se puede diferencia el $V_{nominal}$ que es el voltaje de referencia, V_{max} que es el voltaje máximo durante la carga y el V_{min} que es el voltaje de corte o Voltaje Cut off.

- **Tensión en circuito abierto (OCV, Open Circuit Voltage) (V):**

  Tensión entre los terminales de la batería 100% cargada y sin conectar al circuito eléctrico donde ira montada, es decir, sin carga aplicada. La tensión en circuito abierto depende del SoC de la batería, aumentando con el SoC. Hay estudios [26] que el OCV es más estable a 25°C en comparación con otras temperaturas. Al comparar la distribución OCV a diferentes temperaturas, se encontró que el comportamiento de voltaje de la batería era más variable a 45°C para 20% y 50% SoC, mientras que las condiciones más estables se registraron a 10 °C y 25 °C para un SoC del 80%.

  El valor de OCV suele ser entre un 5-7% más elevada que su tensión nominal. El OCV depende de la composición química d la batería y del número de celdas conectadas.

- **Voltaje mínimo admisible (Voltaje Cut-off):**

  Es la diferencia de tensión mínima admisible entre los bornes de una celda/batería. Este valor viene definido por el fabricante de la celda. Cuando la tensión baja de este valor, se considera que la celda está vacía.

- **Capacidad de una batería (X):**

  La capacidad de una batería es la carga que puede almacenar/suministrar. Se mide en amperios por hora (Ah). Una capacidad de 1 Ah significa que la batería puede suministrar una intensidad de corriente de 1 Amperio durante 1 hora antes de agotarse.

  Hay que tener en cuenta que muchas veces se habla de capacidad de una batería en términos de Kilovatios-hora (kWh) ó vatios-hora (Wh). No obstante, esta magnitud no cuantifica la capacidad de una batería, sino la energía (E), medida en Julios ([J] = W·s), que puede suministrar una batería. La relación entre esta magnitud y la capacidad de una batería es la siguiente:

  $$X\,[Ah] = E\,[kWh] \cdot 1000 / \Delta U\,[V]$$

  siendo:

  X = Capacidad de la batería (Ah)

E = Energía acumulada en la batería (kWh)

ΔU = Diferencia de tensión entre bornes (V)

- **Resistencia Interna:**

Es la resistencia en el interior de la batería, generalmente es diferente para carga y descarga, también es dependiente del SoC de la batería. A media que aumenta la resistencia interna, la eficiencia de la batería disminuye y la estabilidad térmica se reduce, ya que una gran parte de la energía de carga se convierte en calor. La resistencia interna de una celda disminuye con la temperatura.

Una resistencia, en general, es la obstrucción de un dispositivo o material a que fluya la corriente a través de él. Su objetivo es convertir de manera irreversible la energía eléctrica en otras formas de energía. En concreto, la resistencia es un caso especial en el que la impedancia es cero en la parte de reactancia.

Una pila puede considerarse como una fuente de tensión ideal en serie con una impedancia, que se denomina resistencia interna. Cuando la pila funciona, la tensión de salida es inferior a la OCV, esta diferencia se debe a la caída de tensión por la resistencia interna. El valor de la resistencia interna depende de muchos factores como es el tamaño de la batería, el cátodo, el ánodo, el separador, el electrolito, la temperatura y el SoC de la batería. Hay que tener en cuenta que la resistencia interna de corriente continua de las baterías de ion litio incluye toda resistencia de la batería: resistencia interna de ohmnios, impedancia de la interfaz, impedancia de transferencia de carga e impedancia de difusión, y por otro lado, resistencia interna de polarización de ohmnios, resistencia interna de polarización electroquímica y resistencia interna de polarización de concentración.

La Resistencia Interna de Corriente Continua, DCIR o DCR se puede medir con un comprobador de baterías aplicando una corriente baja seguida de una corriente más alta en la batería dentro de un período corto, y luego registrar los cambios de voltaje ΔV y corriente ΔI de la batería. Según la Ley de Ohm, DCIR=ΔV/ΔI. Tanto la impedancia de CA, que se explicará a continuación, como el DCIR indican las características de potencia de la batería, mientras que el DCIR es el más utilizado por los fabricantes de baterías, ya que la prueba es sencilla y los resultados son fiables.

Según la norma IEC61960, la resistencia de CC puede medirse del siguiente modo: Se aplica un paso de corriente CC para medir el cambio en la tensión de la célula. La resistencia de la batería se define como el cambio en la tensión sobre el cambio en la corriente cuando se aplica una corriente de descarga de 0,2C durante 10s seguida de una corriente de descarga de 1C durante 1s. La DCIR se calcula mediante:

$$DCIR = \frac{V_1 - V_2}{I_2 - I_1}$$

donde V_1 e I_1 son los valores de tensión y corriente tras la descarga de 0,2C durante 10 s justo antes del paso de corriente; V_2 e I_2 son los valores de tensión y corriente tras la descarga de 1C durante 1s.

Por otro lado, la medición de resistencia interna con corriente alterna (ACIR, Alternating Current Internal Resistance) se utiliza para comprobar la resistencia de la batería eliminando el impacto de la polarización y medir directamente la resistencia de las propiedades de la sustancia a la corriente. Cuando se utiliza corriente alterna, cuando la frecuencia es suficientemente grande, el período de la corriente es menor. Por lo tanto, en un corto período de tiempo, el ion litio no tienen tiempo de moverse durante una larga distancia, sino que se mueve hacia delante y hacia atrás en su posición original.

Por lo tanto, cuando la frecuencia es lo suficientemente grande, se supone que:

1. La carga no se mueve, por lo que no habrá acumulación de carga, y la distribución de carga no cambia, por lo que se cree que no habrá polarización.

2. Del mismo modo, como la distribución de la carga no cambia, la capacitancia no cambiará.

3. La posición del ion litio no ha cambiado, por lo que no habrá comportamiento de difusión, por lo que no hay impedancia de difusión en el circuito.

- **Impedancia**

La impedancia es una definición de resistencia más general que considera además de los efectos resistivos (disipativos), los efectos que dependen del tiempo como son las perturbaciones debidas al campo magnético (inductancia) y las debidas al campo eléctrico (capacitancia). **La impedancia interna de la batería de ion litio está relacionada con la reducción capacidad de dicha batería.** Cuando se incrementa la impedancia interna, el voltaje de término de carga (caída de potencial) se alcanza antes y se acortan los ciclos. La expresión de la impedancia (Z) es la siguiente:

$$Z = R + jX$$

La parte real del número complejo representa la resistencia de la energía eléctrica disipada, y la parte imaginaria representa la reactancia de la energía eléctrica almacenada. La resistencia representa por un lado la atenuación de la amplitud de la señal, y la reactancia representa el cambio de fase de la señal. La reactancia en la impedancia está relacionada con la frecuencia. Para conocer la impedancia de una batería se utiliza la espectroscopía de impedancia electroquímica (EIS, Electrochemical Impedance Spectroscopy) que consiste en realizar pequeñas perturbaciones, utilizando para ello corriente alterna, en un barrido de frecuencias sobre la batería, de este modo se puede analizar el comportamiento de dicha batería cuando se somete a distintas perturbaciones. Tanto el método ACIR como el EIS utilizan corriente alterna, pero la medición ACIR sólo se

prueba a una frecuencia determinada, mientras que el EIS se prueba en un rango de frecuencias. Hay que tener en cuenta que el objetivo de ACIR es comprobar la resistencia óhmica de la batería mientras que el objetivo de la medición EIS es amplificar el rendimiento de los componentes específicos de la celda a través de diferentes frecuencias, consiguiendo un análisis específico de cada componente. Las mediciones de EIS permiten generar curvas de Nyquist las cuales se pueden estudiar para relacionar su evolución con la degradación de las baterías de ion-litio. Por lo que la impedancia interna obtenida con una frecuencia específica puede dar información del SoH de la batería de ion litio.

La Resistencia Interna de Corriente Alterna, comúnmente llamada Impedancia AC o Impedancia, se comprueba normalmente con un Analizador de Impedancia. Resumiendo, para comprobar la resistencia de las baterías de ion litio se suelen utilizar tres métodos: DCIR, ACIR y EIS.

- **Tasa de carga/descarga C (o C-rated):**

Se trata de una constante creada y utilizada por los fabricantes de baterías que depende de la capacidad de la batería, es decir de los Ah especificados en dicha batería. La capacidad (Ah) es la cantidad de corriente que puede proporcionar una batería a lo largo del tiempo. C-rated se usa para indicar de forma más simple la intensidad a la que debe cargarse o descargarse una batería sin que ésta sufra daños.

El C-rated de una batería viene definido como el tiempo que tarda en cargarse o descargarse una batería, es decir, ofrece información sobre la velocidad de carga o descarga de una batería. Puede aumentar o disminuir el índice C y como resultado, esto afectará al tiempo que tarda la batería en cargarse o descargarse. El tiempo de carga y descarga tiene relación con el C-rated, para 1 C el tiempo de carga o descarga es de 60 minutos (1 h), para 0,5 C el tiempo de carga/descarga es de 120 minutos (2 h) y para 2 C el tiempo de carga/descarga es de 30 minutos (0,5 h).

Se calcula como sigue:

C = X / 1000 C = C-rated [1/h]

Siendo X = Capacidad de la batería [mAh]

Por tanto, cuando una batería o una celda indica que posee un cierto valor de C-rated, está proporcionando el valor máximo de intensidad de descarga que podría suministrar o, lo que es lo mismo, el valor máximo de intensidad que podría suministrar (o recibir en caso de carga) sin dañarse.

De esta manera, para una batería que tenga una capacidad (X) de 1Ah:

- 1C significa la batería podría suministrar una corriente máxima de 1A durante 1h (sin dañarse).
- 0,5C significa la batería podría suministrar una corriente máxima de 0,5 A durante 2h (sin dañarse).

  - 2C significa la batería podría suministrar una corriente máxima de 2A durante 0.5 h (sin dañarse).

- **Carga a Corriente Constante-Voltaje Constante CC-CV:**

  Las baterías de ion-litio normalmente se cargan en dos fases utilizando el protocolo CC-CV. La primera fase de carga se realiza a corriente constante, establecida generalmente en 0,5C, hasta que la batería alcanza el voltaje máximo indicado por el fabricante. A partir de entonces comienza la segunda fase de carga a voltaje constante, manteniendo el voltaje máximo alcanzado por la batería. Durante esta fase, la corriente comienza a descender hasta un valor mínimo, momento en el que se considera que la batería está cargada completamente. Tanto el método como la corriente de carga influyen en gran medida en la degradación de la batería de ion litio, ya que elevadas tasas de corriente aceleran su degradación.

- **Final de vida (EoL, End of Life):**

  Tiempo final de la vida útil de una batería, que viene determinado cuando al realizar una descarga a 1C, la capacidad de la batería respecto a la capacidad nominal es menor o igual a un 80%.

- **Temperatura:**

  Las baterías de ion litio son sensibles a la temperatura. Temperaturas extremas pueden influir sobre las reacciones térmicas que tienen lugar en el interior de la batería, afectando de este modo al rendimiento y a la vida útil de la batería.

- **Efecto memoria:**

  Es un efecto no deseado en las baterías que consiste en que cada vez que se recarga la batería, irá perdiendo capacidad por la formación de cristales en las celdas electroquímicas. Las causas de este fenómeno, además del tipo de tecnología utilizada, son el tiempo de carga prolongado por encima del umbral, las elevadas temperaturas y cargas con corrientes elevadas. Las baterías de ion litio no tienen efecto memoria.

A continuación, se indican las especificaciones técnicas más habituales que aparecen en la data sheet de cada celda/batería, proporcionadas por el fabricante de estas.

- **Voltaje Nominal (V):**

  Se trata de la tensión de referencia, también denominada tensión nominal de la batería.

- **Voltaje Cut-off:**

  Es la tensión mínima admisible, es el voltaje que generalmente define el estado “vacío” de la batería.

- **Capacidad de la batería o Capacidad nominal (X) (Ah):**

  Es el total de Amperios-hora (Ah) disponibles cuando la batería se descarga a una determinada corriente de descarga (especificada como C-rated) desde el 100% de estado de carga hasta la tensión de corte. La capacidad se calcula multiplicando la corriente de descarga (A) por el tiempo de descarga (h) y disminuye al aumentar la C-rated.

  La capacidad de las celdas disminuye con la temperatura. Este hecho depende mucho de la química y del fabricante.

- **Energía o Energía nominal (Wh (para una específica C-rated))**:

  Es la "capacidad energética" de la batería, el total de vatios-hora (Wh) disponibles cuando la batería se descarga a una determinada corriente de descarga (especificada como C-rated) desde el 100% del estado de carga hasta el voltaje Cut-off. La energía se calcula multiplicando la potencia de descarga (W) por el tiempo de descarga (h). Al igual que la capacidad, la energía disminuye al aumentar la C-rated.

- **Vida útil (número para un DoD específico) o ciclos de vida (life cycle):**

  El número de ciclos de carga/descarga que la batería puede experimentar antes de que deje de cumplir unos criterios de rendimiento específicos, siempre que se realicen sin pasar el cut-off de la celda. La vida útil se estima para unas condiciones específicas de carga y descarga. La vida actual de la batería se ve afectada por el ritmo y la profundidad de los ciclos

- **Energía específica (Wh/kg):**

  Es la energía nominal de la batería por unidad de masa, a veces se denomina densidad gravimétrica de energía. La energía específica es una característica de la química de la batería y del empaquetado ya que define la capacidad de la batería en función de su masa. Junto con el consumo de energía del vehículo, determina el peso de la batería necesario para alcanzar una autonomía eléctrica determinada.

- **Potencia específica (W/kg):**

  Potencia máxima disponible por unidad de masa que la celda o batería es capaz de suministrar. La potencia específica es una característica de la química de la batería y de su empaquetado. Determina el peso de la batería necesario para alcanzar un determinado objetivo de rendimiento.

- **Densidad energética (Wh/l):**

  Es la energía nominal de la batería por unidad de volumen, a veces denominada densidad energética volumétrica.

- **Densidad de potencia (W/l):**

  Es la potencia máxima disponible por unidad de volumen. Determina el tamaño de batería necesario para alcanzar un determinado objetivo de rendimiento.

- **Corriente máxima de descarga continua:**

  Corriente máxima a la que se puede descargar la batería de forma continua. Este límite lo establece el fabricante de la batería para evitar tasas de descarga excesivas que dañarían la batería o reducirían su capacidad. Junto con la potencia máxima continua, esta corriente define la velocidad máxima sostenible y la aceleración del vehículo.

- **Corriente de pulso de descarga máxima de 30 segundos:**

  Corriente máxima a la que se puede descargar la batería durante pulsos de hasta 30 segundos. Este límite suele definirlo el fabricante de la batería para evitar tasas de descarga excesivas que dañarían la batería o reducirían su capacidad. Junto con la potencia máxima del motor eléctrico, define las prestaciones de aceleración de vehículo.

- **Voltaje flotante:**

  Voltaje o tensión a la que se mantiene la batería cuando se ha cargado hasta un SoC del 100% para mantener la capacidad compensando la auto- descarga de la batería.

- **Corriente de carga (recomendada):**

  Corriente ideal a la que la batería se carga inicialmente (hasta aproximadamente el 70% de SoC) con un esquema de carga constante antes de cambiar al modo de carga a tensión constante.

- **Resistencia interna (máxima):**

  Resistencia en el interior de la batería, generalmente diferente durante la carga y durante la descarga.

- **Curvas de carga y descarga de las baterías:**

  En las curvas de carga y descarga de las baterías se identifican dos regiones predominantes. La primera es la región de funcionamiento lineal, en la que la batería está completamente cargada, es decir, 90-100% de SoC, y bastante descargada, es decir, 10-20% de SoC. Esta región representa la región de funcionamiento estándar en la que la tensión se mantiene bastante estable. La segunda región es la región hiperbólica para regiones muy descargadas, es decir, por debajo del 10-20% de SoC. En esta región, la tensión de la batería desciende considerablemente. También hay que tener en cuenta que las tasas C son un método común para describir la descarga de las baterías.

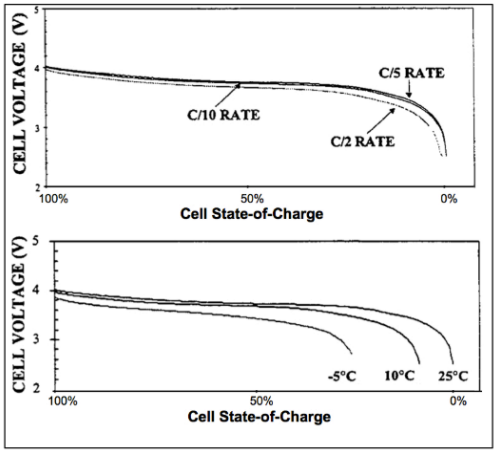


Fig. 2.10. *Curvas de descarga de celdas de ion litio 18650 dependiendo de la tasa de descarga (gráfica superior) y de la temperatura (gráfica inferior) [27].*

Para obtener unas condiciones perfectas de funcionamiento que maximicen la eficiencia, longevidad y el rendimiento global de estas baterías, hay que encontrar un equilibrio entre distintos parámetros que se detallan a continuación:

1. **SoC – estado equilibrado:** Las baterías de ion litio tienden a tener una vida útil más larga cuando funcionan con un **SoC comprendido entre 20 y 80%.** Operando en este rango ayuda a mitigar el estrés de la batería, reduciendo de este modo el riesgo de pérdida de capacidad y el riesgo de un fallo potencial.

2. **Tasa C – ritmo suave:** Una tasa C más baja suele ser más saludable para las baterías de ion litio. Una **tasa C de carga de en torno a 0,5C** suele ser una apuesta segura, logrando de este modo un equilibrio entre el tiempo de carga y la salud de la batería.

3. **Temperatura – clima confortable:** Las baterías de ion litio generalmente funcionan mejora a temperatura ambiente, en torno a 20-25 °C. Las temperaturas extremas pueden acelerar el envejecimiento y aumentar el riesgo de fallo, por lo tanto, no hay que exponer las baterías de ion litio a temperaturas extremas.

4. **DoD -rango seguro:** Con el objeto de alargar la vida útil de un batería de ion litio, es recomendable limitar el DoD entre 50-80%, ya que las descargas profundas pueden inducir un mayor estrés y de este modo acelerar la degradación de la batería.

5. No realizar a menudo cargas rápidas en corriente continua, ya que las elevadas intensidades de carga hacen que la difusión y el intercalado de iones litio en las estructuras del ánodo y cátodo no sea correcta, formando una capa de interfase sobre los electrodos que generará un aumento de la resistencia interna de la batería y la consecuente degradación de la batería. A largo plazo, este hecho podrá provocar cortocircuitos internos.

6. No dejar largos períodos de tiempo el vehículo parado.

7. Mantener el estilo de conducción moderado, evitando fuertes aceleraciones y frenadas.

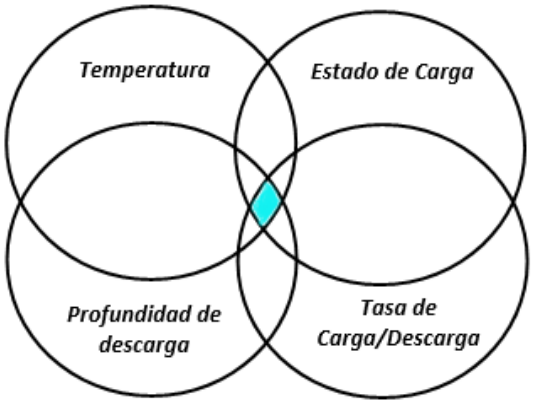


Fig. 2.11. *Equilibrio de los principales factores que deben cumplir las baterías para alargar su vida útil.*

2.4 Montaje de un pack de baterías para vehículo eléctrico

Las baterías o pack de baterías de ion litio están formadas por módulos, en los que a su vez se encuentran las celdas de ion litio que están formadas por electrodos y electrolitos conductores de iones de litio de diferentes composiciones químicas. La arquitectura del pack de baterías más habitual actualmente es: celdas agrupadas en módulos y módulos conectados, no obstante, se pretende evolucionar hacia el "Cell to Pack", es decir, colocar las celdas directamente en el pack, sin agruparlas en módulos, para abaratar costes, reduciendo materiales necesarios. En el tipo de arquitectura "Cell-Module-Pack", las celdas dentro de un módulo pueden estar conectadas de distinta manera, en serie o en paralelo, tal como se explicará más adelante, para conseguir un pack de baterías que sea capaz de suministrar el voltaje y la corriente necesaria. Por otro lado, dentro del pack de baterías los módulos están conectados entre sí en serie o en paralelo, aunque lo más habitual es verlos conectados en serie.

Hay dos componentes que deben acompañar siempre al pack de celdas: sensor de corriente y un sistema de gestión de la batería (BMS, Battery Management System). Todos los elementos de la batería se protegen mediante una envolvente que normalmente es de aleación de aluminio o de plástico. El objeto de esta envolvente es evitar riesgos eléctricos consecuencia de contactos directos e indirectos, y dota al pack de baterías de resistencia mecánica suficiente, y estanqueidad, para que no se dañe en condiciones dinámicas de conducción. Resumiendo, un pack de baterías está formado por una envolvente metálica o plástica, módulos de celdas, BMS puede haber una sola BMS maestra o una BMS maestra y una BMS esclava por cada módulo que envían la información a la BMS maestra, sensor de corriente, fusible principal, contactores principales, conector de batería, y tomas de refrigeración.

En un estudio reciente, Peklar R. et al. [28] analizaron cómo las diferentes configuraciones de las celdas de batería afectan la formación de dendritas. Llevaron a cabo ensayos con celdas individuales y con baterías formadas por varias celdas dispuestas en conexión en paralelo y en serie. Obtuvieron como resultado que la disposición de las celdas tiene un impacto significativo en el crecimiento de las dendritas. En configuraciones en serie, donde la misma corriente pasa a través de cada una de las celdas, se concluyó que el crecimiento dendrítico era uniforme. Por el contrario, en configuraciones en paralelo, donde las celdas pueden experimentar diferentes flujos de corriente, se observó que se producía un crecimiento desigual de las dendritas. Por lo tanto, la

configuración en serie parece ser potencialmente más segura y estable que la configuración en paralelo.

Uno de los principales desafíos que se va a encontrar el desarrollo de baterías de ion litio de próxima generación, es la formación de dendritas de litio. Las dendritas y las patillas (whiskers) son diminutas estructuras rígidas en forma de árbol que pueden crecer en el interior de una batería de litio como proyecciones en forma de aguja durante el proceso de carga de la batería. Estas formaciones pueden plantear importantes riesgos de rendimiento y de seguridad, ya que pueden llegar a perforar el separador que evita que ánodo y cátodo se pongan en contacto. Por otro lado, también aumentan las reacciones no deseadas entre el electrolito y el litio.

2.4.1 Conexión de celdas

La conexión de las celdas puede ser en serie o en paralelo. Si la conexión de las celdas es en serie, este tipo de unión permite sumar los voltajes de todas celdas, por lo tanto, si se conectan 4 celdas de 3,6 V cada una, el voltaje total que se obtendrá a la salida será de 14,4 V. Este tipo de conexión no implica un aumento de la capacidad en mAh ya que la capacidad total del circuito es equivalente a la capacidad de una sola celda, 3.400 mAh.

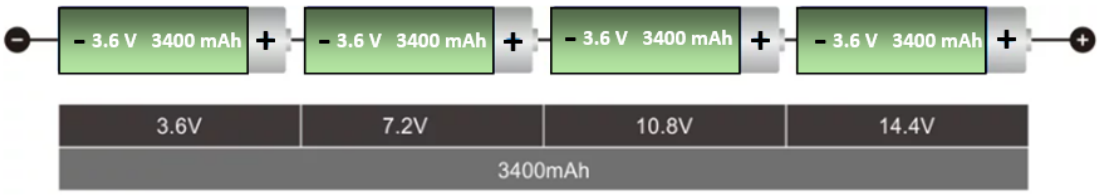


Fig. 2.12. *Esquema de cuatro celdas 18650 de ion litio conectadas en serie (4s).*

Si la conexión de las celdas es en paralelo, este tipo de unión permite sumar la capacidad de todas celdas conectadas en paralelo, por lo tanto, si se conectan 4 celdas de 3,6 V y 3.400 mAh cada una, la capacidad total que se obtendrá a la salida será de 13.600 mAh. Este tipo de conexión no implica un aumento de Voltaje ya que el Voltaje total del circuito es equivalente al voltaje de una sola celda, 3,6V.

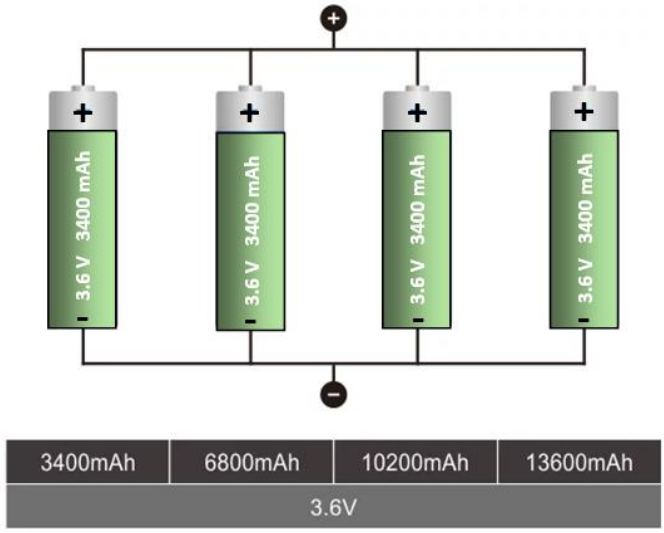


Fig. 2.13. *Esquema de cuatro celdas 18650 de ion litio conectadas en paralelo (4p).*

Por otro lado, la configuración serie/paralelo de varias celdas permite construir un pack de baterías con la tensión y capacidad que se necesite para cada aplicación. A continuación, puede observarse un pack formado por dos módulos conectados en serie. Cada uno de estos módulos está formado por 2 celdas conectadas en paralelo. Esta configuración se designa 2 serie/2 paralelo (2s2p). Por lo tanto, cada módulo de 2 celdas en paralelo suministra 3,6 V y 6.800 mAh, y si estos dos módulos los conectamos en serie, se obtiene un voltaje total de 7,2 V y una capacidad total de 6.800 mAh.

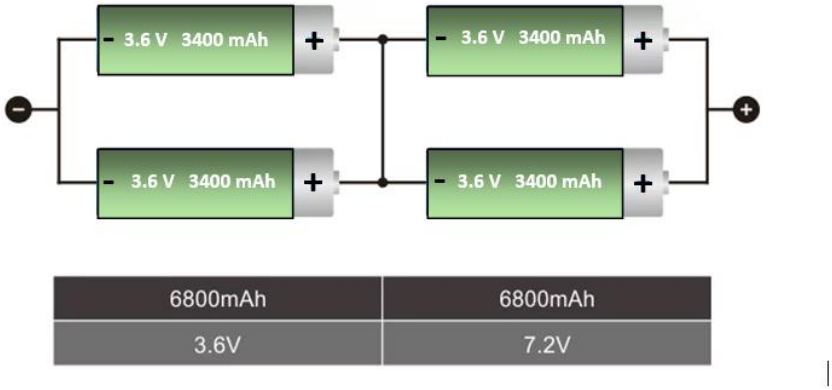


Fig. 2.14. *Esquema de cuatro celdas 18650 de ion litio, dos conectadas en serie y luego estos paquetes de celdas conectados en paralelo (2s2p).*

Una vez definido el número de celdas que hace falta así cómo conectarlas en función del voltaje y la capacidad que necesitamos, hay que diseñar el layout de la batería, es decir el ensamblaje dentro de una envolvente. Para diseñar la batería hay que pensar dónde se va a situar la batería y el volumen máximo que puede ocupar.

Existen distintas opciones de ensamblaje de la batería dentro de una envolvente, por un lado, existen portapilas o battery holders, normalmente fabricados en ABS () que permiten fijar las celdas para que no puedan moverse y permite también dejar un espacio fijo de aire entre ellas que ayuda a refrigerarlas. Otra opción es colocar las celdas unas pegadas a otras sin utiliza portapilas, y luego envolverlas para que no se muevan. En algunas ocasiones se utiliza pasta térmica lo que dificulta el desmontaje de las celdas para su reparación. Esta segunda opción en la que no se utiliza portapilas, ocupa menos volumen, pero por el contrario aumenta el calentamiento de las celdas durante los procesos de carga/descarga.

Entre todos los módulos de la batería (y en muchas ocasiones entre las propias celdas de ion litio) se coloca una lámina de un material formado por compuestos en base de silicona (compuesto de silicona/nitruro de boro) que posee una textura similar a la plastilina, aunque a veces es sólida, conocido habitualmente como plasta térmica (TIM, Thermal Interfase Material). El objetivo del TIM es incrementar la conductividad térmica de las celdas para mejorar la disipación de calor, además poseen la propiedad de ser aislante eléctrico.

Esta pasta térmica no es de fácil sustitución ya que suele estar adherida a la base de los módulos, pero podría sustituirse siempre respetando las propiedades del TIM. Más difícil es sustituir dicho material si se encuentra entre las celdas.

Esta pasta térmica es muy importante porque controla las variaciones de temperatura ya que disipa el calor generado en las baterías, ya que es un gran transmisor de dicho calor, lo que mejora la transferencia de calor entre módulos de la batería y la carcasa.

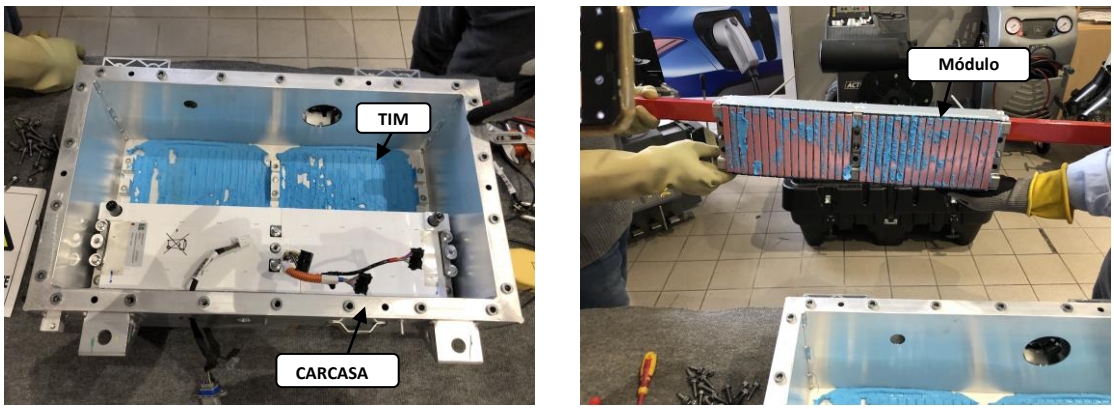


Fig. 2.15. *Ejemplo de uso de pasta térmica (TIM) en la parte inferior de los módulos de un pack de baterías de Renault Clio V E-Tech Hybrid (2021-).*

Cuando están soldadas todas celdas y todos módulos, y colocados los bornes, el siguiente paso es conectar el pack de baterías con el BMS, se conectará un par de cables por cada módulo en paralelo que permitan obtener el valor de la tensión y se colocarán tantos termistores como permita la BMS.

El empaquetado final se realizará en función de la aplicación final del pack de baterías, este empaquetado puede realizarse mediante film transparente, normalmente PVC (Polyvinyl Chloride)

o mediante envolvente metálica (aleación de aluminio) o plástica (ABS, Acrylonitrile Butadiene Styrene) resistente al impacto.

2.4.2 Sensor de corriente

El sensor de corriente se coloca normalmente en el cable negativo de la batería, aunque también se podría colocar en el cable positivo. El objetivo del sensor de corriente es medir la intensidad durante la carga y descarga de la batería y enviar dicha información al BMS. El BMS monitoriza la intensidad de corriente y abrirá el circuito por medio de un relé en las siguientes situaciones:

- Cuando se supere la intensidad de descarga máxima en continúo admitida por la batería.
- Cuando se supere la intensidad de carga máxima en continúo admitida por la batería.
- Cuando se produce un pico de intensidad de corriente durante un coroto período de tiempo, limitado por las propias celdas del pack de baterías.



Fig. 2.16. *Imagen de un sensor de corriente.*

2.4.3 BMS (Battery Management System)

La BMS es un sistema electrónico, normalmente una placa de circuito impreso (PCB, Printed Circuit Board) que gestiona una batería secundaria, y la protege para que no opere fuera de un rango de operación seguro (Safe Operating Area). Su instalación es obligatoria en un pack de baterías.

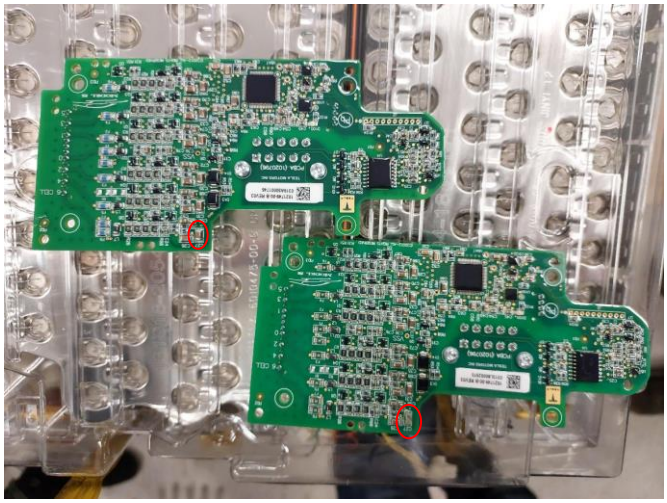


***Fig. 2.17**. Comparación de una BMS de Tesla en correcto estado con otra BMS de Tesla que tiene una conexión oxidada (señalada en rojo).*

Normalmente la BMS posee comunicación Can-Bus, mediante la cual envía información a una unidad de control o a una pantalla, sobre el estado de la batería. Las funciones de la BMS son las siguientes:

- Monitorizar la batería durante los procesos de carga y descarga, midiendo para ello tres parámetros que indican el estado de la batería: Voltaje, temperatura e intensidad de carga/descarga.
- Ajustar la intensidad de carga o descarga del pack, para que sea segura la operación.
- Si no se puede regular la intensidad y se sale de la zona de funcionamiento segura, es capaz de emitir una señal para abrir el contactor principal que conecta el sistema eléctrico del vehículo con la batería.
- Durante el proceso de carga, es capaz de balancear la carga de las celdas.

Para medir la temperatura de las celdas se utilizan termistores de tipo NTC (Negative Temperature Coefficient), que permiten medir la temperatura exterior de algunas celdas o la temperatura de la pletina de unión entre módulos. Estos termistores se conectan con el BMS y habrá tantos como entradas posea el BMS para poder medir la temperatura.

Normalmente se monta un BMS en cada módulo, que son los BMS esclavos, y un único BMS maestro. Los BMS esclavos monitorizan a cada uno de los módulos y facilitan dicha información al BMS maestro. Pero también puede darse el caso que haya un único BMS que monitorice a todos los módulos.

2.4.4 Otros componentes del pack de baterías

Dentro del pack de baterías, además de los componentes descritos anteriormente, existen otros componentes como son el fusible principal, los contactores principales (contactor positivo,

contactor negativo, contactor del cargador y de precarga), el conector de batería y las tomas de refrigeración. Los contactores principales se encuentran en la caja de distribución de alta tensión junto con el sensor de corriente y el fusible principal.

El fusible principal tiene como objetivo proteger el pack de baterías frente a un cortocircuito. Este fusible no debe fundirse por una sobreintensidad (no sobrepasar el 50% de la corriente máxima admisible del fusible dentro del rango de corriente de funcionamiento del pack de baterías) o por sobrepasar la duración del pico de corriente admisible por el pack. Para asegurarse de que esto no ocurre se dispone del sensor de corriente que monitorizan en todo momento el valor de la corriente y los contactores que, en el caso de sobrepasar el umbral del valor de intensidad, abrirían el circuito.

La caja de distribución en la mayoría de los casos se encuentra en el interior del pack de baterías, pero en algunos casos como es el de la batería del audi eTron GT, la caja de distribución en lugar de estar dentro esta fuera, sobre la tapa superior de la carcasa de la batería. No exista normativa que indique dónde debe colocarse la caja de distribución.

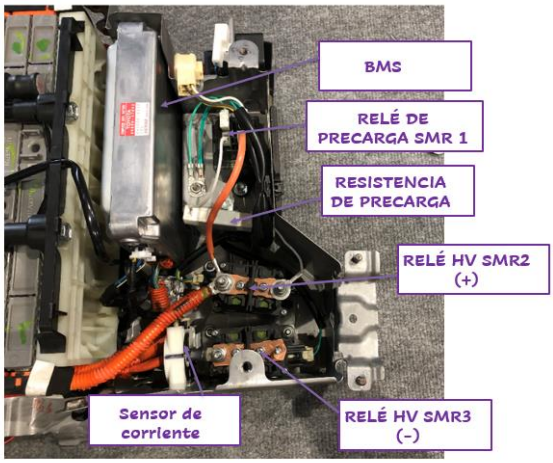


Fig. 2.18. *Distintos componentes de la batería del Toyota Prius.*

El circuito de precarga formado por la resistencia de precarga y el contactor de precarga, en paralelo con el contactor de positivo, se diseña para minimizar las corrientes elevadas de arranque que se generan cuando se activa el circuito de alta tensión y que pueden causar daños en el pack de baterías y en los contactores de la caja de distribución de alta tensión. Uno de los daños más importantes que genera en los contactores es que se suelden los contactos durante el paso de dichas corrientes

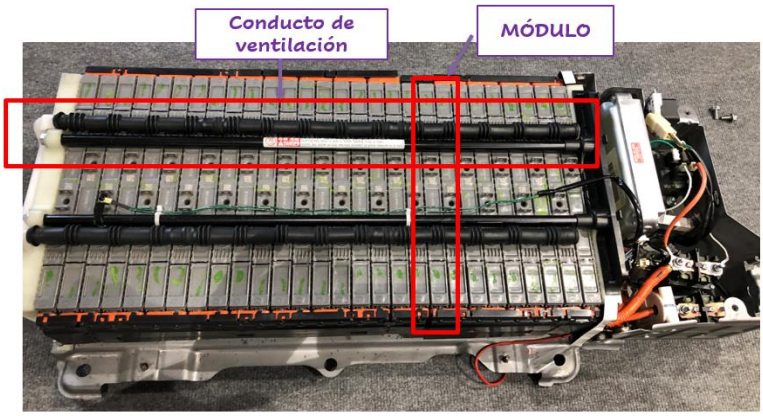


***Fig. 2.19**. Identificación de un módulo y de los conductos de ventilación en una batería de un Toyota Prius.*

2.5 Referencias

[1] Natalia P. Lebedeva et al. 2019. Amount of free liquid electrolyte in commercial large format prismatic Li-Ion battery cells. Journal of the electrochemical society. 166 A779.

[2] Lewis G.N., Keyes F.G. The potential of the lithium electrode. J. Am. Chem. Soc.1913 ; 35:340–344.

[3] Harris W.S.Ph.D. Thesis.Univ. California; Berkeley, CA, USA: 1958. Electrochemical Studies in Cyclic Esters.

[4] Guérard D., Hérold A. Intercalation of lithium into graphite and other carbons. Carbon.1975;13:337–345.

[5] Armand M., Duclot M. Electrochemical Generators for Producing Current and New Materials for Their Manufacture. 4,303,748. U.S. Patent. 1981 Jan 12.

[6] Armand M., Duclot M. Ionically and Pref. Electronically Conductive Electrode—Comprising Agglomerate of Active Electrode Material and Solid Soln. of Ionic Cpd. in Polymer Pref. Polyoxyalkylene. 7,832,976. French Patent. 1978 Nov 22.

[7] Lazzari M., Scrosati B. A Cyclable lithium organic electrolyte cell based on two intercalation electrodes. J. Electrochem. Soc. 1980;127:773–774.

[8] Nagaura, T.; Nagamine, M.; Tanabe, I.; Miyamoto, N. Solid-state batteries with sulfide-based electrolytes. Prog. Batteries Sol. Cells 1989, 8, 84–88.

[9] Nagaura, T.; Tozawa, K. Lithium-ion rechargeable battery. Prog. Batteries Sol. Cells 1990, 9, 209–212.

[10] Thackeray, M.M.; Johnson, P.J.; Depicciotto, L.A.; Bruce, P.G.; Goodenough, J.B. Electrochemical extraction of lithium from LiMn2O4 . Mater. Res. Bull. 1984, 19, 179–187.

[11] Zhou, S.; Han, H.; Nie, J.; Armand, M.; Zhou, Z.; Huang, X. Improving the high-temperature resilience of LiMn2O4 based batteries: LiFNFSI an effective salt. J. Electrochem. Soc. 2012, 159, A1158–A1164.

[12] Padhi, A.K.; Nanjundaswamy, K.S.; Goodenough, J.B. Phospho-olivines as positive-electrode materials for rechargeable lithium batteries. J. Electrochem. Soc. 1997, 144, 1188–1194

[13] Ravet, N.; Gauthier, M.; Zaghib, K.; Mauger, A.; Goodenough, J.; Gendron, F.; Julien, C.M. Mechanism of the Fe2+ reduction at low temperature, for LiFePO4 synthesis from a polymer additive. Chem. Mater. 1970, 19, 2595–2602.

[14] Delmas, C.; Saadoune, I. Electrochemical and physical properties of the $Li_xNi_{1-y}Co_yO_2$ phases. Solid State Ion. 1992, 53–56, 370–375.

[15] Ferg, E.; Gummow, R.J.; Decock, A.; Tackeray, M.M. Spinel anodes for lithium-ion rechargeable batteries.J. Electrochem. Soc. 1994, 141, L147–L150.

[16] Ohzuku, T.; Ueda, A.; Yamamoto, N. Zero-strain insertion material of Li[Li1/3Ti5/3]O4 for rechargeable lithium cells. J. Electrochem. Soc. 1995, 142, 1431–1435.

[17] Zhao, L.; Pan, H.L.; Hu, Y.S.; Li, H.; Chen, L.Q. Spinel lithium titanate (Li4Ti5O12) as novel anode material for room-temperature sodium-ion battery. Chin. Phys. B 2012, 21, 028201.

[18] Sun, Y.; Zhao, L.; Pan, H.; Gu, L.; Hu, Y.-S.; Li, H.; Armand, M.; Ikuhara, Y.; Chen, L.; Huang, X. Direct atomic-scale confirmation of three-phase storage mechanism in Li4Ti5O12 anodes for room-temperature sodium-ion batteries. Nat. Commun. 2013, 4, 1870.

[19] Y. Miao, P. Hynan, A. von Jouanne, A. Yokochi, 2019. "Current Li-Ion Battery Technologies in Electric Vehicles and Opportunities for Advancements," Energies, MDPI, vol. 12(6), pages 1-20, March.

[20] M. Brand, S. Gläser, J. Geder, S. Meanacher, S. Obpacher, A. Jossen, S. QUinger, 2013. Electrical safety of commercial Li-ion cells based on NMC and NCA technology compared to LFP Technology. World Electric Vehicle Journal Vo. 6 -ISSN 2032-6653.

[21] Y. Preger, H.M. Barkholtz, A. Fresquez, D. L. Campbell, B.W. Juba, J. Romàn-Kustas, S. R. Ferreira, B. Chalamala, 2020. Degradation of Commercial Lithium-Ion Cells as a Function of Chemesty and Cycling Conditions. Journal of Electrochemical Society, 2020 167 120532.

[22] J. Lamb, L. Torres-Castro, J.C. Hewson, R.C. Shurtz y Y. Preger, 2021. Investigating the role of energy density in thermal runaway of lithium-ion batteries with accelerating rate calorimetry. Journal of the electrochemical society, 2021 168 060516.

[23] MIT and QuantumScape. https://www.technologyreview.es/s/13207/tr10-baterias-de-metal-de-litio-para-masificar-el-coche-electrico (consultado Abril 2024).

[24] 2023 August Global Monthly EV and Battery Monthly Tracker, SNE Research.

[25] Shao Y, El-Kady M F, Sun J, Li Y, Zhang Q, Zhu M, Wang H, Dunn B and Kaner R B 2018 Design and mechanisms of asymmetric supercapacitors Chem. Rev. 118 9233–80.

[26] Gandoman FH, El-Shahat A, Alaas ZM, Ali ZM, Berecibar M, Abdel Aleem SHE. Understanding Voltage Behavior of Lithium-Ion Batteries in Electric Vehicles Applications. Batteries. 2022; 8(10):130.

[27] H. Vaidyanathan and G. Rao, "Electrical and thermal characteristics of lithium-ion cells," in Battery Conference on Application and Advances, Long Beach, USA, 1999, pp. 79-84

[28] Peklar R, Mikac U, Serša I. The Effect of Battery Configuration on Dendritic Growth: A Magnetic Resonance Microscopy Study on Symmetric Lithium Cells. Batteries. 2024; 10(5):165.

Capítulo 3: Influencia de la disposición de las celdas/módulos de una batería de tracción en la propagación del fuego en caso de Thermal Runaway

3. Influencia de la disposición de las celdas/módulos de una batería de tracción en la propagación del fuego en caso de Thermal Runaway

A la hora de diseñar la batería de un vehículo eléctrico, hay que tener en cuenta diferentes parámetros para obtener la disposición más segura de la batería/módulos/células desde el punto de vista mecánico y térmico. En este capítulo se analiza el mecanismo de propagación de la fuga térmica (Thermal Runaway, TR) de las celdas de iones de litio en función de su disposición dentro de un pack de baterías en el caso de propagación de un incendio de un pack de baterías en el que se ha producido un escape térmico (TR). El objetivo es identificar qué disposición de las celdas/módulos es más crítica dentro del pack de baterías, mediante el análisis microscópico de la estructura y composición química de las celdas más dañadas, tanto horizontal como verticalmente, de una batería perteneciente a un vehículo incendiado. Su estado final se comparó con el estado de celdas nuevas del mismo tipo. Para realizar esta comparación se analiza la estructura y la composición química del cátodo, del ánodo y del separador de distintas celdas después del TR. Esta investigación se llevó a cabo para obtener información para comprender las propiedades mecánicas de las celdas/batería de ion litio y su comportamiento tras el calentamiento por fuga térmica que conduce a la propagación de un incendio. A través del análisis realizado, se concluye que las celdas colocadas en disposición vertical tienen peor comportamiento que las celdas en disposición horizontal. En cuanto a la seguridad de la batería, los resultados de este estudio permitirán determinar qué disposición y estructura de las celdas de la batería es más segura contra el TR debido al fallo térmico.

3.1 Introducción

La seguridad contra incendios en las baterías sigue siendo una preocupación importante debido a su inestabilidad a altas temperaturas [1]. En los últimos 30 años se han producido muchos accidentes con baterías de iones de litio, lo que indica que esas baterías no son seguras contra incendios. Además, se han producido varios incendios graves en vehículos eléctricos Tesla Model S [2-7]. Algunos se incendiaron durante la conducción y otros durante el proceso de carga y descarga.

En general, las baterías de iones de litio son más vulnerables cuando están sometidas a altas temperaturas, a fallos eléctricos o impactos mecánicos [8]. Las baterías de iones de litio tienen

unos umbrales de temperatura y voltaje, y sus componentes son inestables. En concreto, el electrolito es inflamable y los electrodos están hechos de un material con una alta energía específica. Todas estas características implican que este tipo de celda sea propensa al (TR) en algunos casos de abuso [9,10].

Una batería de iones de litio puede fallar debido a fallos mecánicos, eléctricos o térmicos que se producen a nivel de celda, de módulo o del paquete de baterías (Figura 3.1). Estos fallos se producen en series sucesivas, dando lugar al fenómeno de TR. Pueden producirse fallos térmicos por sobrecalentamiento, que puede deberse a conexiones de contacto incorrectas o a un calor excesivo cerca del batería, como en un incendio provocado por la combustión en una colisión entre vehículos. Además, el sobrecalentamiento puede producirse durante la carga rápida, ya que utiliza altos niveles de tensión y de intensidad.

El fallo térmico también puede deberse a un cortocircuito interno, que se produce por fallos del separador de la celda, defectos de fabricación o acumulación de litio (formación de dendritas) en el ánodo. Este fallo también puede deberse a defectos originados durante la fabricación de la celda, que inducen un cortocircuito interno.

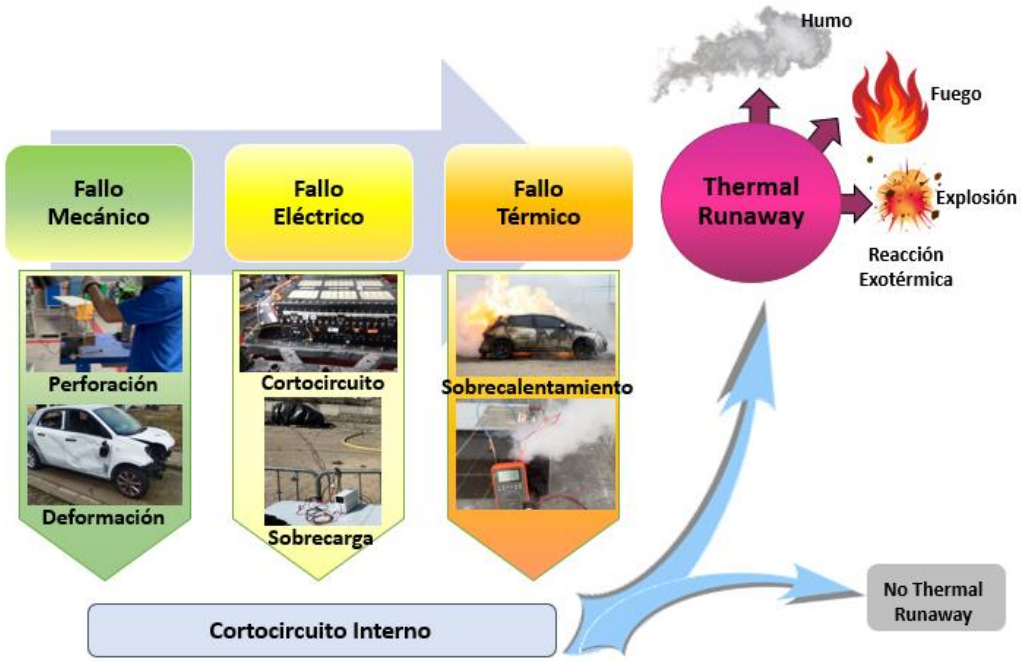


Fig. 3.1. *Mecanismo de fallo de la batería de iones de litio y el subsiguiente Thermal Ruaway para el caso de vehículos eléctricos [11].*

El fallo por abuso térmico debido a la exposición externa al calor o a las llamas, o también debido al calentamiento por la eliminación incorrecta del calor de reacción o debido al inicio de reacciones exotérmicas internas no deseadas., puede conducir al fenómeno de TR. Llevar a cabo un ensayo de incendio controlado sobre un vehículo eléctrico completo con una batería de alto voltaje instalada, así como ensayos a escala con diferentes tipos de celdas y con diferentes disposiciones de las celdas, permitirán caracterizar el comportamiento de las celdas en un incendio por fallo eléctrico, alta temperatura o deformación significativa. En la reacción de embalamiento térmico influye la energía varada (“stranged energy”), que es la energía que permanece almacenada en el interior de

la batería de iones de litio incluso después de que se haya descargado hasta cierto nivel. En el contexto de un incendio de una batería de iones de litio, esta energía remanente puede representar un riesgo importante. Para manipular con seguridad una batería de iones de litio implicada en un incendio, es muy importante ser consciente del potencial riesgo que supone esta energía remanente y asegurarse de que la batería está completamente descargada y enfriada antes de manipularla o transportarla.

Cuando una batería de alto voltaje se deforma o se daña, la energía permanece almacenada dentro de las celdas y módulos de la batería no dañados, y no hay forma de descargarla. Esa energía puede provocar que la batería de alto voltaje de un vehículo eléctrico se incendie varias veces después de que los bomberos extingan el incendio. Los equipos de emergencia no pueden medir cuánta energía queda dentro de una batería dañada, y no tienen forma de drenarla. Ingenieros u otros especialistas pueden comprobar el voltaje restante utilizando el sistema de gestión de la batería, si este sistema funciona y es operativo, además algunas baterías de alto voltaje incorporan puertos de descarga. Sin embargo, cuando se produce un accidente, la batería de alto voltaje puede dañarse y deformarse, haciendo imposible el acceso al sistema de gestión de la batería o a los puertos de descarga. Por un lado, la duración del incendio posterior al accidente y, por otro lado, los múltiples reencendidos de la batería podrían indicar que ésta contenía energía retenida. Varios investigadores [12] del Laboratorio Nacional de Oak Ridge llevaron a cabo un estudio en el que llegaron a la conclusión de que las celdas de ion de litio con un SoC > 80% sometidas a daños mecánicos eran más propensas al Thermal Runaway, mientras que las celdas con un SoC bajo no sufrirían TR, sino que sólo experimentarían un ligero aumento de temperatura**.**

Se han llevado a cabo varios estudios para analizar el comportamiento de las celdas de ion litio sometidas a un calentamiento externo. Huang et al. [13] calentaron tres celdas de ion litio de 50 Ah a diferentes SoCs (Estados de Carga) con un calentador eléctrico y concluyeron que las celdas sólo se incendiaban cuando la superficie de la celda alcanzaba entre 112 y 121 ◦C. La respuesta de la celda y las características de embalamiento térmico dependen del SoC. Si se aumenta el SoC el tiempo transcurrido desde el calentamiento hasta la ignición se reduce gradualmente [13-15], y las reacciones se vuelven más peligrosas. Feng et al. [16] dividieron las reacciones químicas internas que tienen lugar en las baterías de ion litio en diferentes etapas en función de la temperatura alcanzada. Cuando las baterías de ion litio se sobrecalientan, su temperatura aumenta gradualmente. La película SEI (Solid Electrolyte Interphase) comienza a romperse cuando la celda alcanza los 90-130 ◦C [17]. A medida que SEI se rompe, el electrolito llega más fácilmente a la superficie del grafito y reacciona fácilmente con el litio intercalado, liberando oxígeno y generando más calor [18]. Por otro lado, el polietileno (PE) puede fundirse a 130-140 ◦C, provocando un microcortocircuito interno y, por tanto, un aumento continuo de la temperatura de la batería [19]. Cuando la temperatura alcanza unos 200 °C, los materiales del cátodo empiezan a descomponerse y a liberar oxígeno [20]. Además, la reacción de descomposición de la película SEI y la reacción química entre los materiales de óxido metálico del cátodo y el electrolito se aceleran, así como la reacción entre las sustancias activas negativas y el electrolito, lo que producirá más calor y gases [15] como oxígeno, HF, CO y NO [21-25]. A medida que aumenta la temperatura la reacción química interna de la celda es mucho más compleja e intensa, generando una gran cantidad de gases combustibles y calor [26], seguida de una reacción de fuga térmica, lo que provoca que la celda de ion litio arda o incluso explote.

Es importante comprender el riesgo/peligro del diseño de celdas individuales y paquetes de baterías y módulos para minimizar o evitar el impacto del TR. Sin embargo, existen pocos estudios sobre los métodos de evaluación de la seguridad de las celdas o módulos de baterías. Varios estudios han analizado la influencia de la disposición de las celdas en un paquete de baterías de ion litio en la propagación del TR tanto en espacios abiertos como en espacios cerrados [27]. Los resultados experimentales muestran que, en un entorno cerrado, cuando el SoC de la batería es del 100% y la separación entre celdas es superior a 8 mm verticalmente y 4 mm horizontalmente, la posibilidad de propagación es mayor que en un entorno abierto. Se concluye que la posibilidad de propagación térmica del conjunto de celdas en disposición vertical es mayor que en disposición horizontal. Los estudios indican que el TR sólo se produce cuando el SoC es superior al 50%. Por otra parte, la separación crítica que desencadena TR es de 4 mm para una batería con un SoC al 80% y de 6 mm para una batería con un SoC al 100% [28]. Feng et al. [29] llevaron a cabo un ensayo de fallo mecánico (penetración) que inducía TR sobre un módulo de seis celdas conectadas en serie, y llegaron a la conclusión de que la carcasa de la celda transfiere la mayor parte del calor, y desarrollaron una capa termorresistente colocada entre las celdas para evitar la propagación de TR en el módulo [30]. López et al. [31] analizaron la influencia de la separación entre celdas en el TR y llegaron a la conclusión de que el espaciado entre celdas en el paquete de baterías es un factor crítico, ya que afecta en gran medida a la propagación de TR. Analizaron diferentes módulos de baterías conectados en serie y concluyeron que la solución a la propagación del TR es una buena conducción del calor. Por lo tanto, existen varios estudios sobre la propagación de TR en módulos de baterías conectados en serie [29-31], pero hay pocos estudios que analicen la propagación de TR en módulos de baterías conectados en paralelo. Wilke et al. [32] afirman que el aumento de temperatura después de TR en un módulo de celdas de batería conectadas en paralelo es mayor que si las celdas del módulo están conectadas en serie. Lamb et al. [33] también descubrieron que el aumento de temperatura en un módulo con celdas conectadas en paralelo era mayor, y, en consecuencia, se aceleraba la propagación del TR. Gao et al. [34] realizaron un estudio de la propagación de TR en un módulo de batería de gran formato con conexiones en paralelo, 18 celdas pouch conectadas en paralelo de 24 Ah. Se observa que las celdas no dañadas transfieren la corriente a la celda que experimenta TR, lo que hace que ésta experimente una temperatura 10 °C superior en comparación con un módulo con las celdas conectadas en serie. Por lo tanto, un módulo con conexiones en paralelo es menos seguro.

En este estudio, los ensayos de sobrecalentamiento de una batería de ion litio colocada en un vehículo eléctrico se han llevado a cabo utilizando para ello un calentador de combustible fósil, con el objeto de analizar cómo la disposición de las celdas influye en la propagación del embalamiento térmico. Se espera que esta investigación pueda proporcionar conclusiones útiles para mejorar la disposición de las celdas de ion litio en los vehículos eléctricos con el fin de reducir los daños causados por la fuga térmica en las baterías de ion litio en aplicaciones de automoción.

3.2 Materiales y métodos

3.2.1 Metodología

La exactitud de los resultados obtenidos dependerá de la capacidad que tengan los ensayos de celdas para reproducir el comportamiento real de una batería. Como punto de partida, se realizó un ensayo de incendio controlado con un vehículo eléctrico equipado con un pack de baterías con el objeto de caracterizar su comportamiento.

3.2.1.1 Ensayo de fuego controlado de un vehículo eléctrico

En primer lugar, se realizó un ensayo de incendio controlado en un vehículo eléctrico completo, concretamente un Nissan Leaf, en el que se analizó la progresión de la temperatura y el comportamiento de la batería. El fuego se inició colocando un quemador de combustible en la parte inferior de la batería de alto voltaje del vehículo eléctrico. Se monitorizó la duración del ensayo y la temperatura de la batería a lo largo de la prueba con la ayuda de una cámara termográfica. La siguiente Tabla 3.1 muestra las principales especificaciones de la batería analizada del vehículo Nissan Leaf incendiado.

Vehículo	**Vehículo de Batería Eléctrica**
Fecha de primera matriculación	**17/12/2015**
Autonomía	**121 km (EPA test)**
Especificaciones de la batería	
Energía que puede suministrar	**24 kWh**
Voltaje de la batería	**360 V**
Tipo de batería	**Batería de ion litio**
Tipo de celda	**Tipo laminado, celdas pouch**
Material activo del cátodo	**LMO ($LiMn_2O_4$) con LNO ($LiNiO_2$)**
Material activo del ánodo	**Grafito**
Capacidad de la batería	**32,5 Ah**
Voltaje nominal de la celda	**3,75 V**
Módulos en la batería	**48**
Celdas por módulo	**4**
Densidad energética	**157 Wh/kg**
Peso de la batería	**~180 kg**
Precio de la batería	**7.000 €**
Estado de Carga (SoC)	**68,0 %**

Tabla 3.1. *Especificaciones de la batería del vehículo Nissan Leaf incendiado.*

La prueba comenzó y el vehículo se calentaba cada vez más a medida que avanzaba el proceso de combustión. A los 3 min del inicio de la prueba, el paquete de baterías alcanzó una temperatura cercana a los 805 °C. No fue hasta unos ocho minutos después del inicio del ensayo cuando empezaron a escucharse pequeñas explosiones de los generadores de gas de los airbags del

vehículo, seguidas del sonido del fenómeno de TR en el que las celdas de la batería entraron en un estado incontrolable de autocalentamiento.

Inicialmente, el incendio se extinguió con una manta ignífuga (Figura 3.2). Tras poco más de diez minutos desde el inicio de la prueba, la temperatura en la zona de la batería superó los 1000 °C. Fue en ese momento cuando los bomberos procedieron a cubrir el vehículo con la manta ignifuga. Inmediatamente después de cubrir el vehículo con la manta, la temperatura de la superficie de vehículo bajó de aproximadamente 850 °C a unos 350 °C. A partir de ese momento, la manta aísla el vehículo de la radiación emitida por el fuego, evitando que cualquier elemento se propague al ambiente y, al mismo tiempo, enfría el vehículo. Además, la manta impide el suministro de oxígeno, impidiendo de este modo que el fuego continúe cuando todo el oxígeno confinado bajo la manta se consuma.

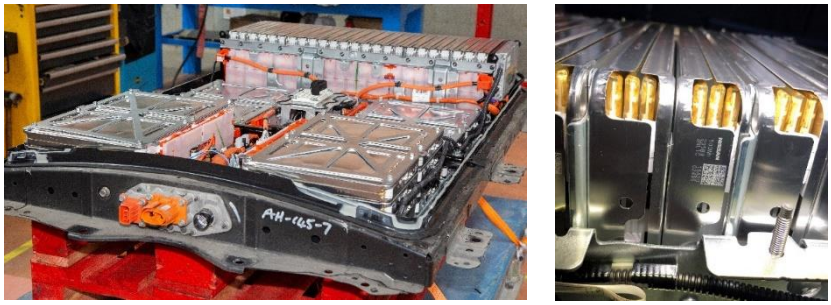


Fig. 3.2. *Bomberos del Ayuntamiento de Zaragoza cubriendo el vehículo incendiado con la manta ignífuga.*

Con el paso de los minutos, la temperatura registrada por la cámara termográfica descendió a unos 100 °C. Sin embargo, los incendios de vehículos eléctricos tienen un alto riesgo de reignición porque la batería sigue produciendo todos los elementos necesarios para que se inicie el fuego, es decir, calor, combustible y oxígeno. Si el vehículo está cubierto por la manta ignífuga, no hay riesgo, ya que es cuestión de tiempo que la temperatura de la batería descienda. Pero si el vehículo está descubierto, el riesgo de que se reinicie es muy alto. Por este motivo, 9 minutos después de que el vehículo estuviera completamente cubierto, se decidió retirar la manta ignífuga para mostrar cómo se reproduce el proceso de reinicio del fuego. Justo después de retirar la manta, se puede observar como el fuego se reinicia desde la zona de la batería y rápidamente se propaga de nuevo por todo el vehículo.

Al continuar el ensayo, el fuego volvió a aumentar la temperatura durante los dos minutos y medio siguientes, alcanzando una temperatura máxima de unos 600 °C. Una vez alcanzada esta temperatura, se vuelve a cubrir el vehículo con la manta ignifuga para aislar y extinguir de nuevo el incendio del vehículo, dado que la manta es reutilizable.

A continuación, se muestra el estado del pack de baterías (Figura 3.3. (a)) y una vista detallada de los módulos de la batería (Figura 3.3.(b)) antes del ensayo de incendio.



(a) (b)

Fig. 3.3. *(a) Pack de batería antes del ensayo de incendio. (b) Detalle de un módulo de batería construido con una configuración de 4 celdas.*

Para finalizar el ensayo, una vez retirada la manta ignífuga, se enfrió la batería con agua y se dejó el vehículo en cuarentena para comprobar que el fuego no se reiniciaba.

En la siguiente tabla (Tabla 3.2) se detallan las especificaciones del ensayo de incendio:

Especificaciones del ensayo de incendio	
Lugar y fecha	Zaragoza, 5 de Diciembre de 2019
Vehículo sometido a ensayo	Vehículo Eléctrico
ENSAYO	
Vehículo	Vehículo solo con batería de alto voltaje
Incendio	Quemadores de ignición (combustible fósil)
Método para extinguir el fuego	Manta ignífuga Bridgehill para vehículos
Control de la Temperatura	Cámara termográfica de infrarrojos: FLIR T640
Distancia de la cámara termográfica por infrarrojos	13.7 m
Temperatura Ambiente	7.1 °C
Velocidad media del viento	2.5 m/s
Velocidad máxima del viento	8.9 m/s
Temperatura máxima alcanzada	~1000 °C
Momento de inicio del Thermal Runaway	~8 min
Después de retirar la manta ignífuga	
Cantidad de agua necesaria para extinguir el fuego	400 l

Tabla 3.2*. Especificaciones de ensayo de incendio controlado realizado en el vehículo Nissan Leaf.*

A continuación, se muestran imágenes del ensayo de incendio del vehículo eléctrico explicada anteriormente (Figura 3.4):

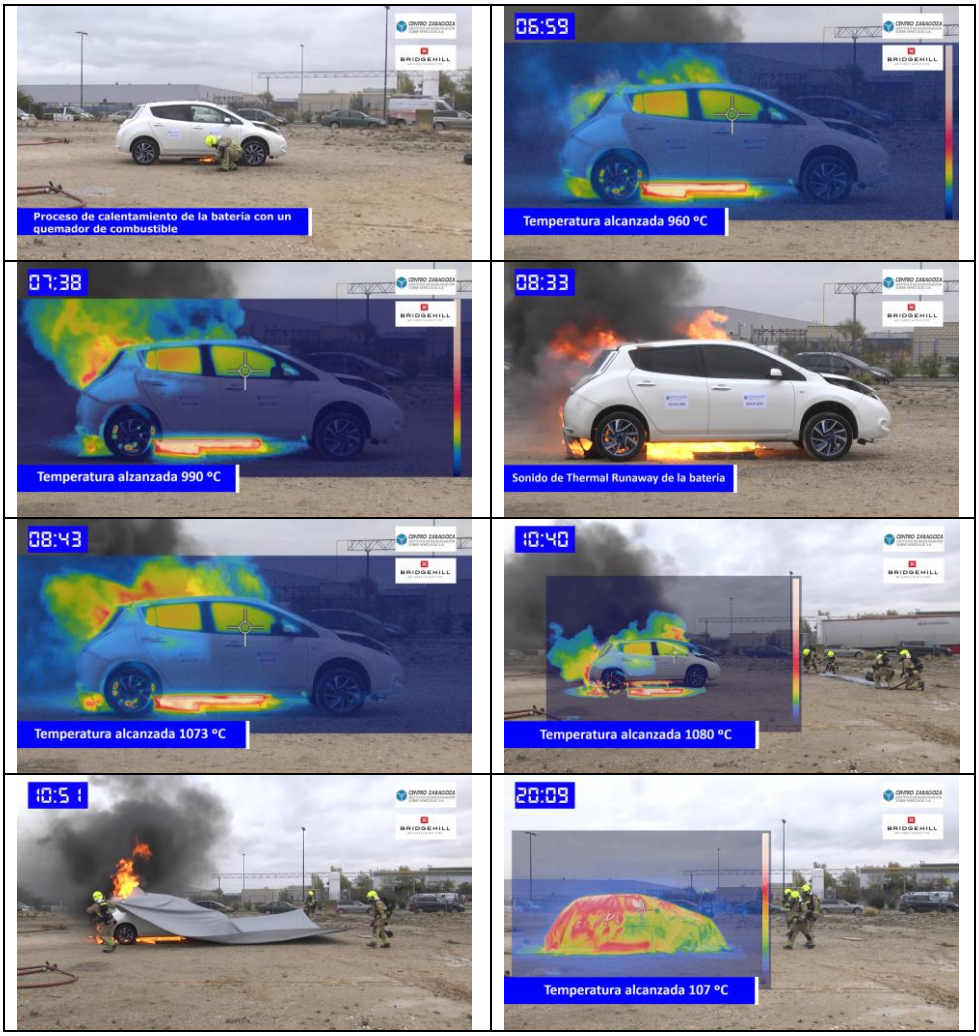


Fig. 3.4. *Imágenes del ensayo de incendio controlado realizado en el vehículo Nissan Leaf objeto de estudio.*

La figura 3.4 muestra una serie de imágenes del ensayo de incendio realizado. En la esquina superior izquierda se muestra el tiempo transcurrido en minutos desde el inicio del encendido del vehículo. A los 7 minutos del inicio de la prueba (segunda imagen superior derecha), el paquete de baterías alcanzó una temperatura cercana a los 960 °C. No fue hasta unos ocho minutos desde el inicio cuando empezaron a oírse pequeñas explosiones procedentes de los generadores de gas del airbag del vehículo, seguidas del fenómeno de TR en las celdas de la batería (cuarta imagen). El intervalo de la temperatura de inicio del evento térmico es de 80-150 °C.

3.2.1.2 Identificación de las celdas más dañadas en la batería analizada

Una vez realizado el ensayo y transcurrido el tiempo de cuarentena necesario, las celdas se desmontaron (Figura 3.5) para analizar su comportamiento y su estado según la posición en la que se encontraban. El objetivo era analizar cómo se dañaban las celdas según la posición de cada celda dentro de la carcasa de la bacteria. Además, se estudió la deformación sufrida por cada una de las celdas. Como resultado, el estado de estas celdas ha quedado perfectamente documentado.



Fig. 3.5. *Imágenes del estado del pack de baterías, del módulo, y de las celdas de ion litio en el interior del pack de baterías.*

Una vez desmontada la batería quemada del Nissan Leaf, se identificaron visualmente los módulos más dañados, siendo estos los módulos que presentaban mayor deformación y rotura, tanto en vertical (módulo 11) como en horizontal (módulo 30), y todos los módulos fueron desmontados y analizados visualmente. En la Figura 3.6 se ha asignado un número a cada uno de los módulos de la batería con el fin de identificarlos.

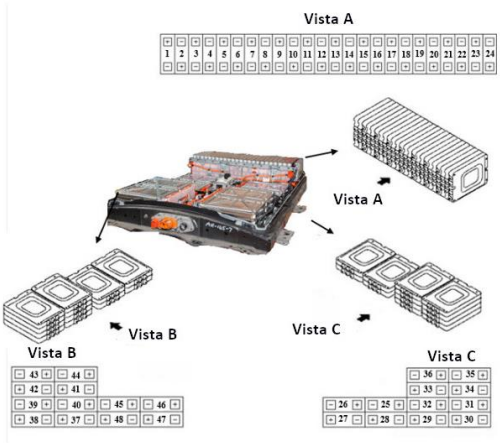


Fig. 3.6. *Despiece e identificación de los módulos de la batería de tracción de un Nissan Leaf de primera generación.*

La figura 3.7 muestra la batería del Nissan Leaf quemada desmontada en la disposición en la que se encuentra en el vehículo.



Fig. 3.7. *Batería del Nissan Leaf quemada desmontada en la disposición en la que se encuentra en el vehículo.*

Las siguientes imágenes muestran el estado de los módulos más dañados, en primer lugar, la figura 3.8 muestra el estado del módulo 30 quemado de la batería del vehículo Nissan Leaf y, en segundo lugar, la figura 3.9 muestra el estado del módulo 11 quemado de la batería del vehículo Nissan Leaf:



Fig. 3.8. *Imágenes del estado del módulo 30 (disposición horizontal) del pack de baterías del vehículo Nissan Leaf incendiado. Este módulo ha sido identificado como el más dañado entre los módulos en disposición horizontal.*



Fig. 3.9. *Imágenes del estado del módulo 11 (disposición vertical) del pack de baterías del vehículo Nissan Leaf incendiado. Este módulo ha sido identificado como el más dañado entre los módulos en disposición vertical.*

La siguiente figura 3.10 identifica la posición de los módulos más dañados en el pack de baterías analizado:

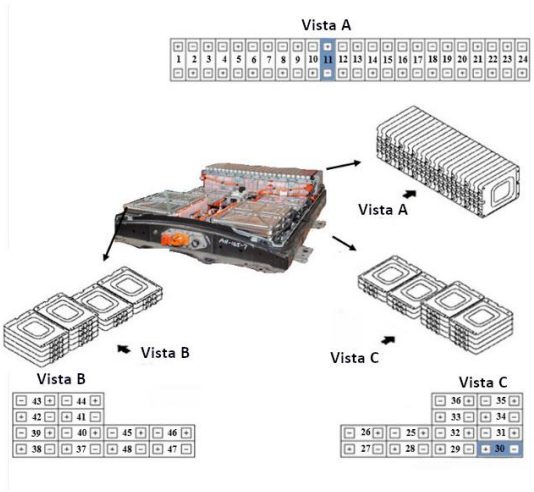


Fig. 3.10. *Despiece de la batería del Nissan Leaf de primera generación, con identificación de los módulos más dañados, sombreados en azul.*

3.2.1.3 Generación de muestras para el análisis estructural y transversal

Se realizó un estudio de la estructura de las celdas tomando muestras y analizándolas transversalmente (hay varias capas de ánodos y cátodos, así como separadores; es una muestra apilada de materiales) (véase la figura 3.11) y, por otro lado, se llevó a cabo un análisis superficial de la composición química de las celdas. Para ello, se separaron el ánodo, el cátodo y el separador (véase la figura 3.12).

Para la prueba de análisis de la estructura, se tomaron tres muestras de sección transversal de una celda del módulo 11, tres muestras de sección transversal de una celda del módulo 30 y dos muestras de sección transversal de una celda nueva. Para el análisis de la composición química y la morfología, se tomó una muestra del cátodo, una muestra del ánodo y una muestra del separador para el módulo 11, el módulo 30 y la nueva célula, respectivamente. Las muestras para los ensayos se han obtenido en las instalaciones del Centro Zaragoza, y una vez obtenidas las muestras, se han realizado los ensayos en el Departamento de Ciencia de Materiales de la Universidad de Zaragoza. La toma de muestras se ha realizado teniendo en cuenta las indicaciones de un estudio previo [35]. A continuación, se muestran las imágenes de la preparación de las muestras a ensayar de una celda nueva.



(a) **(b)** **(c)**

Fig. 3.11. *Muestra y obtención de la muestra para el análisis estructural.*
(a) Localización de los puntos de los que se han obtenido las muestras para el análisis estructural de las capas apiladas: 1. Lengüeta del ánodo (cobre); 2. Lengüeta del cátodo (aluminio); 3. Posición central en el lado opuesto al que se encuentran las lengüetas del ánodo y del cátodo. (b) Muestra generada en la posición 3. (c) Sección de la celda pouch una vez extraída la muestra.



(a) **(b)** **(c)** **(d)**

Fig. 3.12. *Obtención de la muestra para el análisis superficial.*
(a) Imagen del interior de una celda pouch de donde se han obtenido las muestras para el análisis superficial de las capas apiladas (ánodo, cátodo y separador en el caso de la celda intacta). (b) Muestra generada a partir del ánodo (lengüeta de cobre). (c) Muestra generada a partir del cátodo (lengüeta de aluminio). (d) Muestra generada a partir del separador.

La figura 3.13 muestra la posición de la que se han tomado las muestras de una celda calcinada del módulo 30:



Fig. 3.13. *Obtención de muestras de una celda calcinada del módulo 30.*
Las letras A-D identifican la posición de la celda dentro del módulo y los números 1-3 identifican la posición en la celda de la que se ha tomado la muestra.

Para la preparación de las secciones superficiales de las capas individuales, tras obtener las muestras, con un área superficial de aproximadamente 5 mm × 5 mm, de cada una de las diferentes capas de la celda, ánodo, cátodo y separador (en el caso de la nueva celda), se recubrieron con una capa de carbono de alta pureza de 10,40 nanómetros de espesor para hacerlas conductoras, utilizando para ello un equipo de recubrimiento de pulverización catódica Leica EM ACE60 (Leica Microsystems, España) y se colocaron sobre un soporte de aluminio con una cinta adhesiva de carbono de doble cara para que no se movieran del soporte durante el análisis. Se coloca una pequeña muestra de cobalto para calibrar el equipo.

Después de obtener las muestras, con una superficie de aproximadamente 10 mm × 10 mm, de la pila de electrodos para el análisis estructural, las muestras se incrustan en resina para mejorar el resultado de la preparación y, a continuación, se pulen para que la superficie no presente arañazos ni deformaciones, sea plana y muy reflectante. A continuación, se puede observar una muestra preparada incrustada en resina (Figura 3.14).

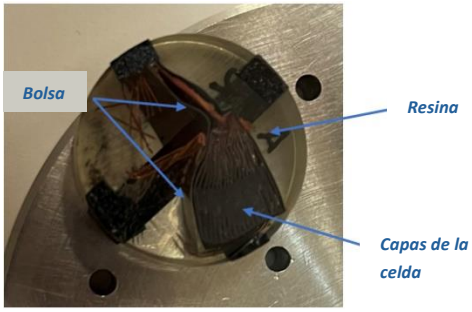


Fig. 3.14. *Estructura de capas apilada de una celda incrustada en resina y pulida, utilizada para identificar los parámetros y la estructura de la celda.*

3.2.1.4 Método para realizar el análisis superficial y estructural

Se utilizó un microscopio electrónico de barrido por emisión de campo (FESEM, Field Emission Scanning Electron Microscope) Carl Zeiss MERLINTM (Carl Zeiss SMT AG, Alemania). Dispone de un cañón de emisión de electrones de campo caliente y permite observaciones de hasta 0,8 nm de resolución espacial y potenciales de aceleración de entre 0,02 y 30 kV. Dispone de detectores de electrones secundarios en la cámara y en la columna (in-lens). También dispone de un detector EDS para el análisis de la energía de los rayos X dispersados X-Max (20 mm^2) con SDD (Silicon Drift Detector) de Oxford Instruments (Reino Unido). Para la generación de imágenes en microscopía electrónica de barrido los productos de interacción más utilizados son los electrones secundarios (SEs, Secondary Electrons) y los electrones retrodispersados (BSEs, Bacscattered Electrons). Para la distinción y detección de SEs y BSEs, se deben considerar dos parámetros: la energía y la distribución angular. Para esta misión, un detector de retrodispersión (EsB, Energyselective Backscattered) y un detector de retrodispersión de ángulo selectivo (AsB®, Angle-selective Backscattered). Los detectores estándar son el detector dentro de la lente in-lens (detector SE anular) que detecta las señales SE y se utiliza para analizar la estructura de la superficie, y el detector SE2 (tipo Everhart-Thornley), que detecta señales SE2 y se utiliza para analizar la topografía.

La morfología puede analizarse con SE2 y con in-lens, con detectores de retrodispersión y de retrodispersión de baja energía (EsB) (diferente nivel de gris debido a la diferente composición química), y con detectores de retrodispersión de elevada energía (AsB®).

La siguiente tabla 3.3 muestra información sobre los diferentes detectores utilizados por el FESEM:

Standard Detectors	**Detected Signals**	**Typical Application**
In-lens detector (annular SE detector)	SE	Surface Structure
SE detector (Everhart-Thornley type)	SE2	Topography
Optional detectors	**Detected signals**	**Typical application**
EsB® detector with filtering grid (in-column detector)	BSE	Pure material contrast
AsB® detector, integrated	BSE	Channeling contrast (cristal orientation), compositional contrast

Tabla 3.3. *Información sobre los diferentes detectores utilizados por el microscopio FESEM.*

El detector SE2 detecta tanto electrones secundarios (SEs) como electrones retrodispersados (BSEs). Los electrones de camino al detector son agrupados por el colector (detector de centelleo) y dirigidos al centelleador o escintilador. La tensión del colector (tensión de succión), con un rango entre -250 V y +400 V, genera un campo eléctrico situado delante del detector, dirigiendo así los SE de baja energía hacia el centelleador. El colector debe ajustarse a +300 V para todas las aplicaciones estándar. Todo el AsB® está integrado en la pieza polar de la lente GEMINI®. Esto elimina la necesidad de alinear el detector AsB® con el eje óptico con el fin de obtener imágenes de BSEs a distancias de trabajo extremadamente pequeñas. Es posible distinguir entre BSEs de bajo ángulo y de gran ángulo con esta disposición del detector. El detector AsB® está equipado con cuatro diodos, cada uno de los cuales puede ajustarse individualmente mediante un menú. Mientras que el modo topográfico muestra las características de la superficie, el modo composicional genera imágenes que muestran el contraste atómico de la muestra. Los electrones secundarios tienen una energía <50 eV y son electrones primarios dispersados inelásticamente. Se producen a partir de la superficie adyacente del haz de electrones primarios entrante, proporcionando la mejor resolución lateral cuando se trata de a varios nanómetros. Los electrones retrodispersados se dispersan elásticamente en el campo del núcleo atómico. El rango de energía va desde >50 eV hasta la energía de excitación. Cuando el número atómico o el peso atómico de una fase o región es mayor, un mayor número de electrones se retrodispersarán desde esta zona de la muestra (contraste de material).

La figura 3.15 muestra dos vistas de los ensayos superficiales llevados a cabo:

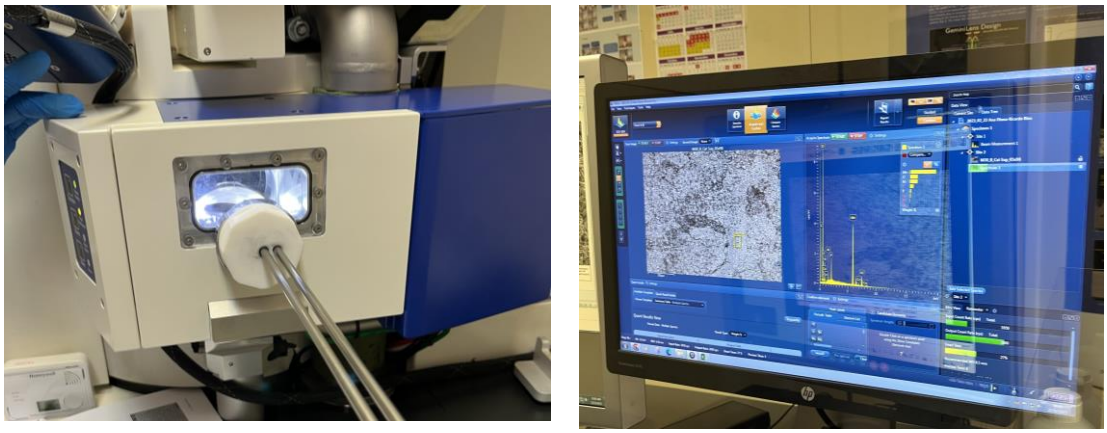


Fig. 3.15. *Vistas de los ensayos superficiales llevados a cabo.*

3.2.1.5 Método para realizar el análisis químico

Para obtener información sobre la composición química de la superficie analizada, se utilizó la espectroscopia de pérdida de energía de electrones combinada con la microscopia electrónica. Para ello, se dirigieron electrones de alta energía hacia las muestras, lo que provocó que los electrones de la capa interna se ionizaran, creando una vacante en la capa interna. Esta posición vacante es ocupada por un electrón de un nivel de energía superior, liberando para ello energía que podría observarse como un cuanto de rayos X o un electrón Auger (electrón que se ve obligado a abandonar el átomo). Esta energía, conocida como radiación de rayos X, es única para cada elemento. Para capturar los espectros de energía dispersiva de rayos X EDX (Energy Dispersive X-

ray) se utilizó un sistema de detección por deriva de silicio EDAX Super Octane (EDAX, California) (resolución energética de unos 123 eV @ Mn Ka) con una ventana de nitruro de silicio para una sensibilidad óptima en la región de baja energía.

3.3 Resultados y Discusión

Las conclusiones obtenidas del análisis microscópico de las celdas de ion litio son la base para la investigación sobre el funcionamiento, la seguridad y la degradación de las baterías de ion litio. Existen estudios [35] en los que se han realizado análisis a partir de imágenes tomadas con un microscopio para obtener información que permita comprender las propiedades mecánicas de las celdas de iones de litio. Parámetros tales como el espesor de la capa, la composición del material y las propiedades de la superficie son importantes para el análisis y el desarrollo de las baterías de ion litio. El objetivo de esta sección es comparar la estructura y la composición química del ánodo, el cátodo y el separador de celdas de ion litio que han sufrido TR con la estructura y composición química del ánodo, cátodo y separador de celas de ion litio intactas, es decir, nuevas.

En esta sección, no sólo se describen los métodos utilizados para obtener las propiedades superficiales y la composición química de todas las baterías, sino también los resultados de las imágenes SEM de secciones transversales de la zona 1 (ánodo) de una célula original y de una célula de los módulos 11 y 30 de la batería quemada del vehículo Nissan Leaf. También se han analizado las propiedades superficiales y la composición química de diferentes componentes de una celda original y de una celda incendiada del módulo 11 y del módulo 30.

3.3.1 Resultados del ensayo superficial: propiedades superficiales y análisis de la composición química

Para realizar los ensayos de análisis de superficie, se preparan tres soportes de aluminio: soporte A, soporte B y soporte C. Dos muestras de cátodo, una del cátodo superior y otra del cátodo inferior, y dos muestras de ánodo, una del ánodo superior y otra del ánodo inferior, de la celda B del módulo 30 se preparan en el soporte A. Dos muestras de cátodo, una del cátodo superior y otra del cátodo inferior, y dos muestras de ánodo, una del ánodo superior y otra del ánodo inferior de la celda C del módulo 11 se preparan en el soporte B. Y en el soporte C, se prepara una muestra del cátodo, el ánodo y el separador de una celda nueva del Nissan Leaf.

Las siguientes imágenes (figura 3.16) comparan diferentes imágenes obtenidas con FESEM del cátodo superior del módulo 30, del módulo 11 y de la celda nueva.

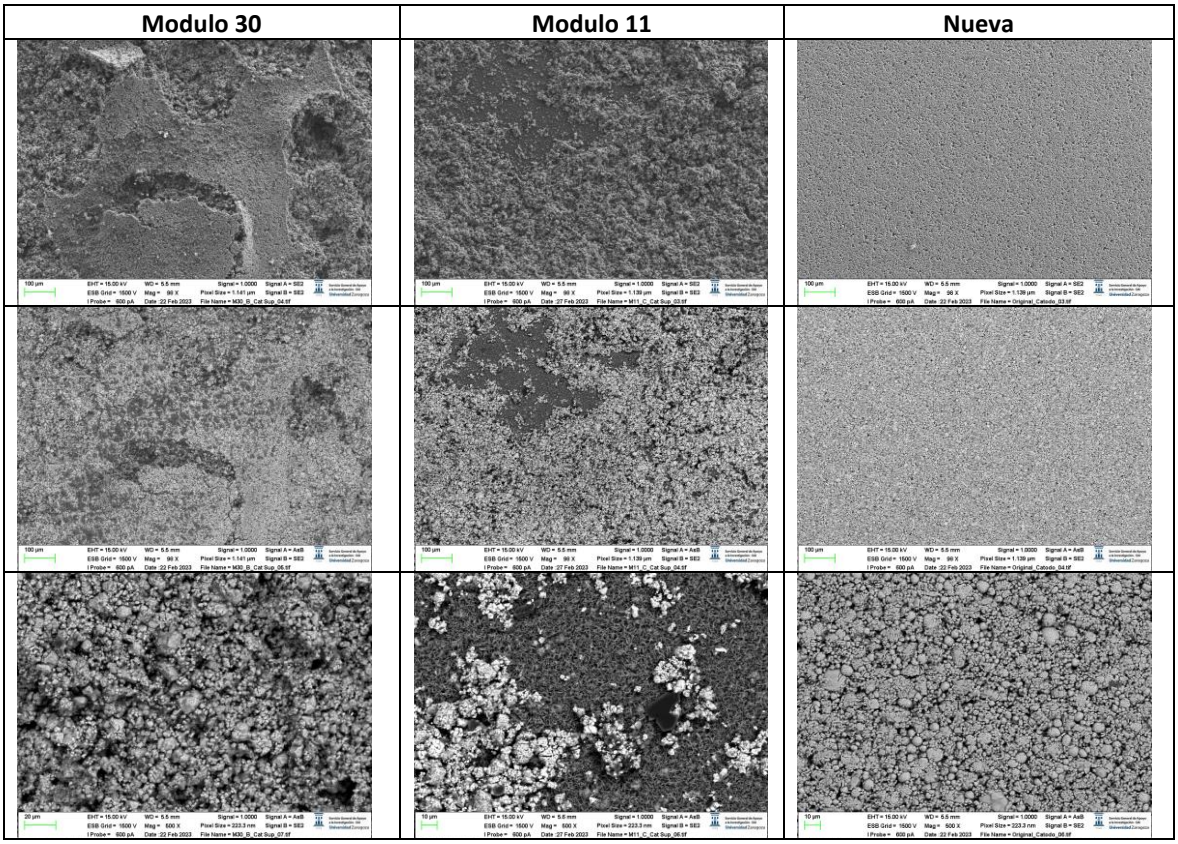


Fig. 3.16. *Comparación de las imágenes obtenidas con el FESEM de diferentes áreas del cátodo superior del módulo 30, del módulo 11 y de una celda nueva.*

Las siguientes imágenes comparan diferentes imágenes obtenidas con FESEM del cátodo inferior del módulo 30, del módulo 11 y de una celda nueva.

Con respecto a los electrodos catódicos de la figura anterior, se ha comparado el cátodo de una célula original con dos cátodos superiores de los módulos 30 y 11 de la batería del vehículo Nissan Leaf incendiado, después de experimentar el fenómeno TR. Cabe señalar que, en lugar de aparecer un único tamaño de partícula, la mayoría de los materiales, especialmente los materiales activos utilizados en los electrodos de las baterías contienen una variedad de tamaños de partículas.

En la Figura 3.17 se observa que, tras experimentar el fenómeno de TR, la superficie del cátodo se cubre de partículas de desecho, se cubre de flóculos blanquecinos. La distribución de estos flóculos en superficie de los electrodos catódicos no es uniforme, estando más concentrados en una zona y más dispersos en otros.

Debido a la morfología de estas sustancias, se puede deducir que son separadores descompuestos debido a la alta temperatura ya que, a 150 °C, el separador se contrae y se agrupa. En otras palabras, después del TR, el separador se descompone a medida que aumenta la temperatura. La temperatura de descomposición de un polímero a base de PE-PP es superior a 300 °C. Por lo tanto, es conveniente cubrir las superficies de los electrodos catódicos con partículas separadoras distribuidas de forma desigual.

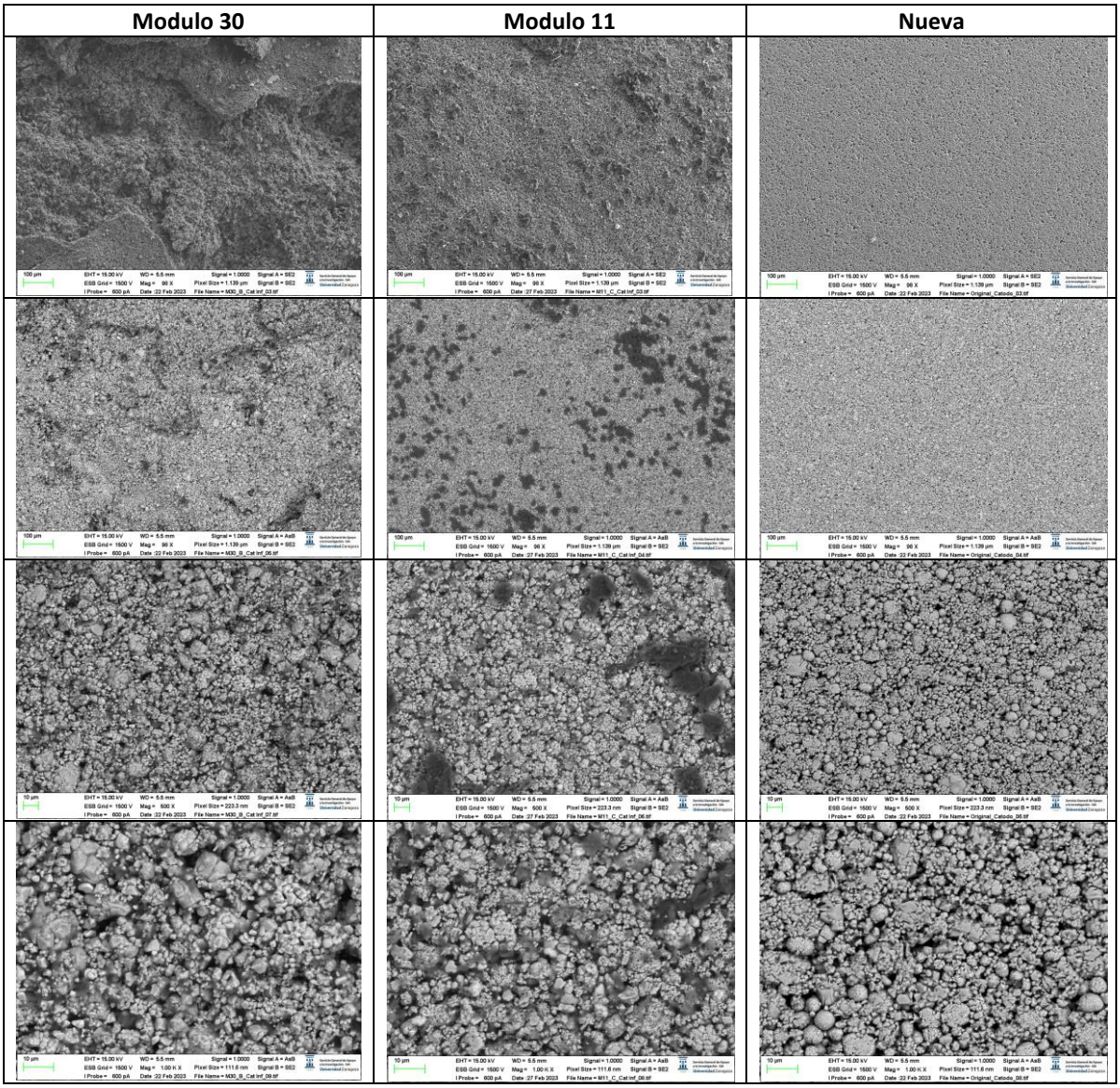


Fig. 3.17. *Comparación de las imágenes obtenidas con el FESEM de diferentes áreas del cátodo inferior del módulo 30, del módulo 11 y de una celda nueva.*

Cabe señalar que los módulos quemados analizados tenían un SoC del 68%. A medida que aumenta el SoC, el número de flóculos aumenta mucho, y aparecen flóculos esféricos y de color más oscuro, lo que indica que al tener un SoC elevado durante el TR, la temperatura de reacción dentro de la célula es mayor, y las reacciones de aglomeración y descomposición de los separadores son más intensas [36].

Después del TR, la estructura esférica en racimo de los materiales activos del cátodo y la estructura en escamas del grafito se destruyeron. El cátodo y el ánodo están unidos y es difícil identificarlos (Figuras 3.5 y 3.13). También hay impurezas/restos de forma irregular, algunas rectangulares y otras esféricas, y están distribuidas caóticamente. Al aumentar la temperatura debido al TR, el colector de corriente de aluminio del electrodo catódico se había oxidado y adherido al lado del ánodo.

Por lo tanto, es normal observar en el cátodo restos de fragmentos de materiales del cátodo después del TR, cenizas de los separadores y del material del cátodo, y productos de reacciones exotérmicas y exfoliaciones de grafito (Figura 3.17, imágenes de la última fila).

Se observa que en el caso del módulo 11, hay más flóculos de color oscuro que en el caso del módulo 30, y hay más en el cátodo superior que en el cátodo inferior. Por lo tanto, se concluye que el módulo 11, en disposición vertical, experimenta una mayor temperatura en el TR al mismo SoC que el módulo 30, que está en disposición horizontal. Si se analiza la transformación estructural (análisis morfológico con InLens) de los materiales catódicos después del TR (Figuras 3.18 y 3.19), se observa que en el caso de los módulos 30 y 11 con un SoC del 68% tras el TR, la estructura en capas del material se destruyó, las partículas resultantes se dispersaron fuera de la estructura estratificada original y se produjo la consiguiente adhesión. El material del cátodo (electrodo positivo) reaccionó a altas temperaturas y se descompuso. Por otra parte, las partículas de carbono del ánodo (electrodo negativo) fueron dopadas en el cátodo (electrodo positivo) a través del diafragma dañado.

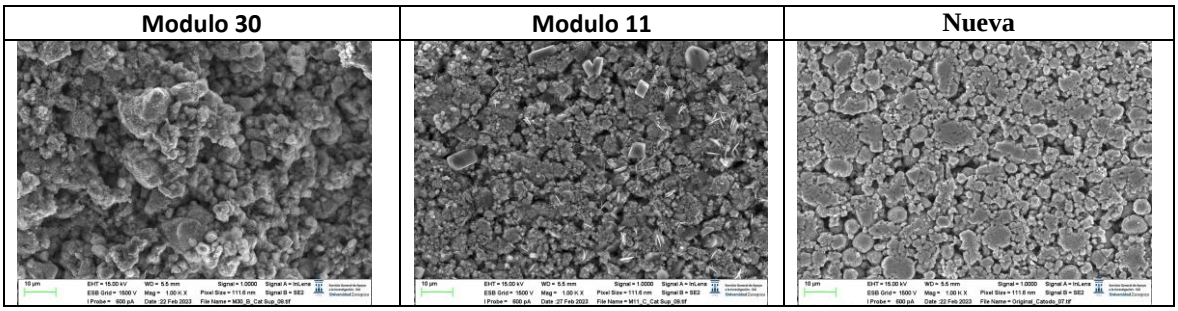


Fig. 3.18. *Análisis morfológico de la transformación del cátodo superior del Módulo 30 y del Módulo 11 tras el TR comparado con la estructura inicial del cátodo de una célula nueva.*

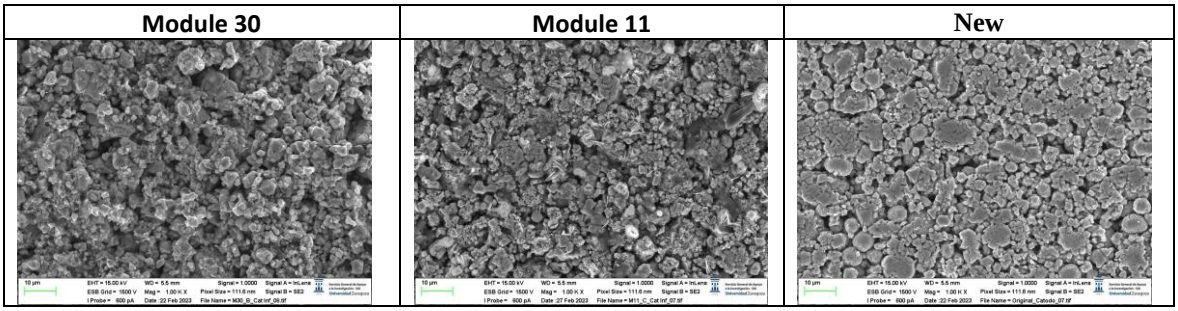


Fig. 3.19. *Análisis morfológico de la transformación del cátodo inferior del Módulo 30 y del Módulo 11 tras el TR comparado con la estructura inicial del cátodo de una célula nueva.*

Se observa que en el caso del cátodo inferior del módulo 30 (disposición horizontal), las partículas son más pequeñas en comparación con el cátodo superior del módulo 30; esto puede deberse a la mayor temperatura a la que está más expuesto.

En el caso del módulo 11 (disposición vertical), no hay diferencia entre el tamaño de las partículas del cátodo superior y del cátodo inferior. A continuación, se presentará el análisis de la composición química del cátodo superior del módulo 30 y del módulo 11 en comparación con la

composición del cátodo original. El cátodo mostraba una estructura superficial granular, como puede verse en la siguiente imagen (Figura 3.20). Las partículas más grandes tenían un tamaño aproximado de 6 µm. Mediante EDXS se identificaron los siguientes elementos químicos: níquel (Ni), manganeso (Mn), cobalto (Co), oxígeno (O) y carbono (C). Esto llegó a la conclusión de que este compuesto tiene la química de un cátodo de $LiNiMnCoO_2$ (NMC). Se observaron dos tipos diferentes de compuestos en la superficie del cátodo, marcados en la Figura 3.20 con dos recuadros rojos. Los resultados de un análisis detallado de los compuestos formados muestran que el compuesto marcado con "1" tenía la química NMC mencionada anteriormente, mientras que el segundo compuesto se determinó que era un compuesto de óxido de manganeso (LMO), también se observó algo de flúor que puede proceder del electrolito (LiPF6) al entrar en contacto con el cátodo y el ánodo. Teniendo en cuenta estas cuestiones, podría concluirse que la química de la capa catódica es una mezcla de NMC y LMO.

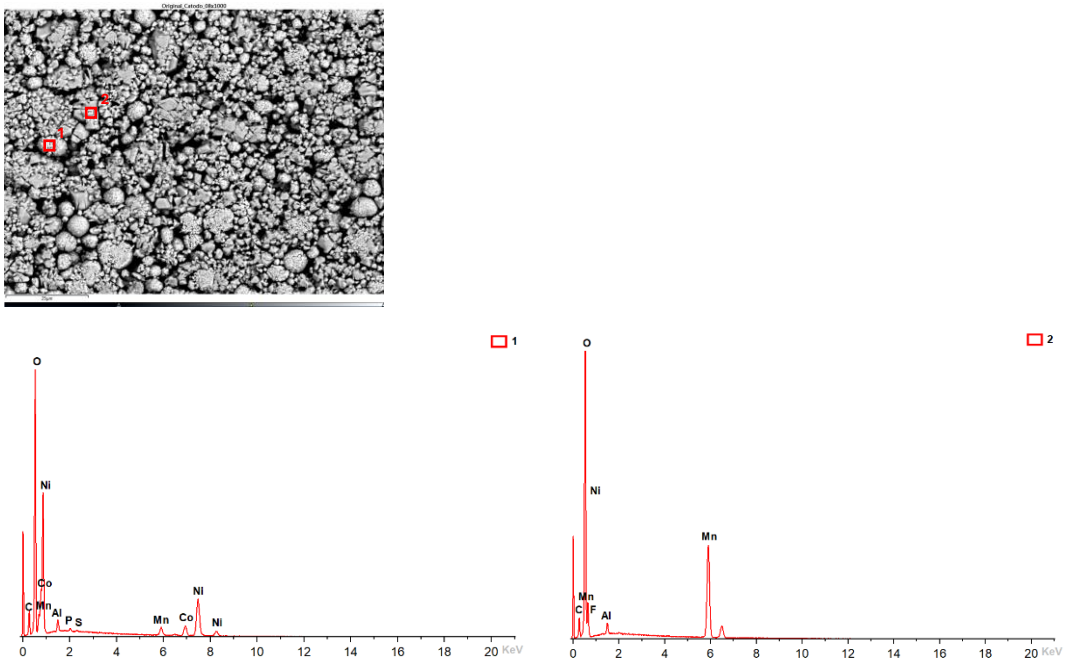


Fig. 3.20. *Composición química del cátodo original utilizando espectros de energía dispersiva de rayos X (EDXS).*

Se muestran en la tabla 3.4, los resultados obtenidos mediante análisis semi-cuantitativo aplicando la técnica EDXS (Energía dispersiva de Rayos X) en el cátodo original, correspondientes a los espectros mostrados en la figura 3.20.

		C		O		F		Al		Mn		Co		Ni	
		Peso (%)	Atómico (%)	Peso (%)	Atómico (%)	Peso (%)	Atómico (%)	Peso (%)	Atómico (%)	Peso (%)	Atómico (%)	Peso (%)	Atómico (%)	Peso (%)	Atómico (%)
Compuesto 1: $LiNiMnCoO_2$	**Espectro 1**	8,46	19,32	29,5	50,6			1,42	1,44	3,89	1,94	9,57	4,45	46,69	21,82
Compuesto 2: LMO + F	**Espectro 2**	5,19	11,84	31,29	53,52	2,54	3,66	1,17	1,19	59,8	29,79				

Tabla 3.4. *Resultado del análisis semi-cuantitativo aplicando la técnica EDXS correspondiente a la composición química de los compuestos identificados en el cátodo original.*

Lo que aparece en el campo Atómico (%) se refiere al porcentaje en átomos de los elementos químicos presentes en la zona analizado y lo mismo en Peso (%) con un más menos 5% de error en la medida, por eso son análisis semi-cuantitativos.

A continuación, se analiza la composición química del cátodo superior del módulo 30 incendiado. El cátodo superior del módulo 30 ya no muestra una superficie granular definida, como en el caso del cátodo original, la estructura estaba rota. Las partículas más grandes son de aproximadamente 5 µm de tamaño. Los siguientes elementos químicos fueron identificados por EDXS: níquel (Ni), manganeso (Mn), cobalto (Co), oxígeno (O), flúor (F), fósforo (P), carbono (C) y aluminio (Al). Se observaron dos tipos diferentes de compuestos en la superficie del cátodo del módulo 30 incendiado, marcado en la Figura 3.21 con dos cruces rojas. Los resultados obtenidos de un exhaustivo análisis de los compuestos formados muestra que el compuesto marcado con "1" tenía la química de un compuesto con manganeso, oxígeno y algo de flúor y fósforo, mientras que en el compuesto "3" de forma rectangular se observó flúor y níquel. Este último compuesto se debe a las reacciones que han tenido lugar en el TR, y es por eso por lo que hay restos de electrolito.

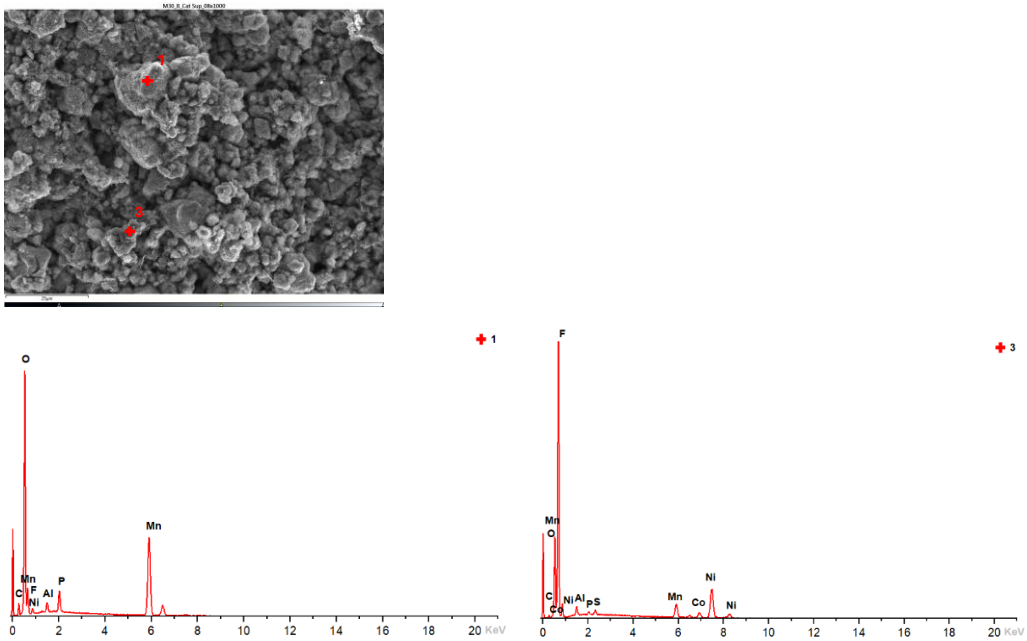


Fig. 3.21. *Composición química del cátodo superior del módulo 30 incendiado utilizando espectros de energía dispersiva de rayos X (EDXS).*

A continuación, en la tabla 3.5 se muestran los resultados obtenidos mediante análisis semi-cuantitativo aplicando la técnica EDXS en el cátodo superior del módulo 30 incendiado, correspondientes a los espectros mostrados en la figura 3.21.

		O		F		Al		P		Mn		Ni	
		Peso (%)	Atómico (%)	Peso (%)	Atómico (%)	Peso (%)	Atómico (%)	Peso (%)	Atómico (%)	Peso (%)	Atómico (%)	Peso (%)	Atómico (%)
Compuesto 1: Mn y O, con algo de F y P	**Espectro 1**	26,91	50,88	6,7	10,66	1,26	1,41	2,94	2,87	60,38	33,.24	1,81	0,93
Compuesto 2: F y Ni	**Espectro 3**	30,55	47,88	20,86	27,54	4,49	4,17	1,47	1,19	34,57	15,78	7,19	3,07

Tabla 3.5. *Resultado del análisis semi-cuantitativo aplicando la técnica EDXS correspondiente a la composición química de los compuestos identificados en el cátodo superior del módulo 30 incendiado.*

A continuación, se analiza la composición química del cátodo inferior del módulo 30 incendiado. El cátodo inferior del módulo 30 tampoco muestra una superficie granular definida, como en el caso del cátodo original, la estructura estaba rota. Las partículas más grandes tienen un tamaño de aproximadamente 4 µm, por lo que las partículas son más pequeñas que en el caso del cátodo superior del mismo módulo, probablemente porque han sido expuestas a valores de temperatura más elevados. Se observaron dos tipos diferentes de compuestos en la superficie del cátodo inferior del módulo 30, marcados en la figura 3.22 con dos cruces rojas. Un análisis detallado de los compuestos obtenidos muestra que el compuesto marcado con el número 1, tenía la química de un compuesto con oxígeno y manganeso, mientras que se determinó que la segunda estructura también tenía una química de un compuesto de níquel (Ni) y oxígeno (O) con algo de manganeso (Mn), flúor (F), cobalto (Co) y aluminio (Al).

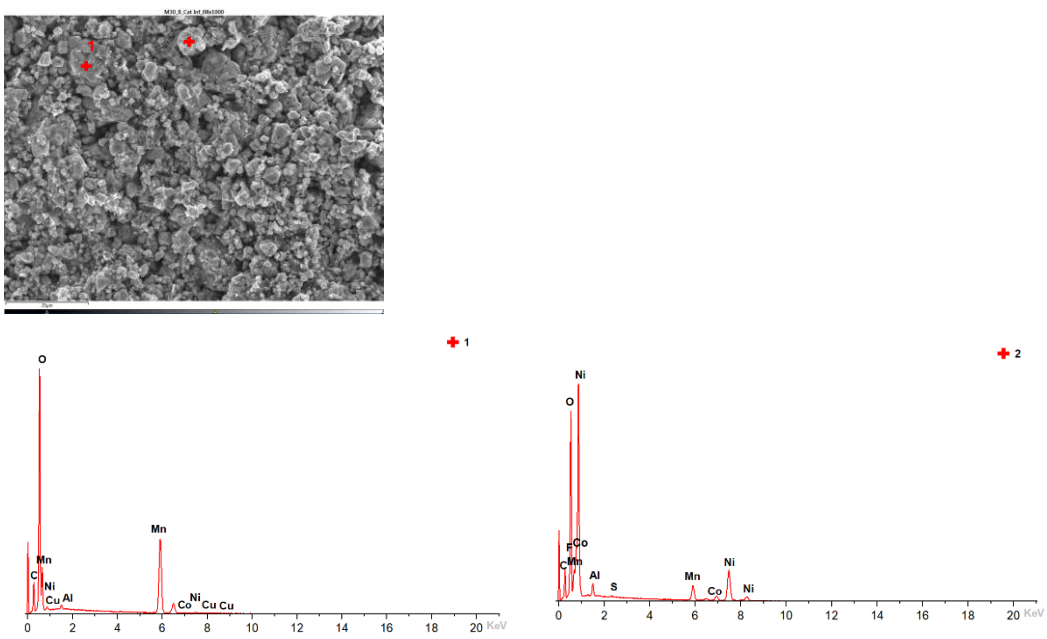


Fig. 3.22. *Composición química del cátodo inferior del módulo 30 utilizando espectros de energía dispersiva de rayos X (EDXS).*

En la tabla 3.6 se muestran los resultados obtenidos mediante análisis semi-cuantitativo aplicando la técnica EDXS en el cátodo inferior del módulo 30 incendiado, correspondientes a los espectros mostrados en la figura 3.22.

		O		F		Al		Mn		Co		Ni	
		Peso (%)	Atómico (%)	Peso (%)	Atómico (%)	Peso (%)	Atómico (%)	Peso (%)	Atómico (%)	Peso (%)	Atómico (%)	Peso (%)	Atómico (%)
Compuesto 1: O y Mn	**Espectro 1**	29, 71	59,05			0,59	0,7	67,4	39,01	0,74	0,4	1,56	0,85
Compuesto 2: O y Ni, con algo de Mn, F, Co y Al	**Espectro 2**	24,77	49,88	6,17	10,46	2,04	2,43	10,63	1,19	5,68	3,1	50,56	27,74

Tabla 3.6. *Resultado del análisis semi-cuantitativo aplicando la técnica EDXS correspondiente a la composición química de los compuestos identificados en el cátodo inferior del módulo 30 incendiado.*

La distribución de elementos en cada zona del cátodo superior del módulo 30 analizadas se mapea. Esta información también se recopila con el detector EDXS y luego se procesa con el software AZtec (figura 3.23).

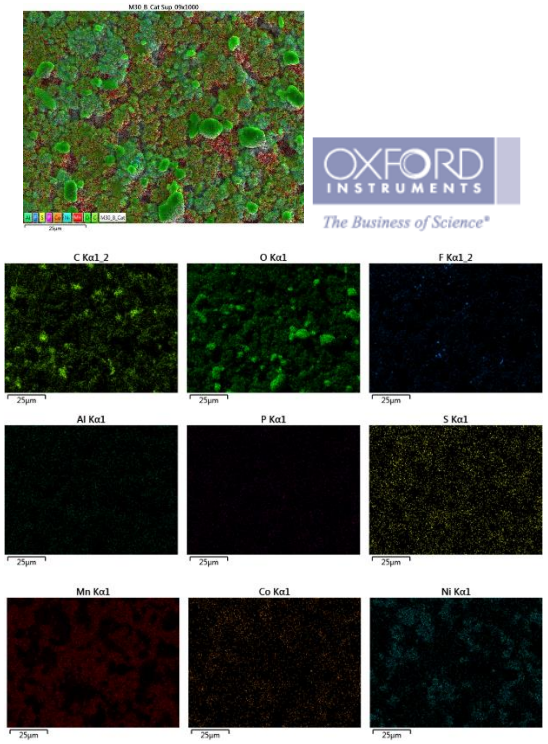


Fig. 3.23. *Distribución de los elementos en cada área analizada del cátodo superior del módulo 30 incendiado.*

A continuación (figura 3.24) se muestra un mapa de la distribución de elementos en cada zona analizada del cátodo inferior del módulo 30 incendiado.

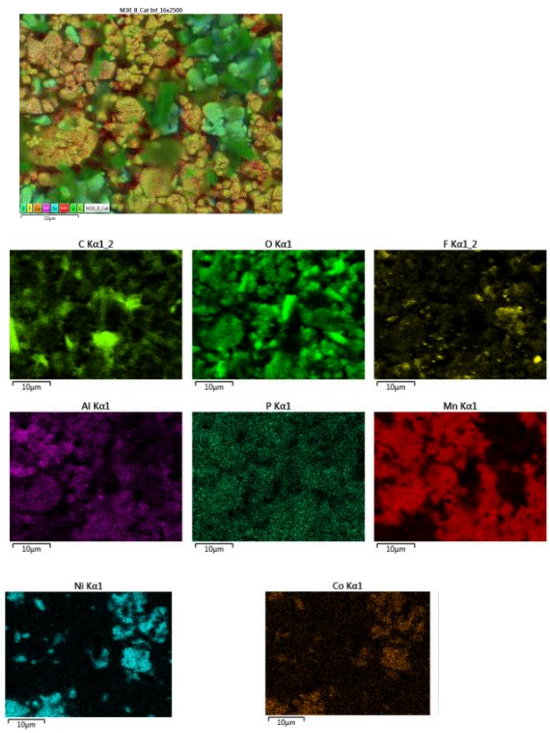


Fig. 3.24. *Distribución de los elementos en cada área analizada del cátodo inferior del módulo 30 incendiado.*

En el cátodo inferior hay mayor cantidad de flúor, aluminio, manganeso, fósforo, níquel y cobalto que en el cátodo superior. La siguiente figura muestra la composición química del cátodo superior del módulo 11. El cátodo superior del módulo 11 tampoco muestra una superficie granular definida, como en el caso del cátodo original, la estructura estaba rota. Las partículas más grandes tienen un tamaño de aproximadamente 5 µm, por lo que son más pequeñas que en el caso del cátodo original. Se observan tres tipos diferentes de estructuras en la superficie del cátodo superior de módulo 11, marcado en la Figura 3.25 con tres cuadrados rojos.

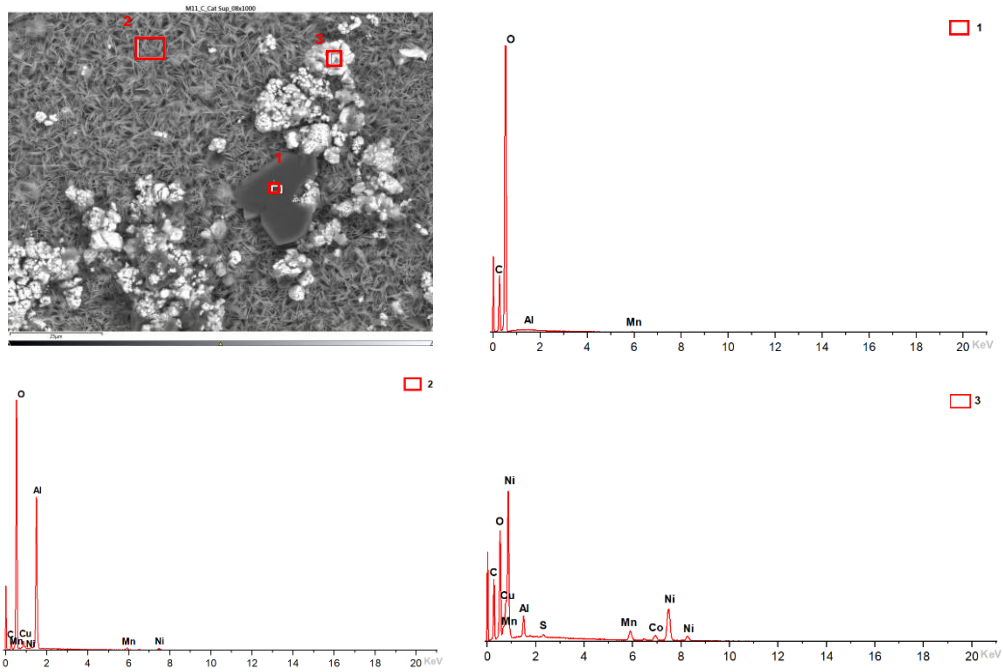


Fig. 3.25. *Composición química del cátodo superior del módulo 11 utilizando espectros de energía dispersiva de rayos X (EDXS).*

En la tabla 3.7 se muestran los resultados obtenidos en el cátodo superior del módulo 11 incendiado, correspondientes a los espectros mostrados en la figura 3.25, medidos en % atómico y % en peso.

		C		O		Al		Mn		Co		Ni	
		Peso (%)	Atómico (%)	Peso (%)	Atómico (%)	Peso (%)	Atómico (%)	Peso (%)	Atómico (%)	Peso (%)	Atómico (%)	Peso (%)	Atómico (%)
Compuesto 1: C y O	**Espectro 1**	17,92	22,61	81,51	77,2	0,12	0,07	0,44	0,12				
Compuesto 2: O y Al	**Espectro 2**	6,49	9,97	60,91	70,18	25,88	17,68	2,79	0,94			3,93	1,23
Compuesto 3: C, O y Ni, con algo de Al, Mn y Co	**Espectro 3**	23,4	47,63	17,05	26,05	2,59	2,35	5,46	2,43	5,51	2,29	45,69	19,03

Tabla 3.7. *Resultado del análisis semi-cuantitativo aplicando la técnica EDXS correspondiente a la composición química de los compuestos identificados en el cátodo superior del módulo 11 incendiado.*

Un análisis exhaustivo de los productos químicos obtenidos revela que el compuesto marcado con "1" tenía la química de un compuesto de carbono y oxígeno, mientras que se determinó que la segunda estructura era un compuesto de aluminio y oxígeno, formado a partir de la fusión del colector de aluminio del cátodo, y la tercera estructura era un compuesto químico que contenía níquel, carbono, oxígeno, cobalto, manganeso y aluminio. Todos estos elementos son productos del cátodo y del revestimiento del colector. Respecto al módulo 11 se observa una mayor cantidad de aluminio; esto puede deberse a que en este caso el colector de aluminio ha resultado más dañado que en el caso del módulo 30.

La siguiente figura 3.26, muestra la composición química del cátodo inferior del módulo 11. El cátodo inferior del módulo 11 tampoco muestra una superficie granular definida, como en el caso del cátodo original; la estructura estaba rota. Se observan cinco tipos diferentes de compuestos en la superficie del cátodo inferior del módulo 11, como se muestra en la figura 3.26. Un análisis detallado de los compuestos formados revela que el compuesto marcado con “1” tenía picos de níquel, manganeso, oxígeno, cobre, carbono, cobalto y flúor, por lo que presenta todos los elementos del recubrimiento catódico; también hay cobre que puede provenir del colector de cobre del ánodo. La segunda estructura era un compuesto de níquel, manganeso, cobalto, oxígeno y carbono, y la tercera estructura era un compuesto de cobre y oxígeno, probablemente porque el colector de cobre del ánodo se haya derretido. Si se analiza el compuesto 4, se trata de un compuesto químico que contiene níquel, oxígeno, manganeso y fluoruro. Y finalmente, el compuesto 5 es un compuesto de manganeso y oxígeno formado a partir del material activo del cátodo, y también hay aluminio procedente del colector de aluminio del cátodo. En esta zona aparece un pico de aluminio; este es el resultado de un fallo térmica que deja expuesto el colector de corriente de aluminio.

En la tabla 3.8 se muestran los resultados obtenidos en las cinco zonas analizadas del cátodo inferior del módulo 11 incendiado, correspondientes a los espectros mostrados en la figura 3.26, medidos en % atómico y % en peso.

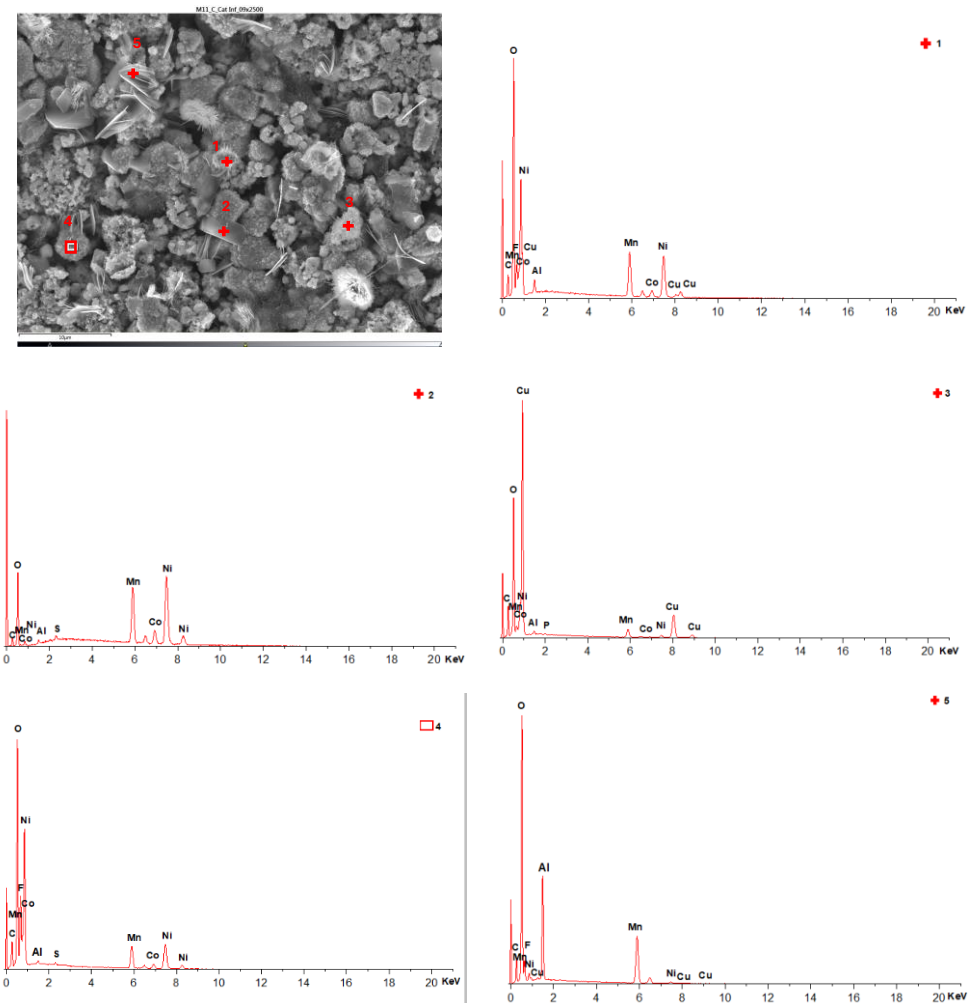


Fig. 3.26. *Composición química del cátodo inferior del módulo 11 utilizando espectros de energía dispersiva de rayos X (EDXS).*

	C		O		F		Al		Mn		Co		Ni		Cu	
	Peso (%)	Atómico (%)	Peso (%)	Atómico (%)	Peso (%)	Atómico (%)	Peso (%)	Atómico (%)	Peso (%)	Atómico (%)	Peso (%)	Atómico (%)	Peso (%)	Atómico (%)	Peso (%)	Atómico (%)
Espectro 1 Compuesto 1: Ni, Mn, O, Cu, C, Co, F	5.73	15.49	17.97	36.46	4.28	7.32	1.08	1.3	18.06	10.67	4.4	2.42	37.3	20.62	11.19	5.72
Espectro 2 Compuesto 2: Ni, Mn, Co, O, C	2.02	7.83	5.95	17.34			0.36	0.61	21.87	18.56	9.06	7.17	60.4	47.98		
Espectro 3 Compuesto 3: Cu y O	14.26	33.54	20.81	36.75			0.45	0.47	5.56	2.86	0.49	0.23	2.75	1.32	55.56	24.71
Espectro 4 Compuesto 4: Ni, O, Mn con F	8.5	18.07	24.26	38.71	14.7	19.75	0.29	0.28	13.23	6.15	4.44	1.92	34.36	14.94		
Espectro 5 Compuesto 5: Mn y O con Al	9.2	17.35	37.15	52.58	3.81	4.54	11.71	9.83	34.42	14.19			2.14	0.82	1.3.6	0.48

Tabla 3.8. *Resultado del análisis semi-cuantitativo aplicando la técnica EDXS correspondiente a la composición química de los compuestos identificados en el cátodo inferior del módulo 11 incendiado.*

A continuación (Tabla 3.9) se muestra una comparación del análisis sistemático de los datos EDSX que se muestran en las Figuras 3.20–3.22, 3.25 y 3.26 (cátodo prístino, cátodo superior e inferior del módulo 30 y cátodo superior e inferior del módulo 11).

CÁTODO	Compuesto 1	Compuesto 2	Compuesto 3	Compuesto 4	Compuesto 5	Comentarios
Cátodo Prístino	$LiNiMnCoO_2$	LMO + F				1. El compuesto 1 tiene la química de un cátodo de NMC. 2. El compuesto 2 es un LMO, y el F puede provenir del electrolito (LiPF6) en contacto con el cátodo y el ánodo.
Cátodo Superior del Módulo 30	Mn y O, con algo de F y P	F y Ni				1. El compuesto 2 se debe a las reacciones que tienen lugar en el TR, y es por este motivo que quedan restos de electrolito.
Cátodo Inferior del Módulo 30	O y Mn	O y Ni con algo de Mn, F, Co, y Al				1. El aluminio del compuesto 2 proviene de la fusión del colector de aluminio del cátodo.
Cátodo Superior del Módulo 11	C y O	O y Al	C, O, Mn, Co, y Ni, con algo de Al			1. El compuesto 2 proviene de la fusión del colector de aluminio del cátodo. 2. El aluminio del compuesto 3 proviene de la fusión del colector de aluminio del cátodo.
Cátodo Inferior del Módulo 11	Ni, Mn, O, C, Co con Al y Cu	Ni, Mn, C, Co y O	Cu y O	Ni, O, Mn con F	Mn y O con Al	1. El compuesto 1 presenta todos los elementos del recubrimiento catódico; el cobre puede provenir del colector del ánodo. 2. El compuesto 3 probablemente se haya formado porque el colector del ánodo se ha derretido. 3. El compuesto 4 tiene F debido a las reacciones que tienen lugar en el TR, y es por este motivo que quedan restos de electrolito. 4. El compuesto 5 proviene del material active del cátodo, y hay también aluminio del colector de aluminio del cátodo.

Tabla 3.9. *Comparación del análisis sistemático de los datos EDX registrados en los diferentes cátodos analizados.*

Después de realizar el análisis comparativo presentado en la Tabla 3.9, se puede concluir que los cátodos de los módulos incendiados presentan compuestos que contienen elementos del recubrimiento catódico. Sin embargo, también presentan en algunas zonas aluminio procedente de la fusión del colector de aluminio del cátodo, así como cobre procedente de la fusión del colector de cobre del ánodo. También se encuentran trazas de flúor del electrolito (LiPF6). El cobre sólo aparece en el cátodo inferior del módulo 11, y aparecen más compuestos, por lo que se puede concluir que éste es el cátodo más dañado analizado.

Las siguientes imágenes (Figura 3.27) comparan diferentes imágenes obtenidas con FESEM del ánodo superior del módulo 30, del módulo 11 y de la celda nueva. Y en la Figura 3.28 se comparan diferentes imágenes obtenidas con FESEM del ánodo inferior del módulo 30, del módulo 11 y de la celda nueva.

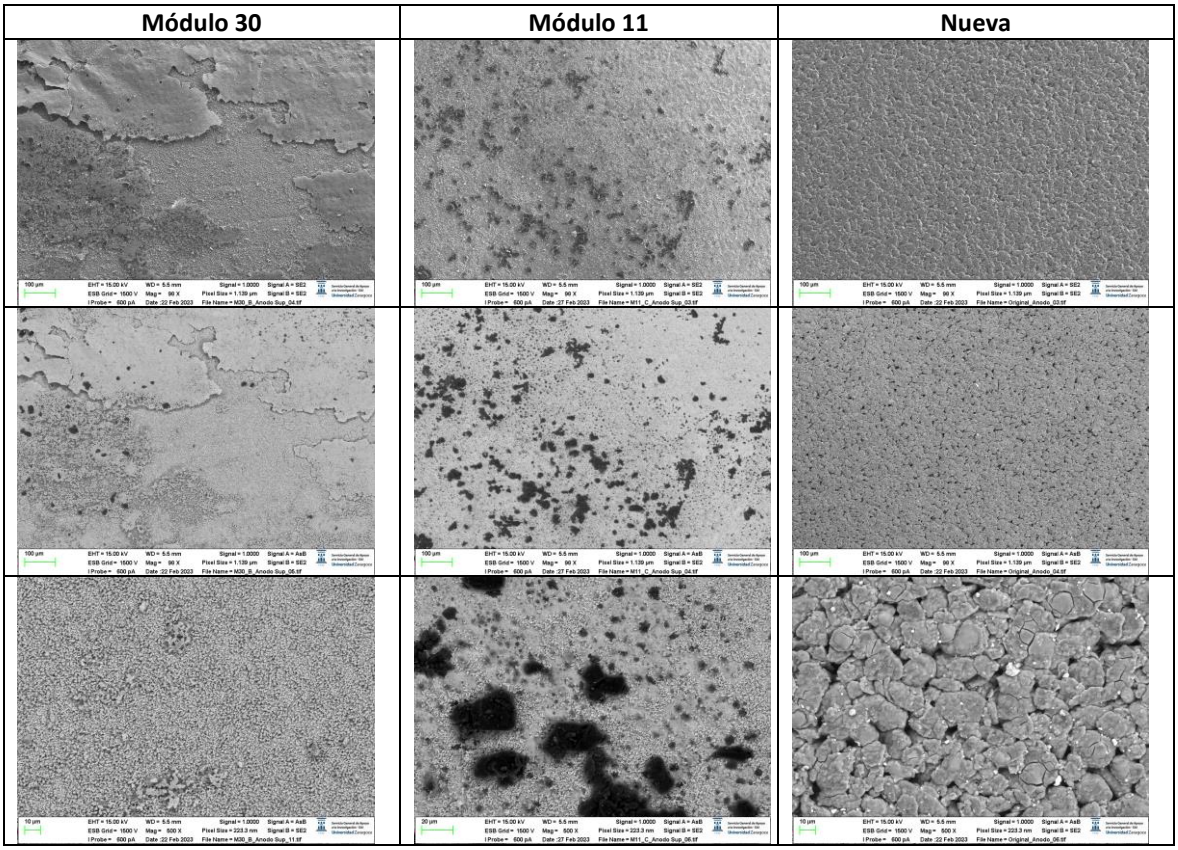


Fig. 3.27. *Comparación de las imágenes obtenidas con el FESEM de diferentes áreas del ánodo superior del módulo 30, del módulo 11 y de la celda nueva.*

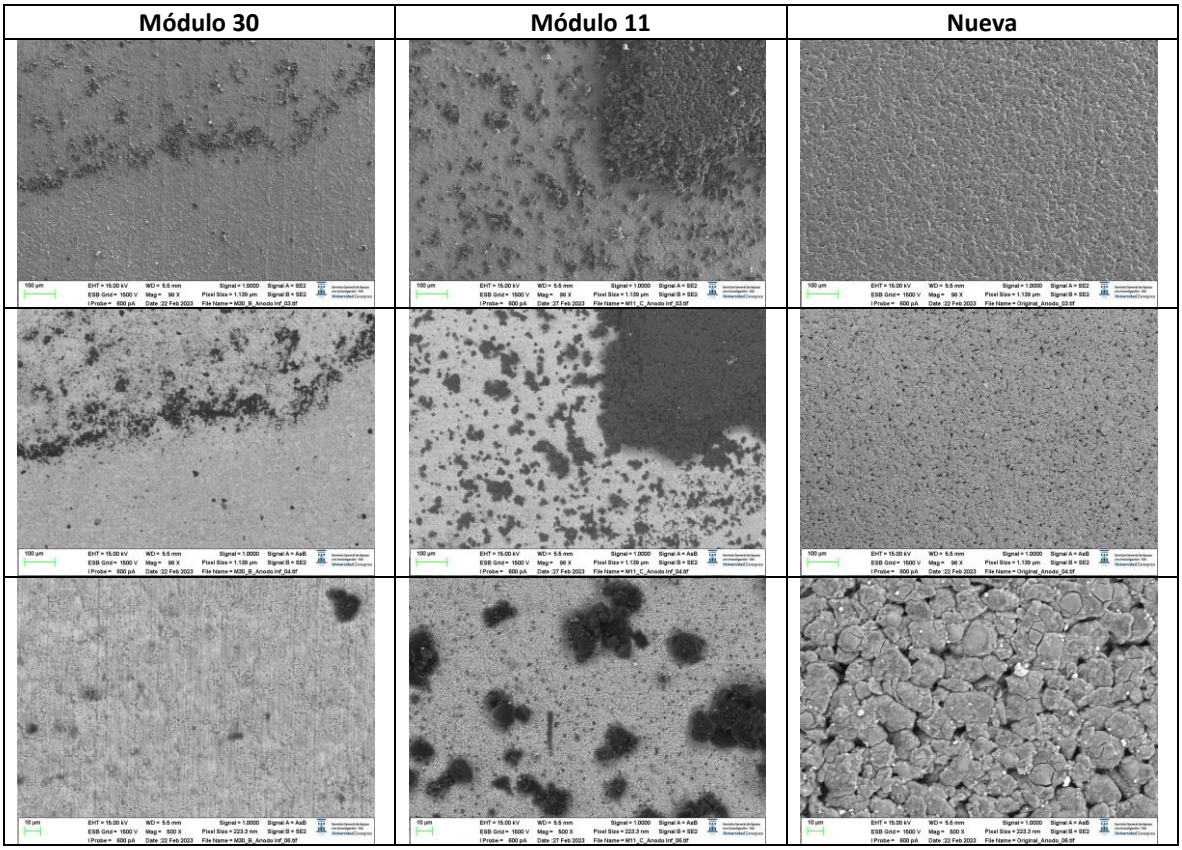


Fig. 3.28. *Comparación de las imágenes obtenidas con el FESEM de diferentes áreas del ánodo inferior del módulo 30, del módulo 11 y de la celda nueva.*

Con respecto a los electrodos anódicos de la figura anterior, tal como se ha hecho con los electrodos catódicos, se comparó el ánodo de una celda original con dos ánodos (uno superior y otro inferior) del módulo 30 y del módulo 11 de la batería del vehículo Nissan Leaf incendiado, es decir, después de experimentar la fuga térmica. Se observa que después de experimentar la fuga térmica, existen partículas esféricas en la superficie del ánodo de grafito. Estas superficies esféricas están cubiertas de partículas estereoscópicas más pequeñas, como se puede observar en las figuras 3.27 y 3.28.

El ánodo de grafito original tiene una estructura porosa que desaparece cuando se somete a un TR porque los poros están ocupados por partículas esféricas. Cuando ocurre el TR, la reacción exotérmica en el lado del ánodo está relacionada con la creación de partículas estereoscópicas. Sin embargo, a temperaturas más elevadas, se puede formar Li_2CO_3 mediante la reacción del carbono intercalado con los electrolitos [31], ya que, a una temperatura superior a 120 °C, el SEI se descompone. Además, a medida que aumenta la temperatura, aproximadamente a 290 °C, el carbono lititado podría reaccionar con el flúor para formar LiF [31].

Después de realizar el análisis del estado del cátodo y ánodo después de experimentar TR, se concluye que la estructura esférica de los materiales activos del cátodo y la estructura de escamas del grafito se destruyen. Fue bastante difícil obtener la muestra de los módulos incendiados para identificarlos ya que el cátodo y el ánodo estaban unidos.

Se observa que hay muchas impurezas, de forma no regular, en la superficie del electrodo. A veces son rectangulares y otras veces esféricas. La distribución en la superficie es caótica, tal como puede verse en las figuras Fig.29 b y Fig.29 c. Debido a que la temperatura que se alcanza durante el TR en las celdas pouch de NMC es elevada, el colector de corriente de aluminio del cátodo se oxida y se une al ánodo. Por lo tanto, es normal identificar residuos en la imagen observada con el SEM. Varios estudios [30] indican que estos residuos pueden ser fragmentos de materiales catódicos, cenizas de separador y catódico, productos de reacciones exotérmicas, así como descamación de grafito. En algunas zonas se ha encontrado una capa densa y quebradiza en la superficie del electrodo. En otras áreas, se ha encontrado grafito en escamas debajo de esta capa. Por lo tanto, se deduce que esta capa era un colector de corriente de aluminio oxidado. A diferencia de en el cátodo, los poros del ánodo han sido obstruidos por materiales producidos en las reacciones de TR. En algunas zonas también se observa una capa densa y quebradiza que cubre la superficie del electrodo. En otras zonas se observaron partículas de grafito en escamas debajo de esta capa. Por lo tanto, los autores de este estudio contemplaron que esta capa era un colector de corriente de aluminio oxidado. A juzgar por la estructura de la capa base, era la capa de material activo en el ánodo. A diferencia del revestimiento de material activo del cátodo de nuevas celdas, los poros del electrodo que sufrieron TR había sido completamente obstruida por los materiales producto de las reacciones en la fuga térmica. La materia activa del cátodo había dejado de funcionar por completo. Si la se analiza la transformación estructural (análisis de morfología con InLens) de los materiales del ánodo después del TR (figuras 3.30 y 3.31), se observa que en el caso de los módulos 30 y 11 con un SoC al 68% después del TR, la estructura en capas del material fue destruida, las partículas se dispersaron fuera de la estructura original estratificada en capas y se produjo la adhesión de material. El material del cátodo (electrodo positivo) reaccionó a elevadas

temperaturas y se descompuso. Por otro lado, las partículas de carbón del ánodo (electrodo negativo) pasaron a la estructura del cátodo (electrodo positio) a través del diafragma dañado.



(**a**) (**b**) (**c**)

Fig. 3.29. (a) *Celda c del módulo 30;* ***(b)*** *Módulo 11 incendiado;* ***(c)*** *Módulo 30 incendiado.*

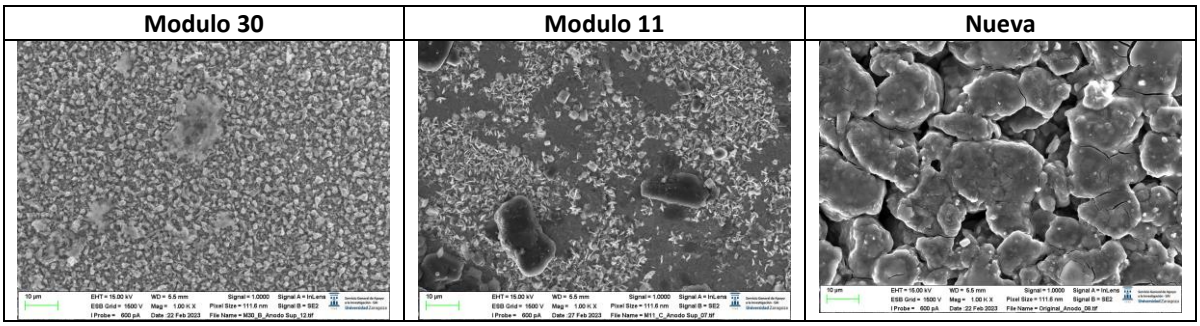


Fig. 3.30. *Análisis morfológico de la transformación del ánodo superior del módulo 30 y del módulo 11 tras el TR comparado con la estructura anódica inicial de una celda nueva.*

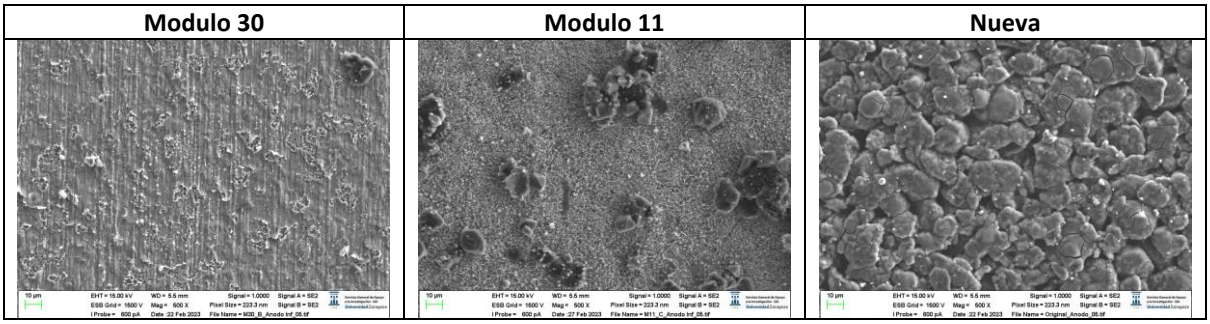


Fig. 3.31. *Análisis morfológico de la transformación del ánodo inferior del módulo 30 y del módulo 11 tras el TR comparado con la estructura anódica inicial de una celda nueva.*

Se analiza la composición química del ánodo de la celda nueva. El ánodo tiene una estructura granular. El diámetro de las partículas más grandes fue de 14 µm. Se identifican cuatro tipos de zonas, donde se analizarán los elementos químicos. El análisis químico reveló un alto contenido en la zona 2 de carbono (C), lo que permite identificar el material activo del ánodo como grafito. Hay trazas de fósforo (P) que pueden identificarse como restos del electrolito (se supone que es LiPF6 disuelto en un disolvente de mezcla de carbonatos). Asimismo, en la zona 1 se identifica un pico de flúor; se puede observar en la superficie de las partículas de grafito y se puede atribuir a la descomposición del electrolito que forma parte del SEI. Los pequeños picos de Cu pueden atribuirse a la preparación de la muestra y pueden despreciarse. Por otro lado, en las zonas 3 y 4 se identifican picos de calcio y hierro, por cuya forma se puede considerar que han aparecido impurezas debido a la preparación de la muestra. También aparece manganeso.

Los resultados obtenidos mediante análisis semi-cuantitativo aplicando la técnica EDXS en el ánodo original, correspondientes a los espectros mostrados en la figura 3.32, se muestran en las tablas 3.10 y 3.11.

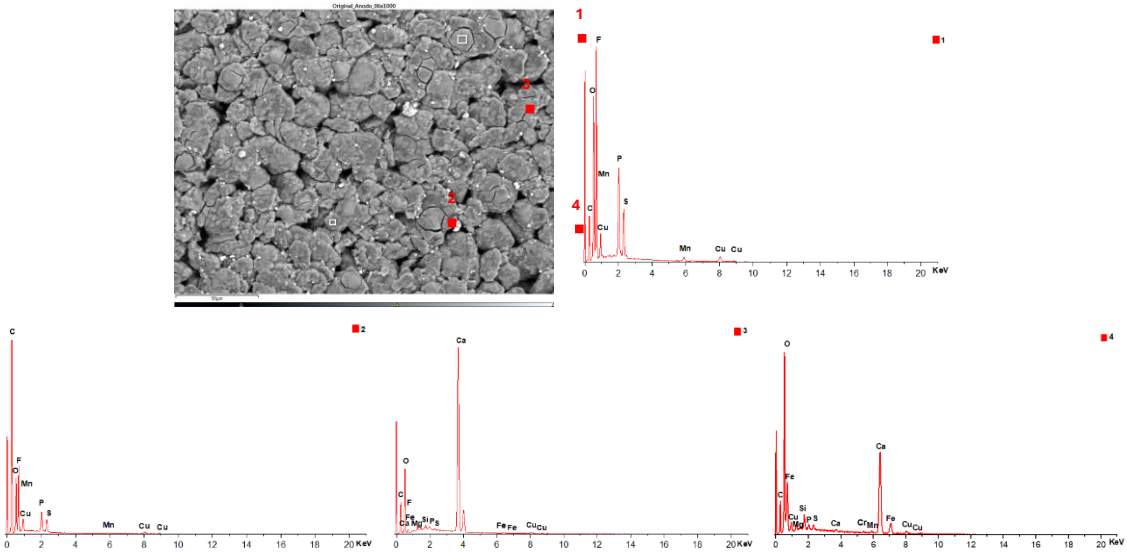


Fig. 3.32. *Composición química del ánodo de una celda nueva.*

	C		O		F		P		S		Mn		Cu	
	Peso (%)	Atómico (%)	Peso (%)	Atómico (%)	Peso (%)	Atómico (%)	Peso (%)	Atómico (%)	Peso (%)	Atómico (%)	Peso (%)	Atómico (%)	Peso (%)	Atómico (%)
Espectro 1 Compuesto 1: C, O, F y P	17,9	27,54	21,36	24,67	37,97	36,93	8,55	5,1	5,31	3,06	2,14	0,72	6,77	1,97
Espectro 2 Compuesto 2: C, O, F con P	56,04	67,86	16,53	15,03	18,19	13,92	2,64	1,24	1,84	0,83	0,86	0,23	3,91	0,89

Tabla 3.10. *Resultado del análisis semi-cuantitativo aplicando la técnica EDXS correspondiente a la composición química de los compuestos identificados en el ánodo original (compuesto 1 y compuesto 2).*

	C		O		F		Mg		Si		Ca		Fe		Cu	
	Peso (%)	Atómico (%)	Peso (%)	Atómico (%)	Peso (%)	Atómico (%)	Peso (%)	Atómico (%)	Peso (%)	Atómico (%)	Peso (%)	Atómico (%)	Peso (%)	Atómico (%)	Peso (%)	Atómico (%)
Espectro 3 Compuesto 3: O, Ca y C	7,4	14,33	35,64	51,81	0,89	1,08	0,56	0,53	0,46	0,38	53,72	31,17	0,94	0,39		
Espectro 4 Compuesto 4: C, O, Fe con F	10,61	25,37	20,01	35,94	1,62	2,44	0,58	0,69	1,35	1,38	0,42	0,3	60,39	31,07	2,8	1,27

Tabla 3.11. *Resultado del análisis semi-cuantitativo aplicando la técnica EDXS correspondiente a la composición química de los compuestos identificados en el ánodo original (compuesto 3 y compuesto 4).*

La siguiente figura 3.33 muestra la composición química de otros compuestos identificados en el ánodo original. La zona 1 identifica un compuesto químico de manganeso y oxígeno, y la zona 2 identifica un compuesto químico de carbono y oxígeno con flúor y fósforo, que puede deberse al electrolito, cobre y azufre (los dos últimos elementos pueden deberse a impurezas de la preparación de la muestra). El manganeso en la estructura 1 puede provenir del cátodo a base de

manganeso debido a la posibilidad de que los iones de manganeso se intercalen junto con los iones de litio en el grafito, en la etapa inicial del proceso de intercalación de iones de litio durante el almacenamiento [37].

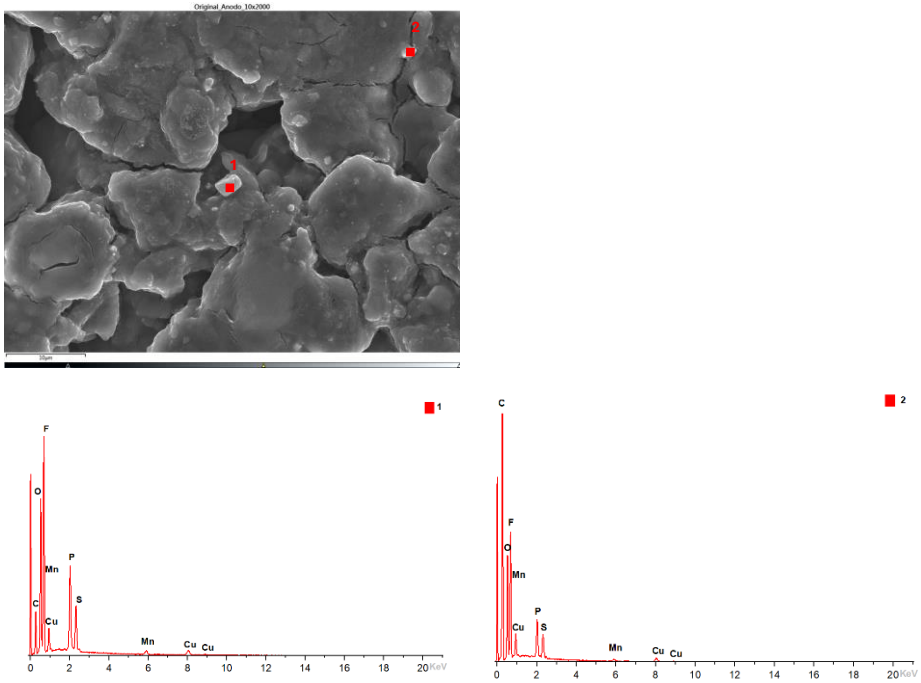


Fig. 3.33. *Composición química del ánodo 2 de una celda nueva.*

Los resultados obtenidos mediante análisis semi-cuantitativo aplicando la técnica EDXS en el ánodo original, correspondientes a los espectros mostrados en la figura 3.33, se muestran en las tablas 3.12 y 3.13.

	C		O		F		Al		P		Mn		Cu	
	Peso (%)	Atómico (%)	Peso (%)	Atómico (%)	Peso (%)	Atómico (%)	Peso (%)	Atómico (%)	Peso (%)	Atómico (%)	Peso (%)	Atómico (%)	Peso (%)	Atómico (%)
Espectro 1 Compuesto 5: Mn y O	6,69	14,5	31,1	50,57	5,27	7,22	1,15	1,11	0,47	0,39	53,59	25,38	1,45	0,59

Tabla 3.12. *Resultado del análisis semi-cuantitativo aplicando la técnica EDXS correspondiente a la composición química de los compuestos identificados en el ánodo original (compuesto 5).*

	C		O		F		Si		P		S		Mn		Cu	
	Peso (%)	Atómico (%)	Peso (%)	Atómico (%)	Peso (%)	Atómico (%)	Peso (%)	Atómico (%)	Peso (%)	Atómico (%)	Peso (%)	Atómico (%)	Peso (%)	Atómico (%)	Peso (%)	Atómico (%)
Espectro 2 Compuesto 6: C y O con F y P, Cu y S	37,83	51,52	23,87	24,41	19,17	16,51	1,78	1,04	3,4	1,8	2,98	1,52	0,92	0,27	8,8	2,27

Tabla 3.13. *Resultado del análisis semi-cuantitativo aplicando la técnica EDXS correspondiente a la composición química de los compuestos identificados en el ánodo original (compuesto 6).*

Posteriormente se analiza la composición química del ánodo superior del módulo 30 incendiado. El ánodo superior del módulo 30 tampoco muestra una superficie granular definida como en el caso del ánodo original; la estructura estaba rota. Se observaron dos tipos diferentes de compuestos en la superficie del ánodo superior del módulo 30 incendiado, tal y como se muestra en la figura 3.34. Un análisis detallado de los compuestos formados muestra que el compuesto marcado con “2”

tenía la química de un compuesto de cobre y oxígeno, lo que puede deberse a que el colector de cobre del ánodo se haya derretido debido a las elevadas temperaturas; mientras que la zona 3 era un compuesto de carbono y oxígeno, esto puede deberse al recubrimiento del ánodo de grafito.

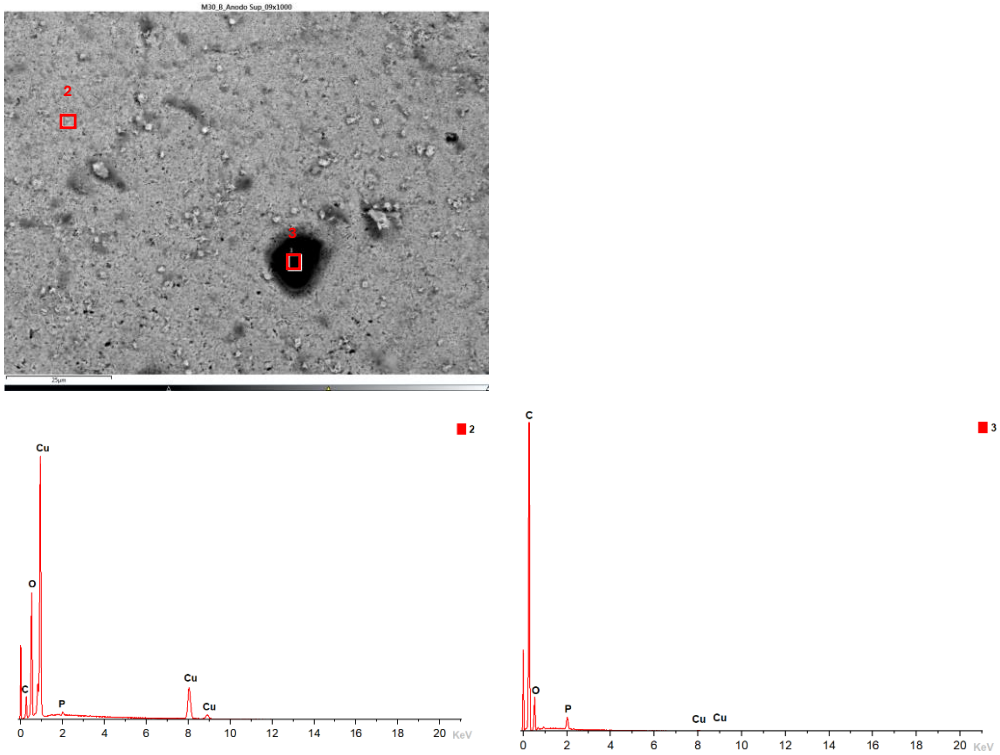


Fig. 3.34. *Composición química del ánodo superior del módulo 30 incendiado.*

Los resultados obtenidos mediante análisis semi-cuantitativo aplicando la técnica EDXS en el ánodo superior del módulo 30 incendiado, correspondientes a los espectros mostrados en la figura 3.34, se muestran en la tabla 3.14.

		C		O		F		P		Cu	
		Peso (%)	Atómico (%)	Peso (%)	Atómico (%)	Peso (%)	Atómico (%)	Peso (%)	Atómico (%)	Peso (%)	Atómico (%)
Compuesto 1: Cu y O	**Espectro 2**	12,44	29,63	22,9	40,97			0,58	0,54	64,08	28,86
Compuesto 2: C y O	**Espectro 3**	80,31	85,45	16,39	13,09	0,82	0,55	1,93	0,8	0,55	0,11

Tabla 3.14. *Resultado del análisis semi-cuantitativo aplicando la técnica EDXS correspondiente a la composición química de los compuestos identificados en el ánodo superior del módulo 30 incendiado.*

En la figura 3.35 se analiza la composición química en otra área del ánodo superior del módulo 30 incendiado. Se observó un solo tipo de compuesto en la superficie del ánodo superior del módulo 30 incendiado. Este compuesto contiene cobre, carbono y oxígeno.

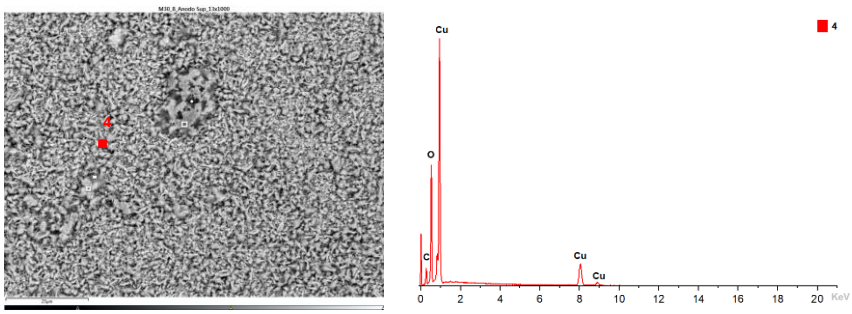


Fig. 3.35. *Composición química del ánodo superior del módulo 30 incendiado.*

Los resultados obtenidos mediante análisis semi-cuantitativo aplicando la técnica EDXS (Energía dispersiva de Rayos X) en el ánodo superior del módulo 30, correspondiente al espectro mostrado en la figura 3.35, se muestran en la tabla 3.15.

		C		O		Cu	
		Peso (%)	**Atómico (%)**	**Peso (%)**	**Atómico (%)**	**Peso (%)**	**Atómico (%)**
Compuesto 3: Cu, C y O	**Espectro 4**	10,15	25,18	23,45	43,67	66,4	31,14

Tabla 3.15. *Resultado del análisis semi-cuantitativo aplicando la técnica EDXS correspondiente a la composición química del compuesto identificado en el ánodo superior del módulo 30 incendiado.*

En la Figura 3.36, a continuación, se analiza la composición química en otra zona del ánodo superior del módulo 30 incendiado. Se observaron cuatro tipos diferentes de compuestos. En las dos primeras, se observó un compuesto de cobre, carbono y oxígeno. En la zona 3, se identificaron flúor, cobre y oxígeno; la existencia de flúor se debe al electrolito, y la existencia de cobre se debe al cobre del colector del ánodo. En la zona 4, se identificaron cobre y oxígeno.

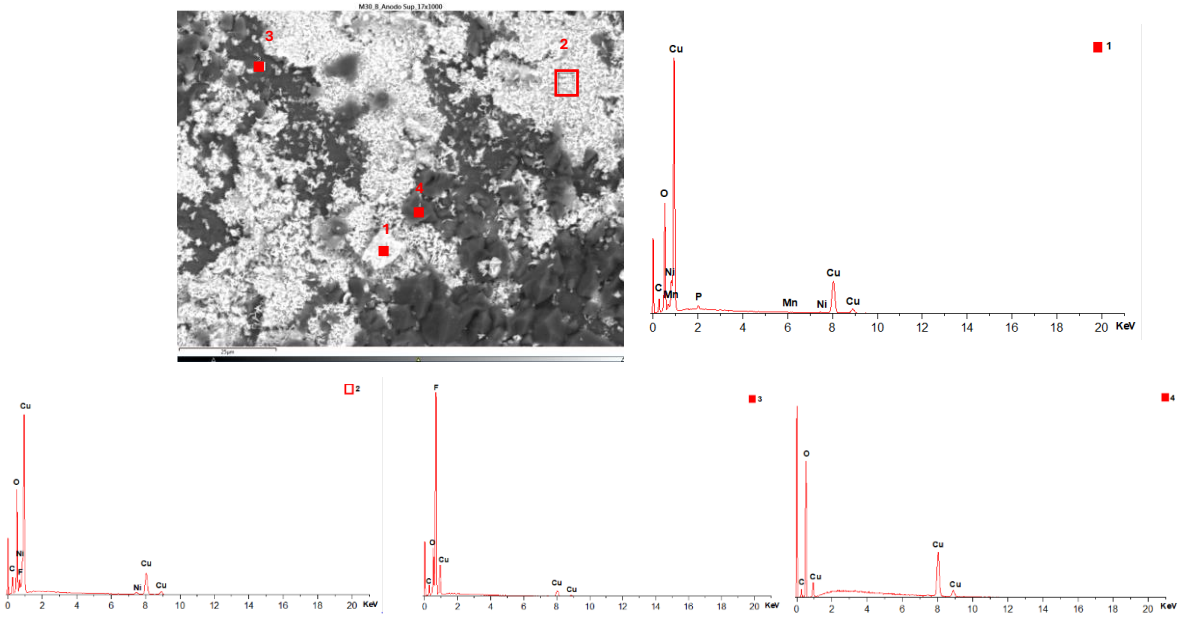


Fig. 3.36. *Composición química del ánodo superior del módulo 30 incendiado.*

Como se ha realizado anteriormente, los resultados obtenidos mediante análisis semi-cuantitativo aplicando la técnica EDXS (Energía dispersiva de Rayos X) en el ánodo superior del módulo 30, correspondiente al espectro mostrado en la figura 3.36, se muestran en la tabla 3.16.

	C		O		F		P		Mn		Ni		Cu	
	Peso (%)	Atómico (%)	Peso (%)	Atómico (%)	Peso (%)	Atómico (%)	Peso (%)	Atómico (%)	Peso (%)	Atómico (%)	Peso (%)	Atómico (%)	Peso (%)	Atómico (%)
Espectro 1 Compuesto 3: Cu, C y O	8,8	23,11	21,12	41,67			0,63	0,65	0,36	0,21	1,1	0,59	67,98	33,77
Espectro 2 Compuesto 3: Cu, C y O	11,2	26,72	22,2	39,69	3,28	4,95					4,02	1,96	59,27	26,68
Espectro 3 Compuesto 4: F, Cu y O	5,77	9,93	7,7	9,96	68,03	74,09							18,51	6,03
Espectro 4 Compuesto 1: Cu y O	5,03	7,99	71,19	84,87									23,78	7,14

Tabla 3.16. *Resultado del análisis semi-cuantitativo aplicando la técnica EDXS correspondiente a la composición química de los compuestos identificados en el ánodo superior del módulo 30 incendiado.*

A continuación, se analiza la composición química del ánodo inferior del módulo 30 incendiado. El ánodo inferior del módulo 30 tampoco muestra una superficie granular definida, como en el caso del ánodo original, la estructura estaba rota. Se observaron dos tipos diferentes de compuestos en la superficie del ánodo inferior del módulo 30, mostrados en la Figura 3.37. Un análisis detallado de los compuestos formados muestra que el compuesto marcado con "1" tenía la química de un compuesto de carbono y oxígeno, lo que puede deberse al revestimiento del ánodo, y la segunda estructura presenta cobre, carbono y oxígeno.

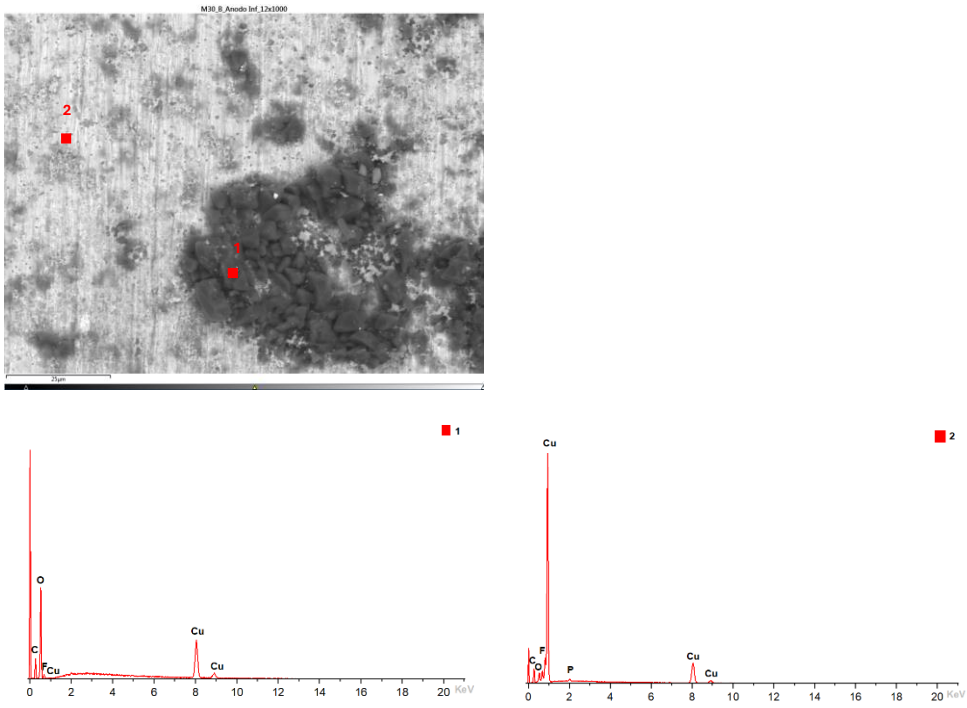


Fig. 3.37. *Composición química del ánodo inferior del módulo 30 incendiado.*

Como se ha realizado anteriormente, los resultados obtenidos mediante análisis semi-cuantitativo aplicando la técnica EDXS en el ánodo inferior del módulo 30, correspondiente a los dos espectros mostrados en la figura 3.37, se muestran en la tabla 3.17.

		C		O		F		P		Cu	
		Peso (%)	Atómico (%)	Peso (%)	Atómico (%)	Peso (%)	Atómico (%)	Peso (%)	Atómico (%)	Peso (%)	Atómico (%)
Compuesto 1: C y O con F	**Espectro 1**	19,23	24,44	70,73	67,49	10,04	8,07				
Compuesto 2: Cu, C y O	**Espectro 2**	15,55	45,38	2,89	6,34	2,29	4,22	0,56	0,63	78,71	43,42

Tabla 3.17. *Resultado del análisis semi-cuantitativo aplicando la técnica EDXS correspondiente a la composición química de los compuestos identificados en el ánodo inferior del módulo 30 incendiado.*

La figura 3.38 muestra la composición química en otra zona del ánodo superior del módulo 11 incendiado. Se observaron seis tipos diferentes de compuestos en la superficie del ánodo superior del módulo 11. El compuesto marcado con "1" es carbono, procedente del grafito del revestimiento del ánodo; el compuesto marcado con "2" es un compuesto de flúor, cobre y oxígeno; el flúor procede del electrolito; y el resto de los compuestos tienen cobre, carbono y oxígeno.

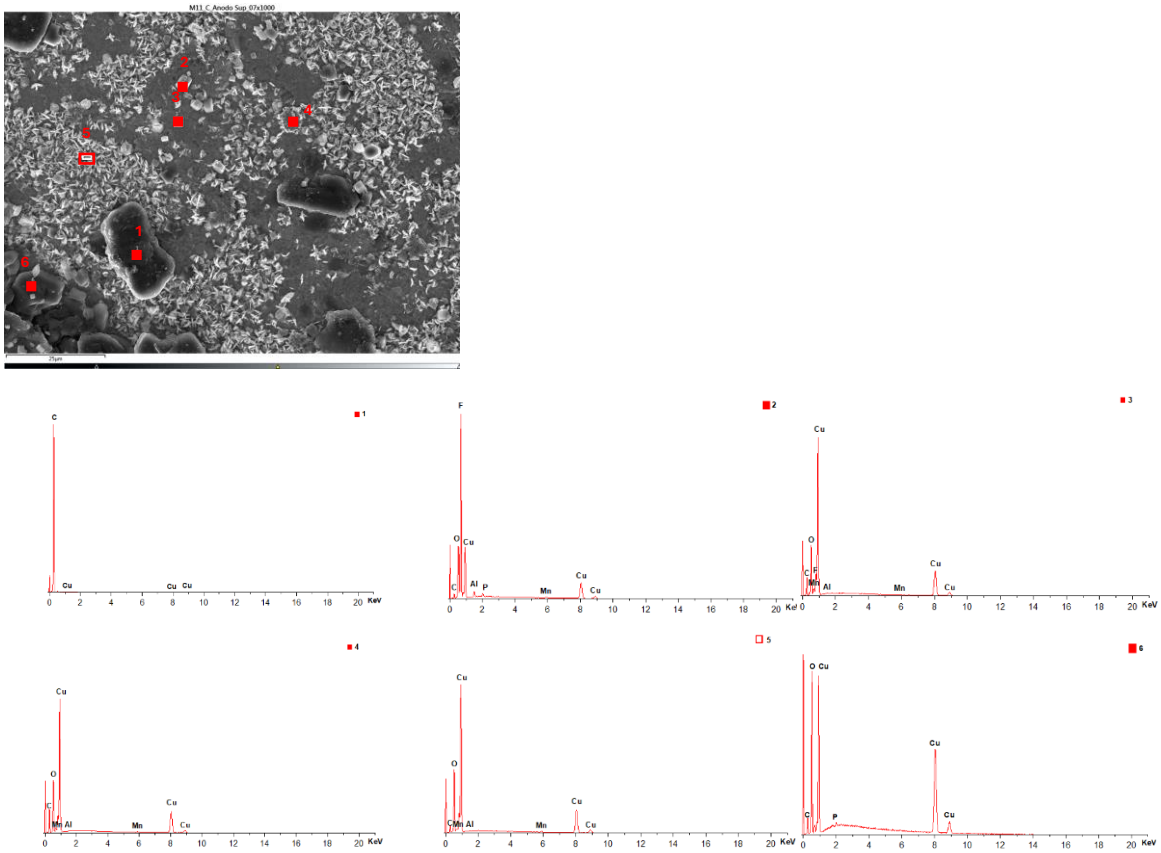


Fig. 3.38. *Composición química del ánodo superior del módulo 11 incendiado.*

Los resultados obtenidos mediante análisis semi-cuantitativo aplicando la técnica EDXSen el ánodo superior del módulo 11, correspondiente a los seis espectros mostrados en la figura 3.38, se muestran en la tabla 3.18.

	C		O		F		Al		P		Mn		Cu	
	Peso (%)	Atómico (%)	Peso (%)	Atómico (%)	Peso (%)	Atómico (%)	Peso (%)	Atómico (%)	Peso (%)	Atómico (%)	Peso (%)	Atómico (%)	Peso (%)	Atómico (%)
Espectro 1 Compuesto 1: C	100	100												
Espectro 2 Compuesto 2: F, Cu y O	3,16	6,28	11,72	17,47	48,95	61,48	1,45	1,29	1,02	0,78	0,77	0,33	32,93	12,37
Espectro 3 Compuesto 3: Cu, C y O	17,7	40,76	16,52	28,58	1,73	2,52	0,35	0,36			0,68	0,34	63,01	27,44
Espectro 4 Compuesto 4: Cu, C y O	22,43	46,75	19,34	30,25							0,92	0,42	57,31	22,57
Espectro 5 Compuesto 5: Cu, C y O	8,13	21,76	21,06	42,31							1,55	0,91	69,25	35,03
Espectro 6 Compuesto 3: Cu, C y O	9,09	19,54	34,02	54,92	2,19	2,98			0,76	0,63			53,93	21,92

Tabla 3.18. *Resultado del análisis semi-cuantitativo aplicando la técnica EDXS correspondiente a la composición química de los compuestos identificados en el ánodo superior del módulo 11 incendiado.*

Y, por último, en la siguiente figura 3.39, se analiza la composición química en otra zona del ánodo inferior del módulo 11 incendiado. En la superficie del ánodo inferior del módulo 11 se observaron seis tipos diferentes de compuestos. La primera estructura era un compuesto de flúor, cobre y oxígeno; en el compuesto 2 se identificaron cobre y oxígeno; el compuesto 3 es como el primero, que es un compuesto de flúor, cobre y oxígeno. En el compuesto 4 hay más cobre que flúor y oxígeno, y en las estructuras 5 y 6, hay óxido de cobre y óxido de carbono.

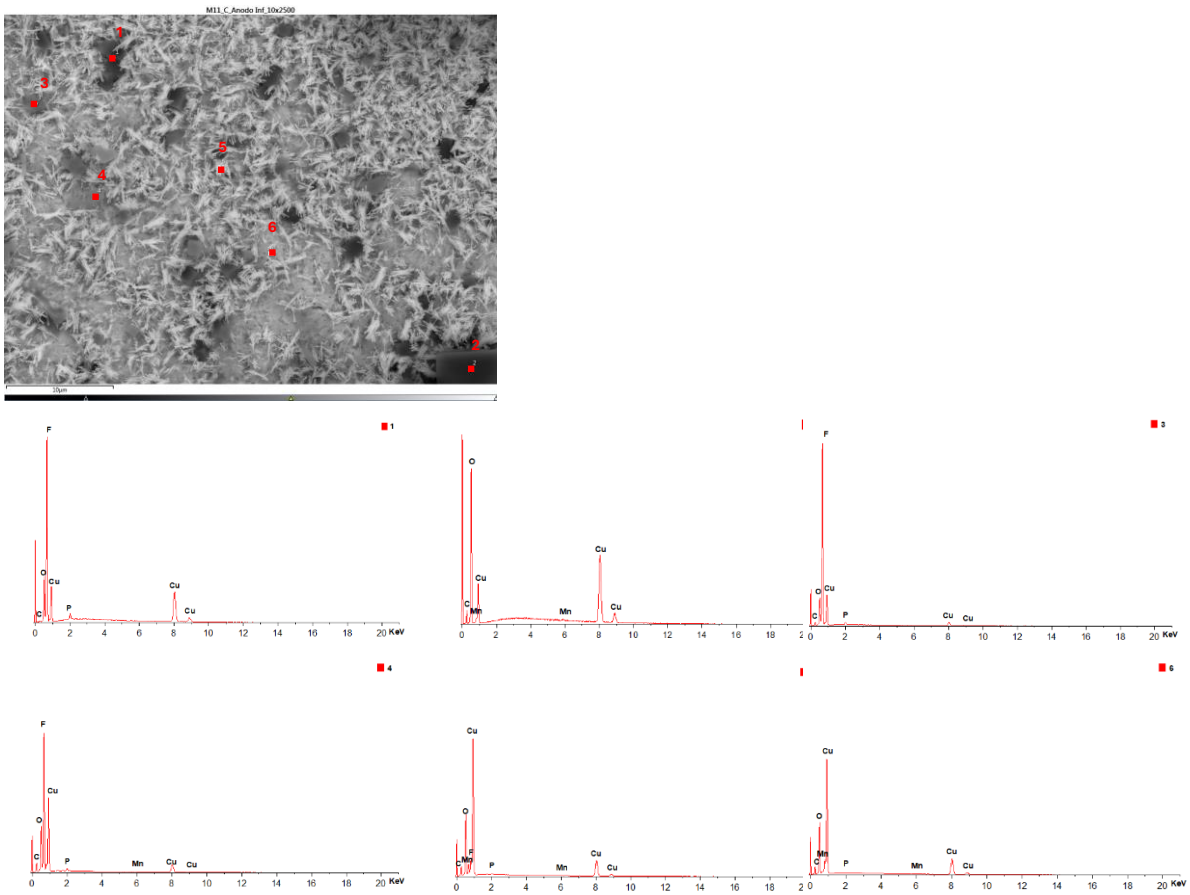


Fig. 3.39. *Composición química del ánodo inferior del módulo 11 incendiado.*

Los resultados obtenidos mediante análisis semi-cuantitativo aplicando la técnica EDXS (Energía dispersiva de Rayos X) en el ánodo inferior del módulo 11, correspondiente a los seis espectros mostrados en la figura 3.39, se muestran en la tabla 3.19.

		C		O		F		P		Mn		Cu	
		Peso (%)	Atómico (%)	Peso (%)	Atómico (%)	Peso (%)	Atómico (%)	Peso (%)	Atómico (%)	Peso (%)	Atómico (%)	Peso (%)	Atómico (%)
Compuesto 1: F, Cu and O	**Espectro 1**			11,27	16,76	56,01	70,15	2,12	1,63			30,6	11,46
Compuesto 2: Cu and O	**Espectro 2**	9,43	16,41	54,94	71,73					2,98	1,13	32,65	10,73
Compuesto 1: F, Cu and O	**Espectro 3**	3,02	5,83	8,14	11,78	58,17	70,9	0,83	0,62			29,84	10,87
Compuesto 1: F, Cu and O	**Espectro 4**	7,66	15,87	11,24	17,48	37,6	49,28	0,71	0,57	0,41	0,18	42,39	16,61
Compuesto 3: Cu, C and O	**Espectro 5**	10,03	25,01	20,16	37,73	3,81	6	0,2	0,2	0,79	0,43	65,01	30,63
Compuesto 3: Cu, C and O	**Espectro 6**	10,49	26,3	22,19	41,76					0,56	0,31	66,76	31,63

Tabla 3.19. *Resultado del análisis semi-cuantitativo aplicando la técnica EDXS correspondiente a la composición química de los compuestos identificados en el ánodo inferior del módulo 11.*

El análisis de los ánodos de las células después del ensayo de incendio muestra que el ánodo tiene picos de oxígeno y picos de carbono, lo que indica la formación de carbonato de litio (Li_2CO_3).

A continuación (tabla 3.20), se muestra una comparación del análisis sistemático de los datos EDXS mostrados en las Figuras 3.32-3.39 (ánodo prístino, ánodo superior e inferior del módulo 30, y ánodo superior e inferior del módulo 11).

ANODO	Compuesto 1	Compuesto 2	Compuesto 3	Compuesto 4	Compuesto 5	Compuesto 6	Comentarios
Ánodo Prístino	C, O, F con P	C, O, F con P	O, Ca, y C	C, O, Fe, con F	Mn y O	C y O con F y P, Cu, y S	1. El F del Compuesto 1 puede ser atribuido a la descomposición del electrolito. 2. El C del Compuesto 2 pertenece al material active del ánodo (grafito). Las trazas de P son restos de electrolito (LiPF6). 3. En los Compuestos 3 y 4, hay Ca y Fe debido a la preparación de la muestra (impurezas). 4. El Mn en el Compuesto 5 proviene del cátodo basado en Manganeso. 5. En el Compuesto 6, las trazas de F and P podría deberse a los electrolitos, y las trazas de Cu y S podrían deberse a la preparación de la muestra (impurezas).
Ánodo Superior del Modulo 30	Cu y O	C y O	Cu, C, y O	F, Cu, y O			1. El Compuesto 1 puede deberse a que el colector del ánodo se ha fundido debido a las elevadas temperaturas. 2. El Compuesto 2 puede deberse al recubrimiento del ánodo de grafito. 3. En el caso del Compuesto 3, puede proceder, por un lado, del Cu debido a la fusión de colector de cobre del ánodo y por otro, del C del revestimiento del ánodo de carbono. 4. La existencia de F en el Compuesto 4 se debe al electrolito.
Ánodo Inferior del Modulo 30	C y O con F	Cu, C, y O					1. El Compuesto 1 puede deberse al recubrimiento del ánodo de grafito. Y la existencia de F se debe al electrolito. 2. En el caso del Compuesto 2, sus elementos pueden proceder, por un lado, del Cu debido a la fusión del colector de cobre del ánodo, y por otro, del C debido al recubrimiento del ánodo de grafito.
Ánodo Superior del Módulo 11	C	F, Cu, y O	Cu, C, y O				1. El Compuesto 1 es C, procedente del grafito. 2. La existencia de F en el Compuesto 2 se debe al electrolito. Y el Cu procede

				de la fusión del colector de cobre del ánodo. 3. En el caso del Compuesto 3, sus elementos pueden proceder, por un lado, del Cu debido a la fusión del colector de cobre del ánodo, y por otro, del C del recubrimiento del ánodo de grafito.
Ánodo Inferior del Módulo 11	F, Cu, y O	Cu y O	Cu, C, y O	1.La existencia de F en el Compuesto 1 se debe al electrolito. Y el Cu proviene de la fusión del colector de cobre del ánodo. 2. El Compuesto 2 puede deberse a que el colector del ánodo se ha fundido debido a las elevadas temperaturas. 3. En el caso del Compuesto 3, sus elementos pueden proceder, por un lado, del Cu debido a la fusión del colector de cobre del ánodo y, por otro, del C debido al recubrimiento del ánodo de grafito.

Tabla 3.20. *Comparación del análisis sistemático de los datos obtenidos por EDXS de los diferentes ánodos analizados.*

Tras realizar el análisis comparativo presentado en la Tabla 3.20, se puede concluir que los ánodos de los módulos incendiados analizados presentan compuestos que contienen los elementos del revestimiento del ánodo. Sin embargo, también presentan en algunas zonas cobre procedente de la fusión del colector de cobre del ánodo, pero no aluminio procedente de la fusión del colector catódico. También hay trazas de flúor procedentes del electrolito (LiPF6).

A continuación, se realiza un análisis morfológico del separador de la celda nueva analizada, ya que el separador no puede recuperarse en los módulos quemados porque se ha fundido en la reacción de fuga térmica. Se investigó la estructura superficial del separador para determinar el grosor de las fibras del separador y el tamaño de los poros, así como para determinar si se había depositado una capa de alúmina en la membrana del separador. La figura 3.40 muestra los resultados de la imagen obtenida con FESEM. A la derecha se muestra la estructura de las fibras de la membrana de polipropileno $(C_3H_6)_n$. Las fibras separadoras estaban alineadas perpendicularmente a las pestañas de las celdas.

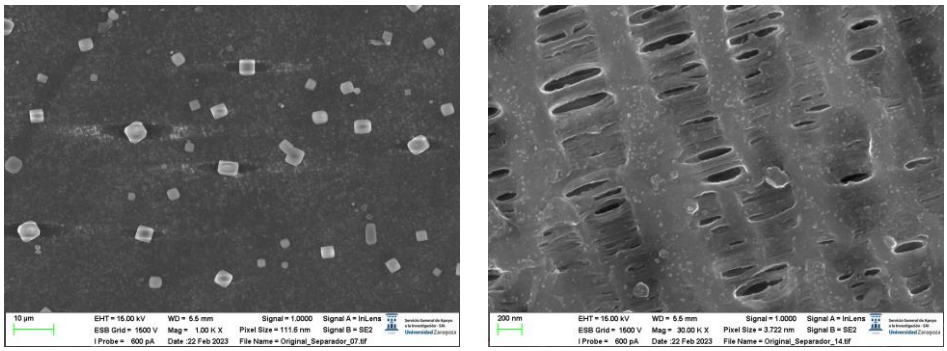


Fig. 3.40. *Análisis morfológico del separador. La primera imagen se ha obtenido con un aumento de 1,00 K X, y la segunda imagen con un aumento de 30.00 K X.*

El grosor total de la fibra separadora era de unos 289 nm, como se muestra en la figura 3.41. La estructura analizada muestra poros de diferentes diámetros, el más pequeño de unos 41,61 nm y el más grande de unos 88,78 nm. El tamaño de los poros en las celdas de ion litio debe estar en el rango de las submicras; es un requisito general para evitar que se produzca la penetración dendrítica del litio a lo largo de la vida útil de la batería [38].

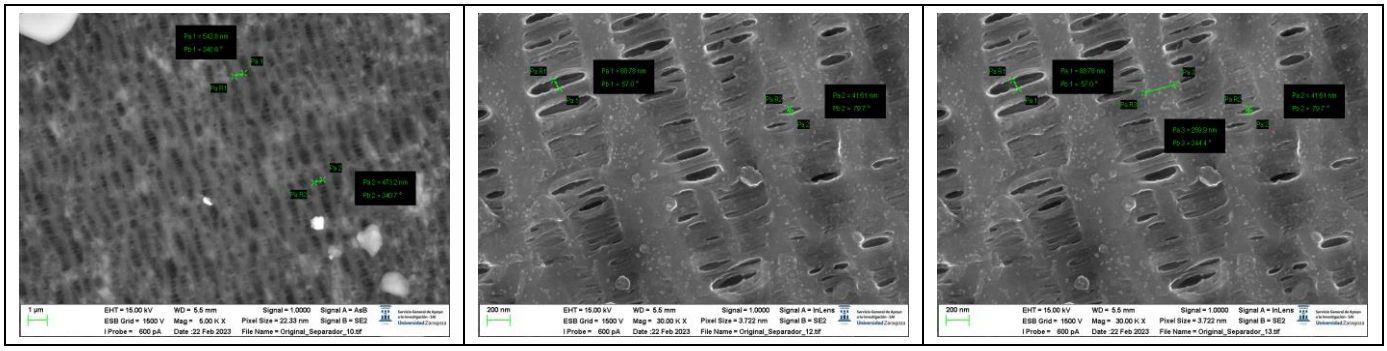


Fig. 3.41. *Análisis morfológico del separador. Mediciones.*

A continuación, se analizará la composición química del separador. Hay tres tipos de compuestos, el primero está formado con carbono con flúor y fósforo. El carbono procede de la estructura del propio separador de polipropileno; el flúor y el fósforo provienen del electrolito (LiPF6) con el que se empapa. Por otro lado, los compuestos 2 y 3 tienen la misma composición que el primer compuesto.

Los resultados obtenidos mediante análisis semi-cuantitativo aplicando la técnica EDS (Energía dispersiva de Rayos X) en el separador, correspondiente a los seis espectros mostrados en la figura 3.42, se muestran en la tabla 3.21.

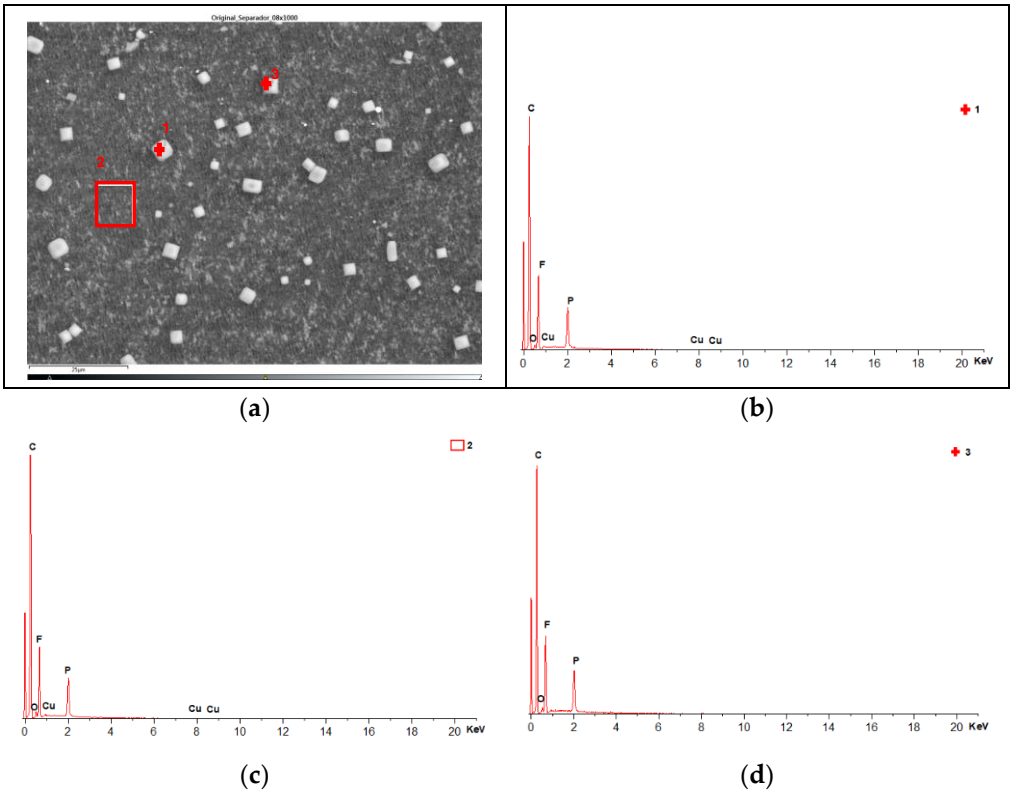


Fig. 3.42. *Composición química del separador.*

	C		O		F		P		Cu	
	Peso (%)	Atómico (%)	Peso (%)	Atómico (%)	Peso (%)	Atómico (%)	Peso (%)	Atómico (%)	Peso (%)	Atómico (%)
Espectro 1	81,14	71,43	1,57	1,84	14,57	20,29	2,61	5,94	0,11	0,51
Espectro 2	83,58	74,96	1,87	2,24	12,39	17,59	2,07	4,79	0,09	0,42
Espectro 3	81,16	71,74	1,73	2,03	14,49	20,26	2,61	5,96		

Tabla 3.21. *Resultado del análisis semi-cuantitativo aplicando la técnica EDXS correspondiente a la composición química de los compuestos identificados en separador.*

Se concluye lo siguiente, la estructura en capas se destruyó cuando se produjo el TR. En la muestra de batería con un SoC del 68%, se observaron picos de flúor característicos, lo que indica que, tras la descomposición, el material del cátodo reacciona con el electrolito [39]. También se muestran picos característicos de carbono; esto se debe a que, en la reacción de fuga térmica, parte del polvo de carbono pasó al material del electrodo positivo (cátodo) a través del diafragma roto [40]. Se observa que en las muestras del módulo 11 y del módulo 30, en las que se ha producido una reacción de fuga térmica, la estructura de la muestra del electrodo positivo (cátodo) está destruida, las partículas se dispersaron fuera de la estructura estratificada original y se produjo el fenómeno de adhesión, lo que indica fragmentación. Las partículas no se identifican e impurezas externas se sitúan en la estructura [41].

La batería que se incendió en la prueba tenía un SoC del 68%. Algunos estudios [36] indican que en el caso de las baterías NMC, el aumento del SoC hace que la reacción de fuga térmica sea más intensa, la temperatura a la que se inicia la fuga térmica disminuye y el daño estructural de los materiales del electrodo es elevado. En condiciones de elevada temperatura, el diafragma interno

de la batería se daña, provocando un cortocircuito en la batería y que empeore la reacción de fuga térmica. Durante la reacción de fuga térmica, la estructura del material del electrodo positivo (ánodo) se destruye, y las partículas se dispersan fuera de la estructura y se adhieren al electrodo negativo (cátodo).

Si se compara la distribución del tamaño de las partículas (PSD, Particle Size Distribution) para el caso de la celda nueva y de las celdas incendiadas, se observa que, en el caso de estas últimas, las partículas del electrodo positivo o cátodo son más pequeñas; están más separadas para facilitar el paso de los gases y este hueco será ocupado por otra partícula. En el caso de las celdas quemadas, las partículas son mucho más pequeñas que en el caso de las celdas nuevas. La generación de calor depende de la superficie y del tamaño de las partículas del electrodo positivo o cátodo. Hay estudios [42] que demuestran que la microestructura de las partículas puede influir en las reacciones exotérmicas de degradación exotérmica.

3.3.2 Resultados del ensayo estructural: propiedades de la capa de la celda e identificación de características de la celda

En esta sección se ha llevado a cabo un análisis de la sección transversal de las celdas, lo que permitirá obtener información sobre la estructura y la fabricación de estas, y se realizará la medición del espesor de cada una de las capas de la celda.

Se ha analizado el apilamiento de las distintas capas de la celda en la sección transversal, lo que permitirá identificar detalles interesantes de la fabricación de las celdas pouch. En primer lugar, se analiza la muestra tomada de la zona 3 (figura 3.11a), la zona central del lado opuesto a la zona donde se encuentran las pestañas de la celda (figura 3.43).

Se observa que todas las membranas separadoras están soldadas a la bolsa en un punto de sellado cercano al borde. En cuanto al comportamiento mecánico de la celda y su posible fallo, este hecho indica que cuando se aplican fuerzas mecánicas a la batería cerca de este eje, el separador puede experimentar elevadas cargas de tracción, pudiendo producirse la rotura mecánica de la membrana separadora. Esto provocaría que los electrodos de la batería entrasen en contacto, que es el requisito previo para experimentar un fallo eléctrico y una fuga térmica. Se observa que cerca del borde de la celda, las distancias entre capas se hacen más pequeñas debido a la zona soldada en caliente de la bolsa. Al no haber capas en esta parte de la batería, no se producirá un cortocircuito, aunque algunas de las capas de la batería estén demasiado cerca unas de otras.

Otra finalidad de una capa anódica, que es más larga que la catódica, es aumentar la rigidez de la celda cerca del borde, lo que suaviza la distribución de la carga en caso de carga en esta zona. La celda investigada contenía 18 capas anódicas, 17 capas catódicas y 34 láminas separadoras. Los electrodos de ambos lados de la celda eran ánodos. Esta observación indica que el material activo depositado fuera de la última lámina de cobre permanecía electroquímicamente inactivo y, por tanto, no participaba en el proceso de almacenamiento de energía o de transferencia de carga.

En las celdas de ion litio, se suele depositar una capa de óxido de aluminio (Al_2O_3) sobre la membrana separadora para mejorar su resistencia térmica, así como sus propiedades térmicas.

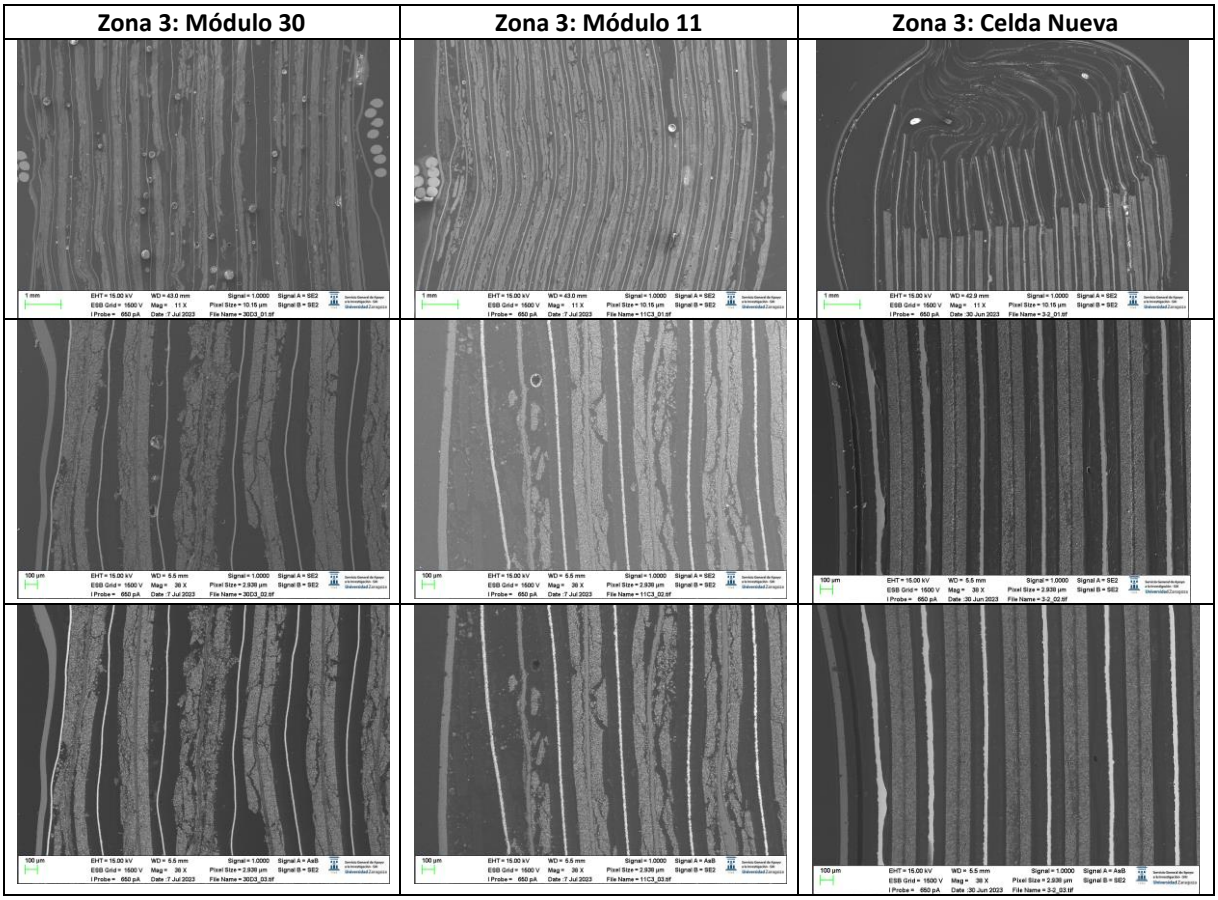


Fig. 3.43. *Imágenes de la sección de la celda pouch en la zona 3 (zona central del lado opuesto al que se encuentran las pestañas de la celda Figura 3.11a).*

Si se analiza la morfología, se puede concluir que la zona exterior de la zona 3 está más dañada en el caso del módulo 11, mientras que en el caso del módulo 30, la zona central está más dañada. También se observa que el espesor del colector de cobre disminuye en caso de embalamiento térmico, y se observa que es más estrecho en el caso del módulo 30. Para conocer la composición química de la zona 3 de la celda original, se realizó un mapa de la distribución de elementos (figura 3.44). Se identifican el colector de cobre (amarillo) y el colector de aluminio (azul). También se observa el recubrimiento del ánodo, que es de grafito (carbono, color rojo) y el recubrimiento del cátodo (compuesto de oxígeno, manganeso y níquel). También se observa el electrolito fluorado.

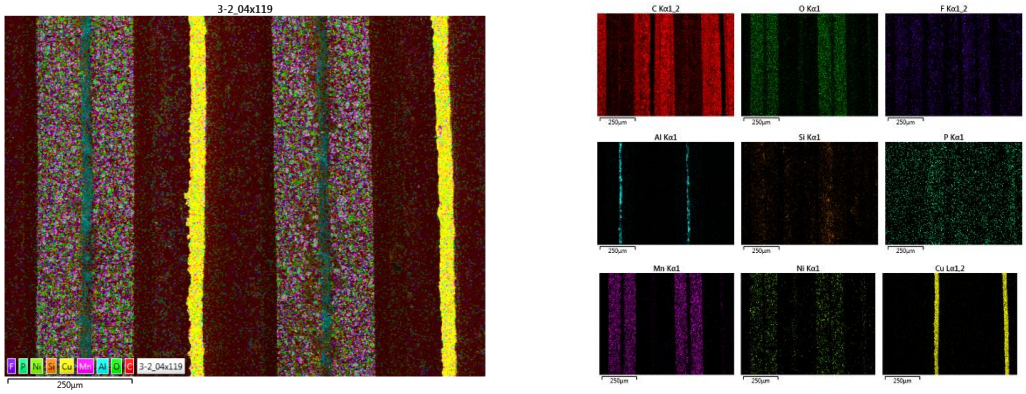


Fig. 3.44. *Distribución de los elementos de una celda pouch nueva en la zona 3 (zona central del lado opuesto al que se encuentran las pestañas de la celda).*

Posteriormente se analizó la composición química de la zona 3 para el caso de la celda del módulo 30 incendiado.

La figura 3.45d muestra la estructura de la celda pouch del módulo 30 incendiado en la zona 3, se han marcado tres zonas con un recuadro verde en las que se analizará la composición de cada una de las capas de esta celda pouch (3.45a-c). La figura 3.45a identifica la bolsa de la celda pouch, que está hecha de aluminio (zonas 2 y 3). En la zona 5, hay carbono que puede ser grafito del revestimiento del ánodo. La figura 3.45c identifica el cátodo (óxido de manganeso y níquel), y también hay partículas de carbono. Alrededor del colector de aluminio, se ha depositado alúmina (Al_2O_3) en el separador de la zona del cátodo. En la Figura 3.45b, se ha detectado la zona del ánodo, así como un revestimiento de grafito (carbono) y una capa con cobre, oxígeno y la cubierta del colector del ánodo.

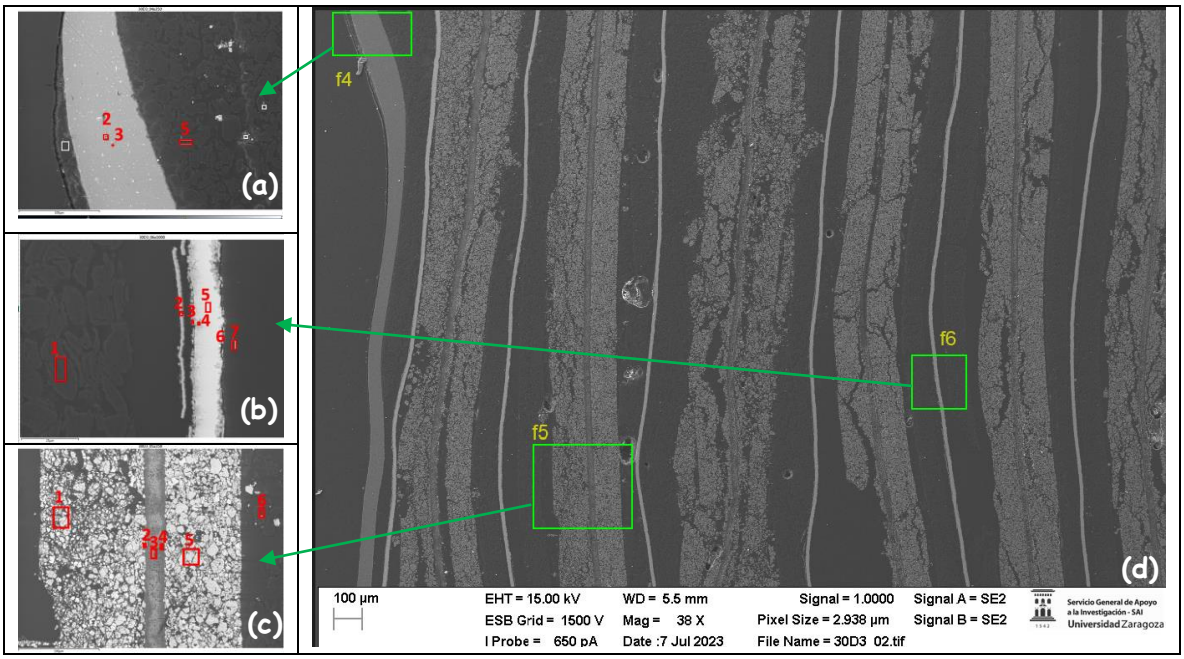


Fig. 3.45. *Composición química de cada una de las capas de la celda pouch del módulo 30 en la zona 3 (zona central del lado opuesto al que se encuentran las pestañas de la celda Figura 3.11a).*

Además, se analiza la composición química de la zona 3 (Figura 3.11a) en el caso de la celda del módulo 11 incendiado.

La figura 3.46d muestra la estructura de la celda pouch del módulo 11 incendiado en la zona 3, se han marcado tres zonas con un recuadro verde en las que se analizará la composición química de cada una de las capas de esta celda pouch (3.46a-c).

La figura 3.46a identifica la bolsa de la celda pouch, que es de aluminio (zonas 1 y 2); parece más dañada que la bolsa del módulo 30. En las zonas 6 y 8, hay un compuesto de carbono y oxígeno con algo de flúor procedente del electrolito, y en la zona 7, hay un compuesto de carbono y oxígeno con aluminio procedente del colector catódico. La figura 3.46c identifica el cátodo (óxido de manganeso), y también hay partículas de carbono. En este caso, no se observa aluminio. En la figura 3.46b, se ha detectado la zona del ánodo. A continuación, hay una capa de cobre y un colector de cobre. Por último, hay partículas de silicio y se detecta una capa de recubrimiento de grafito. Las partículas de silicio podrían deberse a restos de un material sellante.

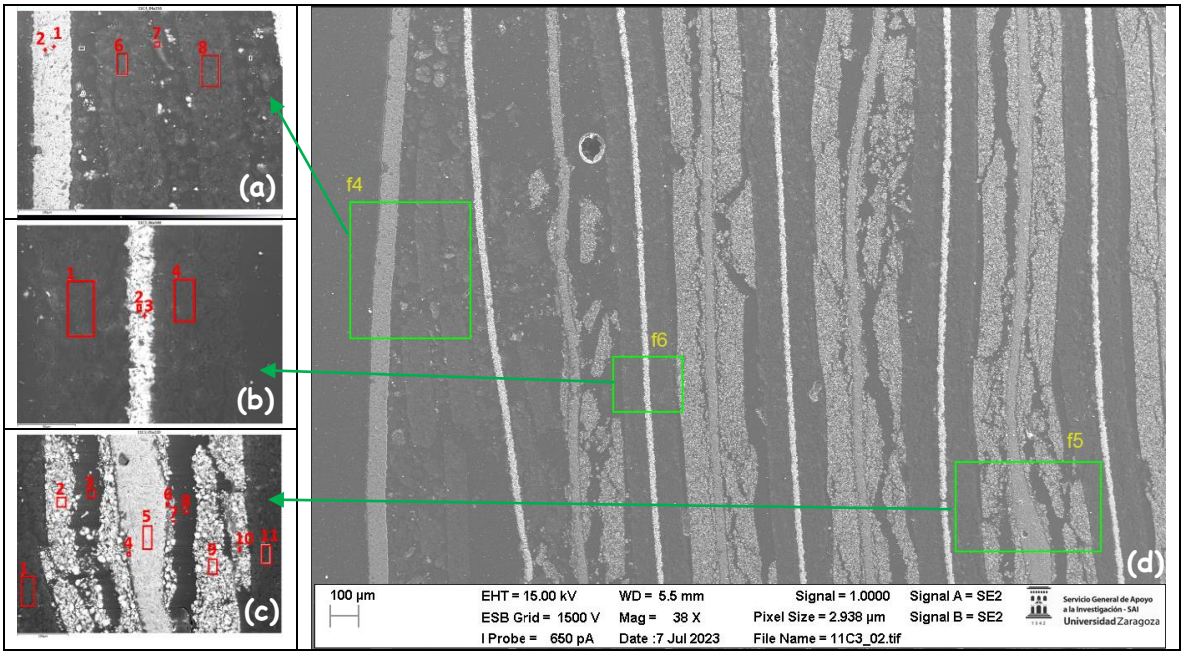


Fig. 3.46. *Composición química de cada una de las capas de la celda pouch del módulo 11 en la zona 3 (zona central del lado opuesto al que se encuentran las pestañas de la celda Figura 3.11a).*

A continuación (figura 3.47), se analiza la muestra obtenida en la zona 1 (pestaña anódica de la celda) (Figura 3.11a):

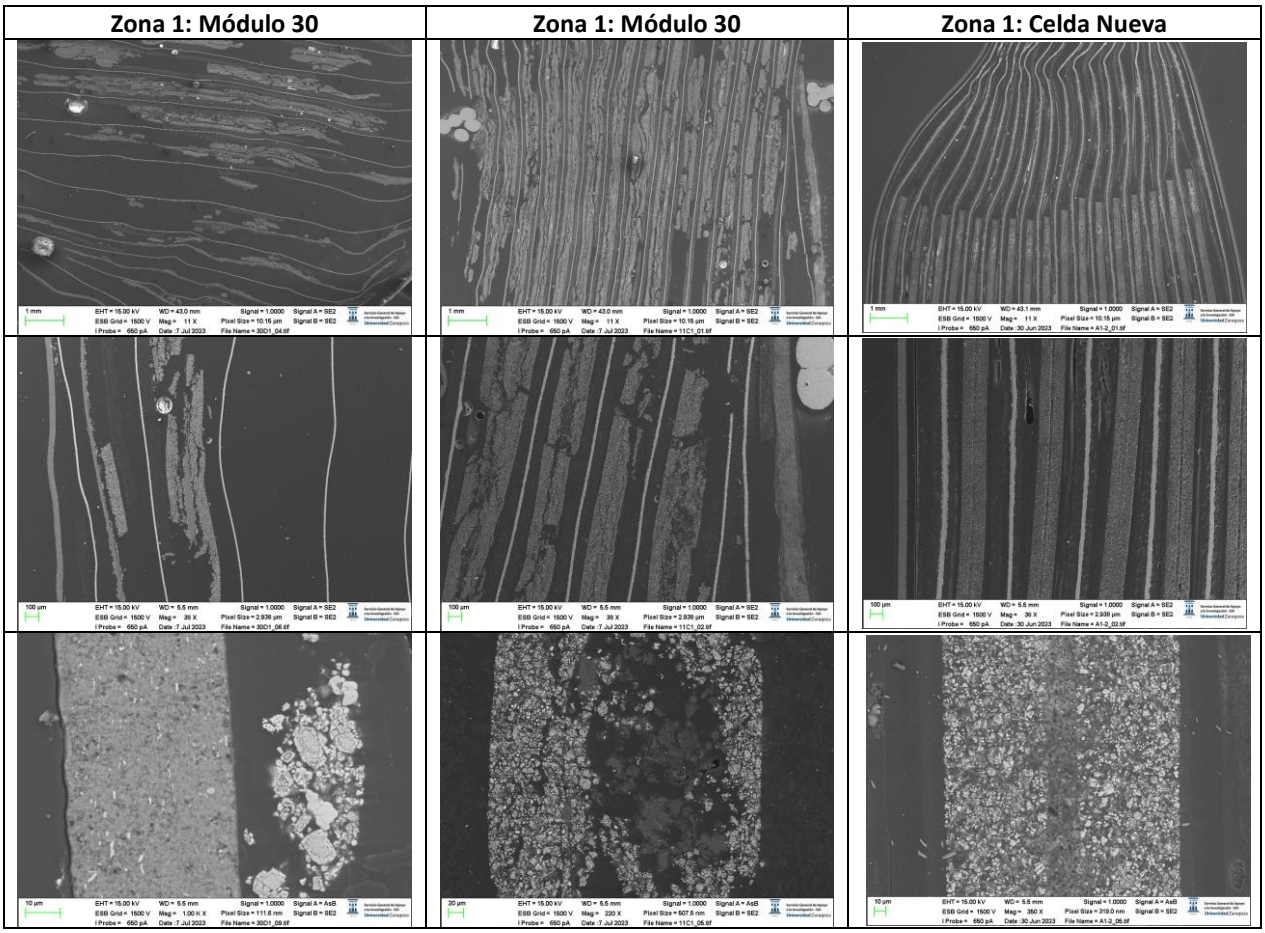


Fig. 3.47. *Imágenes de la sección de la celda pouch en la zona 1 (zona del ánodo) de la celda (figura 3.11a).*

Si se analiza la morfología, se observa que en la zona 1 (Figura 3.11a), el módulo 30 está más dañado que el módulo 11. También se observa que el espesor del colector de cobre disminuye en el caso de que se haya producido un desbordamiento térmico, y se observa que es más estrecho en el caso del módulo 30.

Posteriormente, se analiza la composición química de la zona 1 (Figura 3.11a) en el caso de la celda del módulo 30 incendiado (Figura 3.48). La figura 3.48e muestra la estructura de la celda pouch del módulo 30 incendiado en la zona 1, se han marcado cuatro zonas con un recuadro verde en las que se analizará la composición química de cada una de las capas de esta celda de bolsa (3.48a-d).

La figura 3.48a identifica un compuesto de níquel y oxígeno en la zona 1 con trazas de carbono y manganeso; un compuesto de manganeso y oxígeno en la zona 2; y un compuesto de carbono y oxígeno en la zona 3. La figura 3.48b identifica un compuesto de cobre, carbono y oxígeno en la zona 1 y en la zona 3; cobre en la zona 2, que es el colector del ánodo; y un compuesto de carbono y oxígeno en la zona 4. La figura 3.48c identifica carbono, recubrimiento del ánodo en la zona 1; un compuesto de manganeso, oxígeno y carbono en la zona 2, recubrimiento del cátodo en la zona 2; colector de aluminio del cátodo en la zona 3; flúor del electrolito en la zona 4; y un compuesto de aluminio y oxígeno en la zona 5. Por último, la figura 3.48d identifica un compuesto de cobre, carbono y oxígeno en las zonas 1 y 3; cobre en la zona 2, que es el colector de cobre del ánodo; y un compuesto de carbono y oxígeno en la zona 5. Por último, la figura 3.48d identifica un compuesto de cobre, carbono y oxígeno en las zonas 1 y 3; cobre en la zona 2, que es el colector de cobre del ánodo; y un compuesto de carbono y oxígeno en la zona 4.

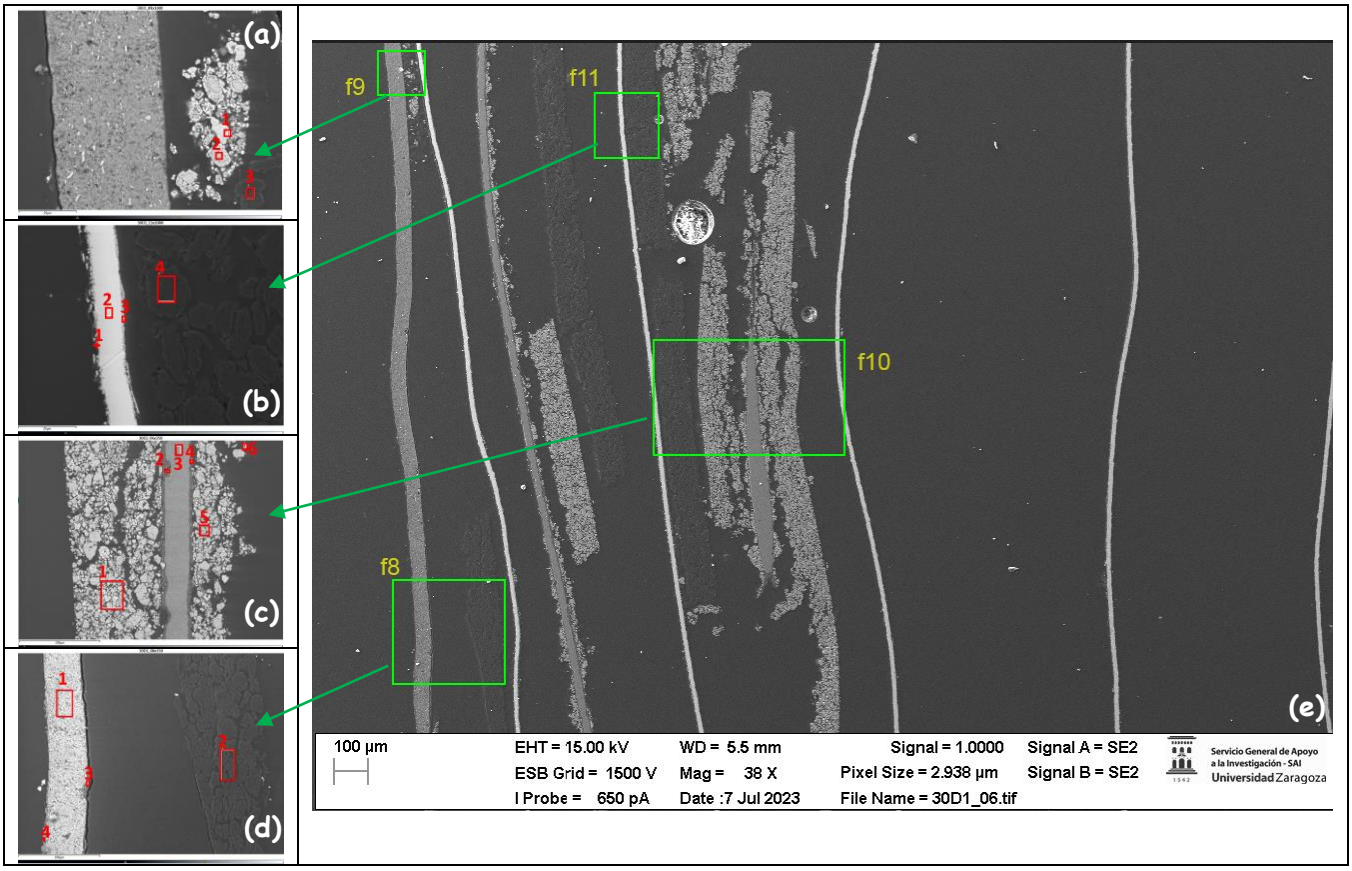


Fig. 3.48. *Composición química de cada una de las capas de la celda pouch del módulo 30 en la 1 (zona del ánodo) de la celda (figura 3.11a).*

A continuación, se analiza la composición química de la zona 1 (Figura 3.11a) en el caso de la celda del módulo 11 incendiado.

La figura 3.49c muestra la estructura de la celda pouch del módulo quemado 11 en la zona 1, se han marcado dos zonas con un recuadro verde en las que se analizará la composición de cada una de las capas de esta celda de bolsa (3.49a y 3.49b).

La figura 3.49a identifica un compuesto de carbono, oxígeno y aluminio en las zonas 1 y 2; aluminio y carbono en la zona 3, que es la bolsa; en la zona 4, hay carbono, oxígeno, aluminio y algo de cobre; y en la zona 5, hay carbono, que es el recubrimiento del ánodo. En la figura 3.49b, se identifica un compuesto de carbono y oxígeno en las zonas 1, 4 y 5; en la zona 4, también hay algo de aluminio. En la zona 2, hay un compuesto de manganeso, carbono y revestimiento de cátodo de oxígeno, y en el centro, zona 3, hay un compuesto de aluminio y oxígeno del colector de aluminio que se ha fundido y ha desaparecido.

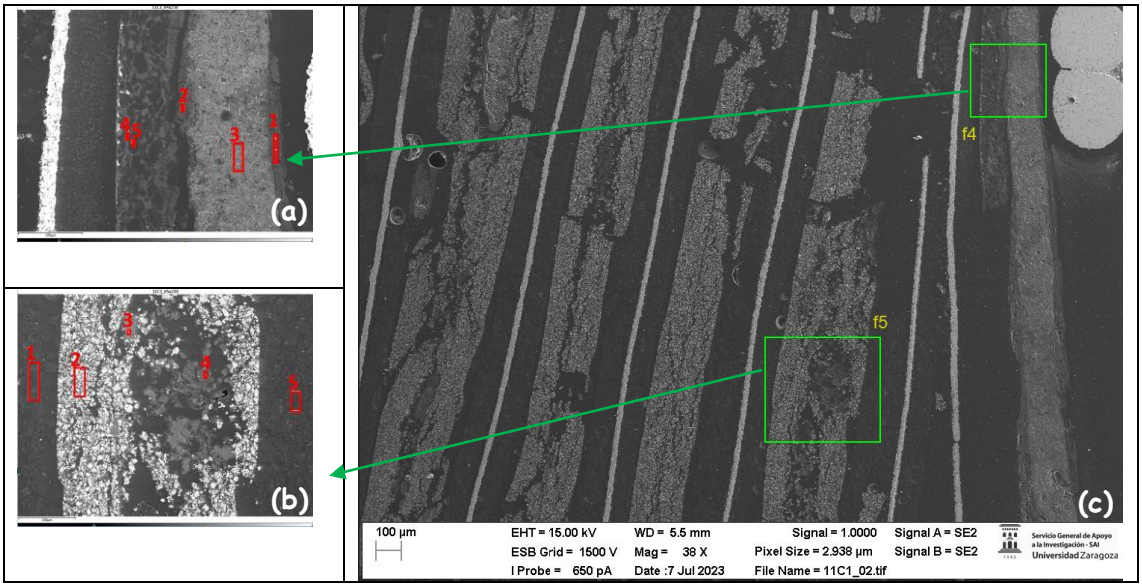


Fig. 3.49. *Composición química de cada una de las capas de la celda pouch del módulo 11 en la 1 (zona del ánodo) de la celda (figura 3.11a).*

A continuación, se analiza la composición química de la zona 1 en el caso de la celda nueva (figura 3.50).

La figura 3.50e muestra la estructura de una celda pouch nueva en la zona 1, se han marcado cuatro zonas con un recuadro verde en las que se analizará la composición química de cada una de las capas de esta célula de bolsa (3.50a-d).

La figura 3.50a identifica un compuesto de carbono y oxígeno en las tres zonas analizadas, y la figura 3.50b identifica un compuesto de carbono y oxígeno en las zonas 1, 2, 5 y 6; un compuesto de manganeso, carbono, oxígeno y flúor en la zona 3; y carbono y aluminio en la zona 4. La figura 3.50c identifica la bolsa, que es de aluminio en la zona 3, recubierta en ambas caras por un compuesto de carbono y oxígeno. La figura 3.50d identifica el colector de cobre del ánodo en la zona 4, que está recubierto por un compuesto de carbono y oxígeno.

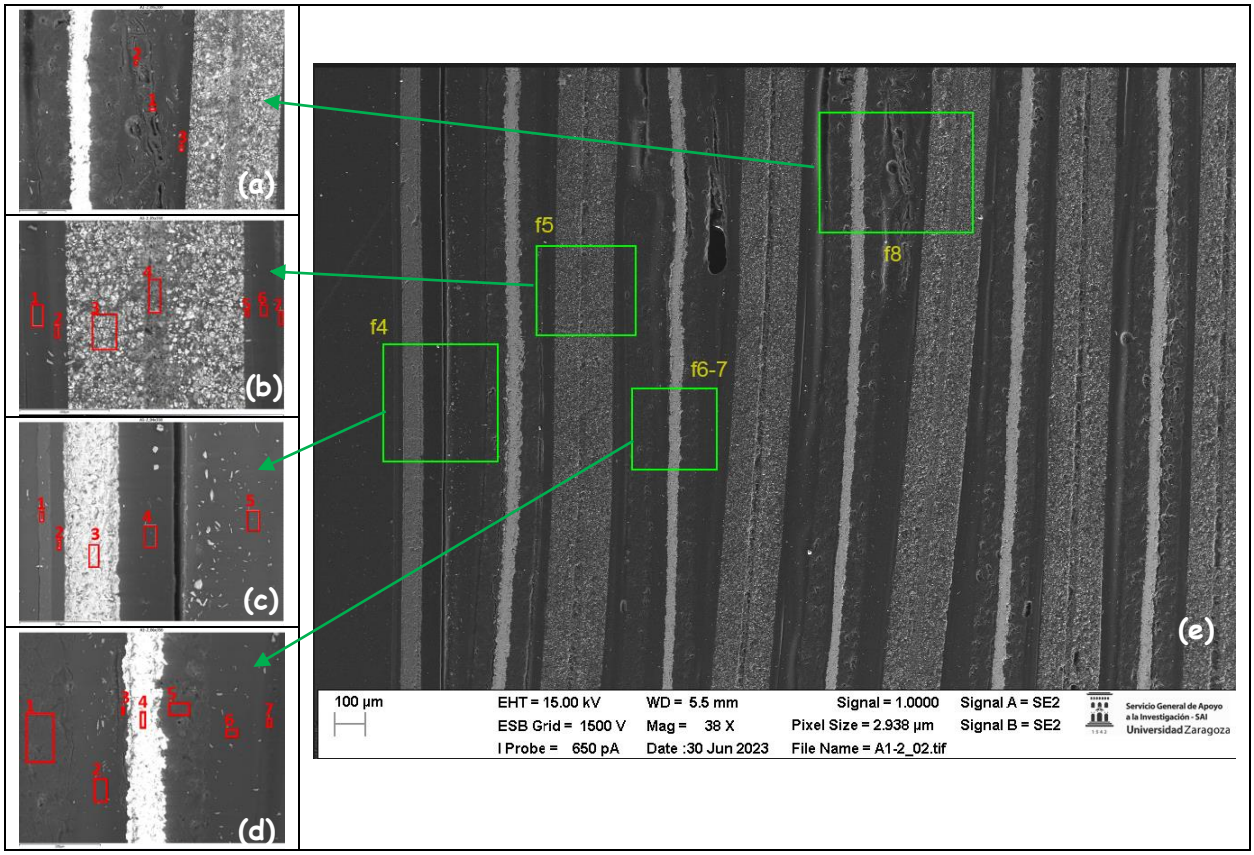


Fig. 3.50. *Composición química de cada una de las capas de la celda pouch de la celda nueva en la 1 (zona del ánodo) de la celda (figura 3.11a).*

A continuación (figura 3.51) se analiza la muestra obtenida en la zona 2 (pestaña catódica de la celda)(Fig.3.11a):

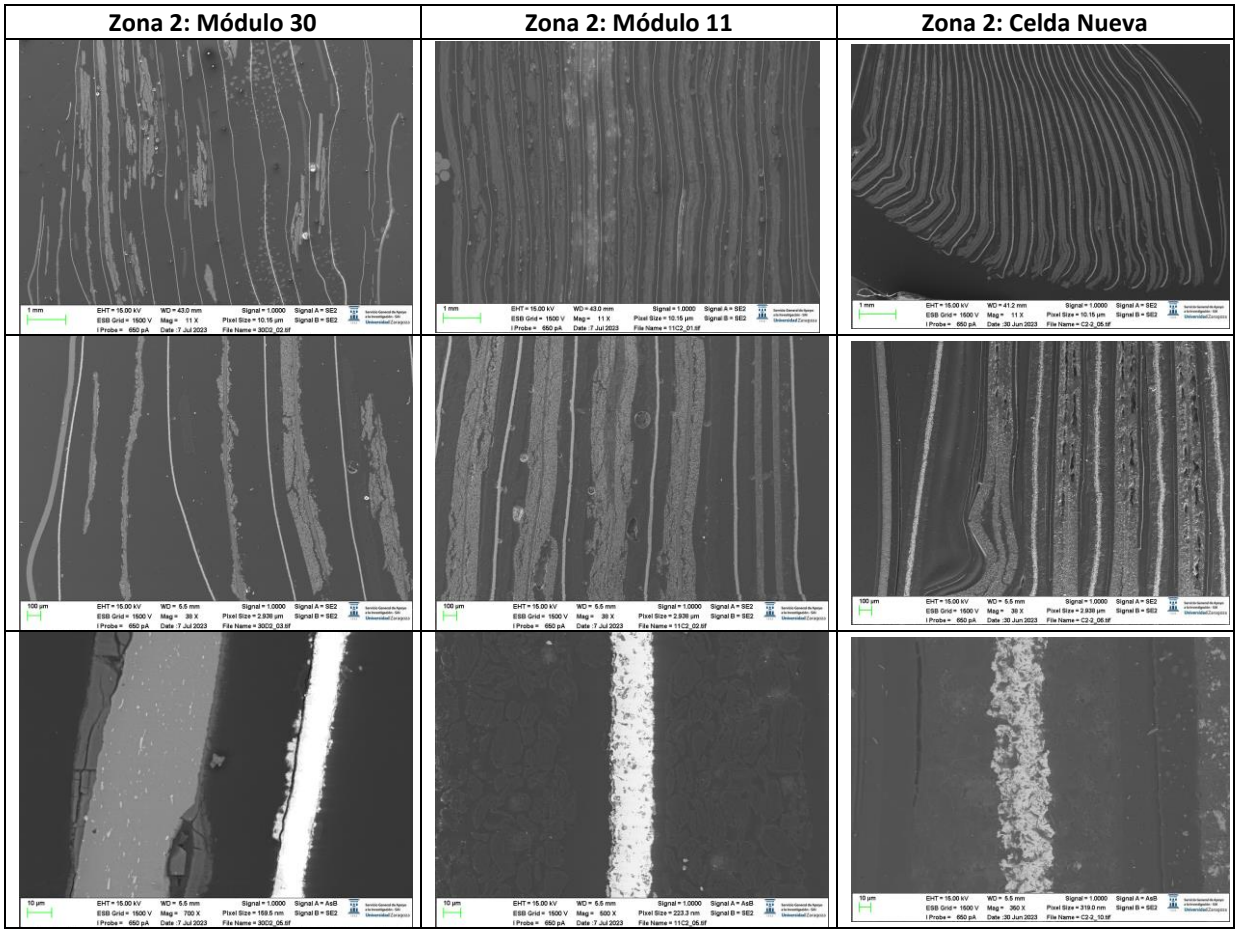


Fig. 3.51. *Imágenes de la sección de la celda pouch en la zona 2 (zona del cátodo) de la celda.*

Si se analiza la morfología, el módulo 30 está más dañado que el módulo 11 en la zona 2. También se observa que el espesor del colector de cobre disminuye en el caso de la celda que experimenta embalamiento térmico, y se observa que es más estrecho en el caso del módulo 30.

A continuación, se analiza la composición química de la zona 2 en el caso de la celda del módulo 30 incendiado (Figura 3.52).

La figura 3.52d muestra la estructura de la celda pouch del módulo 30 en la zona 2, se han marcado tres zonas con un recuadro verde en las que se analizará la composición de cada una de las capas de esta celda de la bolsa (3.52a-c).

La figura 3.52a identifica una capa de un compuesto de carbono y oxígeno (zona 1), una capa de un compuesto de aluminio y oxígeno (zona 2) y la bolsa de aluminio (zona 3), una capa de un compuesto de aluminio y oxígeno (zona 5) y una capa de un compuesto de carbono y oxígeno (zona 6), un ánodo colector de cobre (zona 8) y una capa de un compuesto de cobre y oxígeno (zona 7 y zona 9). La figura 3.52b identifica un compuesto de manganeso, carbono y oxígeno en las zonas 1 y 5; una capa de un compuesto de aluminio y oxígeno en las zonas 2 y 4; y aluminio y carbono en la zona 3, el colector catódico. La figura 3.52c identifica un compuesto de cobre, carbono y oxígeno en las zonas 1 y 3 y cobre y carbono en la zona 2, que es el colector y el ánodo.

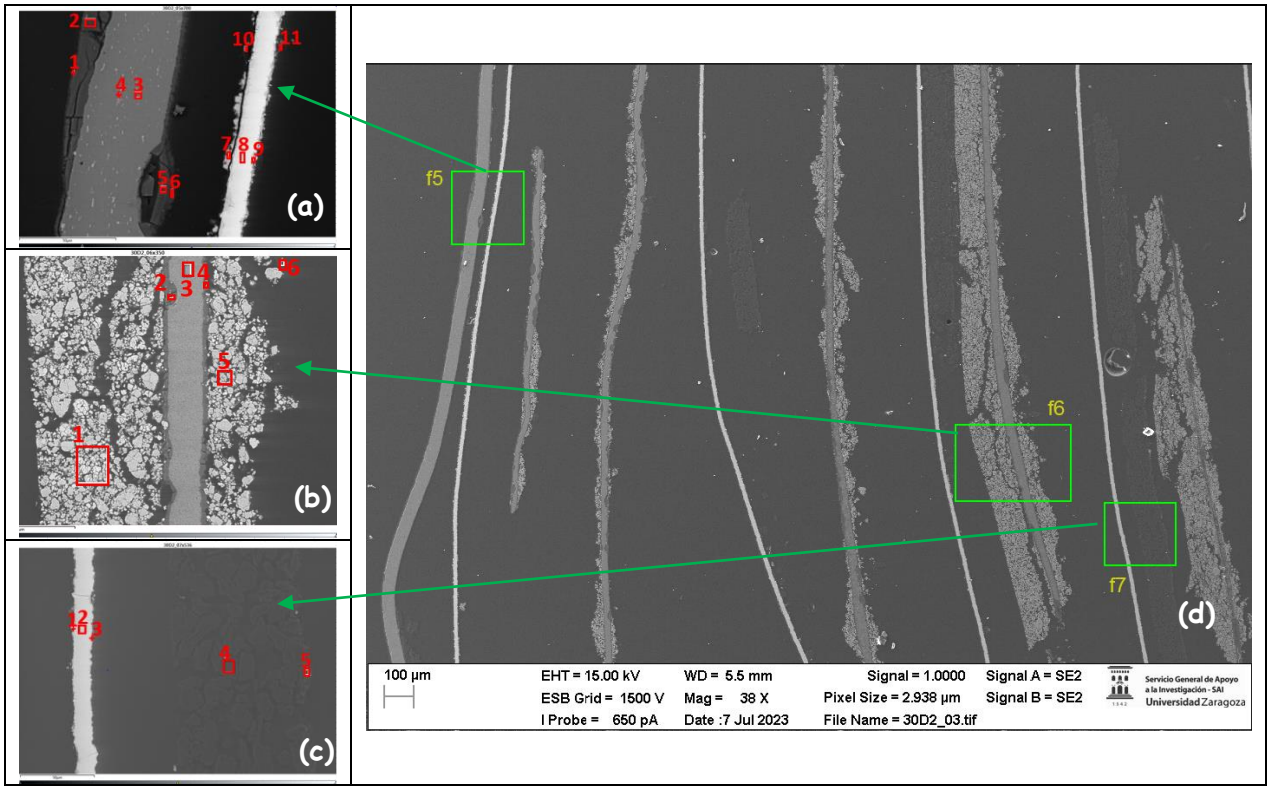


Fig. 3.52. *Composición química de cada una de las capas de la celda del módulo 30 en la zona 2 (zona del cátodo).*

A continuación, se analiza la composición química de la zona 2 en el caso de la celda del módulo 11 incendiado (figura 3.53). La figura 3.53d muestra la estructura de la celda pouch del módulo 11 en la zona 2, se han marcado tres zonas con un recuadro verde en las que se analizará la composición de cada una de las capas de esta celda de la bolsa (3.53a-c).

La figura 3.53a muestra el craqueo de la capa colectora y catódica, identificando un compuesto de aluminio y oxígeno (zona 2 y zona 4) dentro de una capa de manganeso, carbono, níquel y oxígeno (zona 3). La figura 3.53b identifica una capa de carbono (zona 1 y zona 7); una capa con un compuesto de cobre, carbono y oxígeno (zonas 2 y 3); una zona con un compuesto de cobre y oxígeno que es el colector del ánodo; y una zona que tiene silicio (zona 5 y zona 6). La figura 3.53c muestra una zona de cobre (zona 1 y zona 8) con dos colectores; las zonas 4 y 5 son de carbono y aluminio; también se identifican capas de resina; y en la zona 7 se observa carbono con trazas de silicio y cobre. Las partículas de silicio podrían deberse a restos de un material sellante.

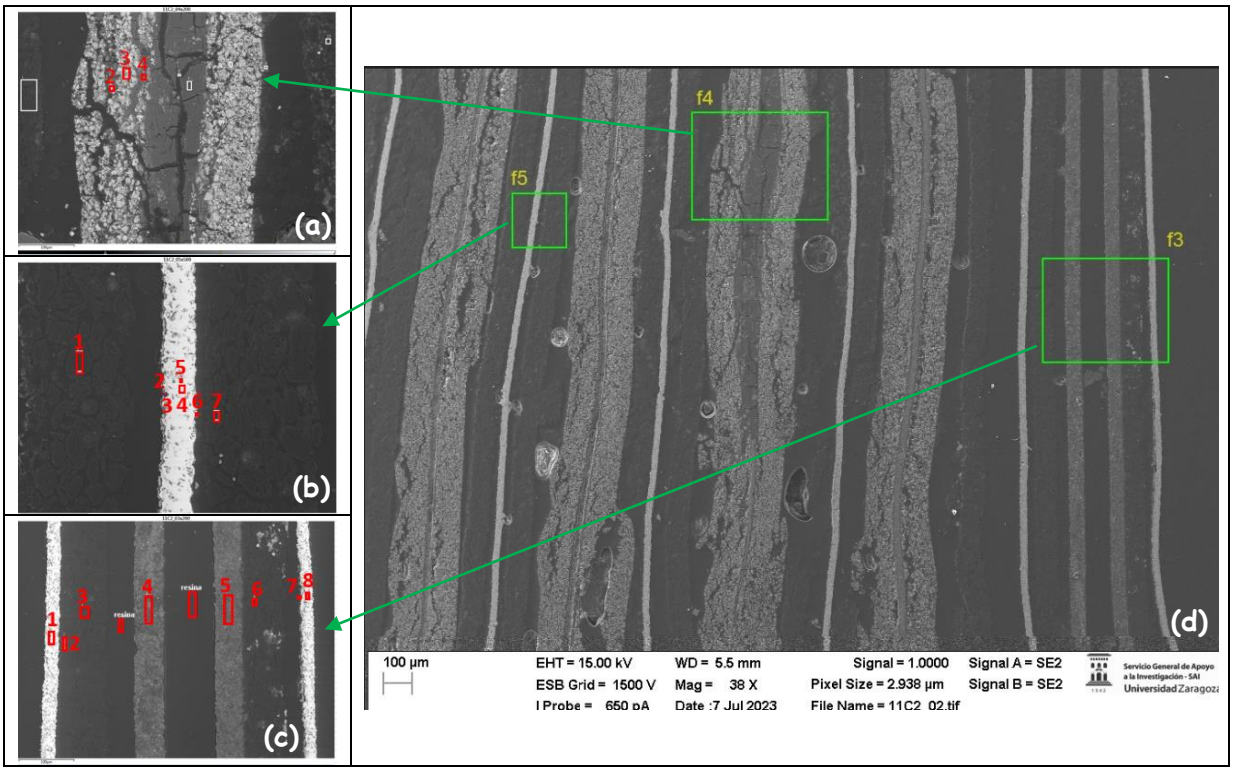


Fig. 3.53. *Composición química de cada una de las capas de la celda del módulo 11 en la zona 2 (zona del cátodo).*

A continuación, se analiza la composición química de la zona 2 en el caso una celda nueva (figura 3.54).

La figura 3.54d muestra la estructura de la celda nueva pouch en la zona 2, se han marcado tres zonas con un recuadro verde en las que se analizará la composición de cada una de las capas de esta célula de bolsa (3.54a-c).

La figura 3.54a muestra el colector de cobre con carbono y algo de silicio (zona 4), una capa de un compuesto de carbono y oxígeno a cada lado del colector que procede del grafito del ánodo. La figura 3.54b muestra la bolsa de aluminio con capas de carbono y un compuesto de carbono y oxígeno. La figura 3.54c muestra capas de un compuesto de carbono y oxígeno; la zona 3 muestra aluminio y carbono; la zona 4 muestra un compuesto de manganeso y oxígeno; y la zona 5 muestra carbono y silicio. Como se ha indicado anteriormente, las partículas de silicio podrían deberse a restos de un material sellante.

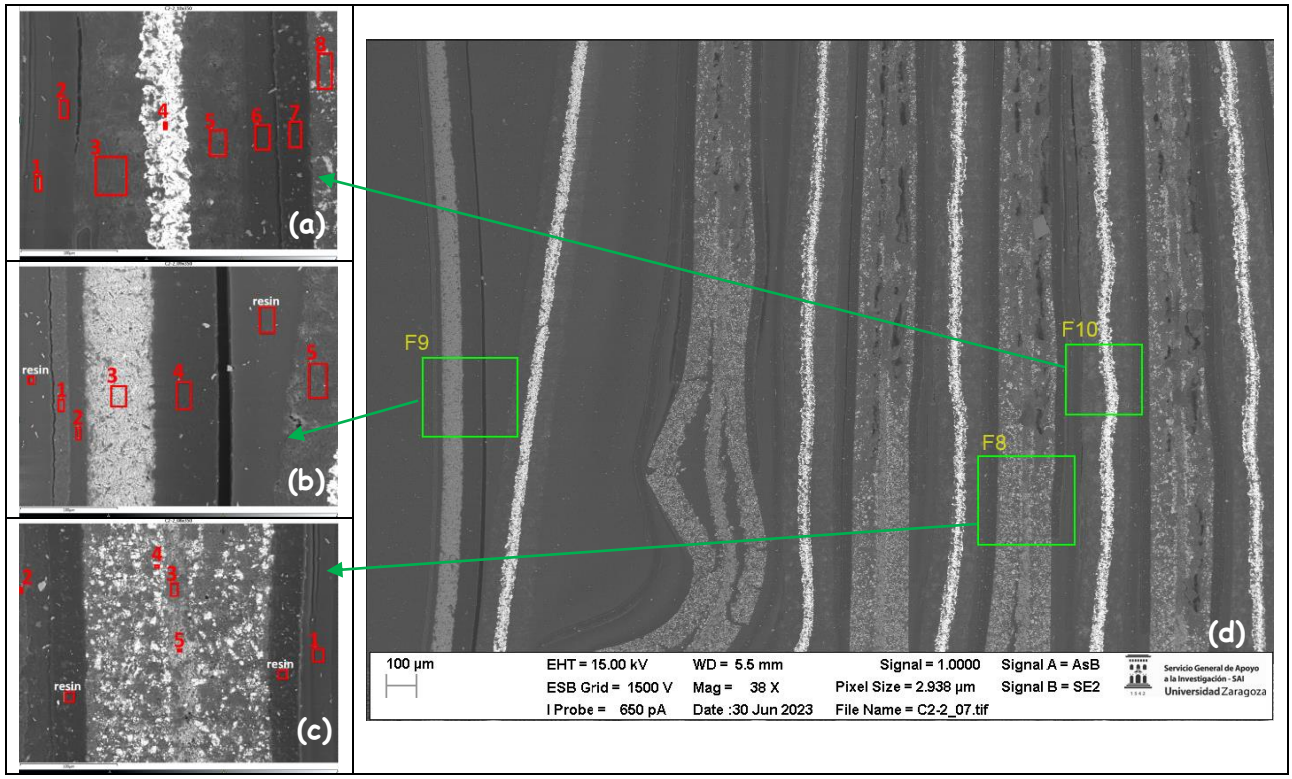


Fig. 3.54. *Composición química de cada una de las capas de la celda nueva pouch en la zona 2 (zona del cátodo).*

3.4 Conclusiones

Una vez analizados los resultados obtenidos sobre el estado de las celdas sometidas a TR en cada una de las disposiciones analizadas, tanto en disposición vertical como horizontal, y comparado con el estado de una celda nueva, se llega a las siguientes conclusiones:

- Después de la fuga térmica, la superficie del cátodo se cubre con flóculos blanquecinos, fragmentos de residuos de materiales catódicos, cenizas de materiales catódicos y separadores, y productos de reacciones exotérmicas y trazas de grafito anódico. Se observa que en el caso del módulo 11 hay más flóculos de color oscuro que en el caso del módulo 30, y hay más en el cátodo superior que en el cátodo inferior. Por lo tanto, se concluye que el módulo 11, en disposición vertical, experimenta mayores temperaturas en la fuga térmica en el mismo SoC que el módulo 30, que se encuentra en disposición horizontal.

- Con respecto a la morfología, se observa que en el caso del cátodo inferior del módulo 30 (disposición horizontal), las partículas son más pequeñas en comparación con las partículas del cátodo superior del módulo 30. Esto puede deberse a la mayor temperatura a la que se ve expuesto. En el caso del módulo 11 (disposición vertical), no existe diferencia entre el tamaño de las partículas del cátodo superior y el cátodo inferior.

- Se observa que en el caso de los módulos 30 y 11 con un SoC al 68% después del TR, la estructura de capas apiladas de las celdas pouch se destruyó y se produjo la adhesión de las partículas dispersadas fuera de la estructura de capas apiladas original. El material del electrodo positivo (cátodo) reaccionó a elevadas temperaturas y se descompuso. Por otro

lado, las partículas de carbono del electrodo negativo (ánodo) se introdujeron en la estructura del electrodo positivo (cátodo) a través del diafragma dañado.

- En el cátodo inferior del módulo 30, hay mayor cantidad de flúor, aluminio, manganeso, fosforo, níquel y cobalto que en el cátodo superior.

- Con respecto al módulo 11, se observa una mayor cantidad de compuesto de aluminio y oxígeno. Esto puede deberse a que, en este caso, el colector de aluminio ha resultado más dañado que en el caso del módulo 30.

- El análisis de los ánodos de las celdas después del ensayo de incendio muestra que el ánodo presenta picos de oxígeno y picos de carbono, que podrían indicar la formación de carbonato de litio (Li_2CO_3). Sin embargo, debe tenerse en cuenta que los datos EDS pueden solamente identificar la composición elemental de los componentes y su porcentaje en peso y porcentaje atómico sin ofrecer información sobre su estructura química.

- Después de llevar a cabo un estudio comparativo de los distintos cátodos analizados, se puede concluir que los cátodos de los módulos incendiados presentan compuestos que contienen elementos del revestimiento catódico, pero también hay aluminio presente en algunas zonas que proviene de la fusión del colector de aluminio del cátodo y también hay cobre que proviene de la fusión del colector de cobre del ánodo. Por otro lado, también pueden observarse trazas de flúor provenientes del electrolito (LiPF6). El cobre solo aparece en el cátodo inferior del módulo 11, todavía aparecen más compuestos, por lo que se puede concluir que este cátodo inferior del módulo 11 es el más dañado de los cátodos analizados.

- Se observa que cuando la celda falla, la presión provocada por la hinchazón debida a la desgasificación provoca fracturas visibles en el cátodo.

- El análisis de las muestras de capas apiladas ha permitido entender ciertos aspectos interesantes del interior de la celda pouch de la batería analizada, como puede ser que el área de la pestaña de la celda pouch analizada incluye una capa separadora adicional, y por otro lado se observó que, en el borde de la celda, el separador y la bolsa están soldados juntos entre sí.

- Cuando se analizó la estructura, se observó que en la zona 3, la celda del módulo 11 está más dañada en el exterior y la celda del módulo 30 está más dañada en el interior.

- Tanto en la zona 1 (pestaña del ánodo) como en la zona 2 (pestaña del cátodo), la celda del módulo 30 está más dañada que en el módulo 11.

Los resultados de este estudio indican que un análisis estructural más exhaustivo de las diferentes capas de la celda (visualización de los recubrimientos depositados debido a la reacción exotérmica, estudio del tamaño de poro del separador, entre otras características) deberían realizarse para mejora la identificación de la composición material de cada capa. Por otro lado, la técnica para obtener las muestras de ensayo también es importante para que no aparezcan impurezas que contaminen la muestra.

En cuanto a la seguridad de la batería, los resultados de este estudio permitirán determinar qué disposición y estructura de las celdas dentro del pack de baterías es más seguro con respecto al TR debido a un fallo térmico. Por otro lado, la identificación de la composición química de cada una de las capas de la celda y de los compuestos generados como residuo de la batería de ion litio después del ensayo de abuso térmico es de gran utilidad para los equipos de primera intervención y para desarrollar procedimientos para implantar en la respuesta ante accidentes en los que se ven involucradas baterías de ion litio.

3.5 Bibliografía

[1] Noh, H.J.; Youn, S.; Yoon, C.S.; Sun, Y.K. Comparison of the structural and electrochemical properties of layered $Li[Ni_xCo_yMn_z]O_2$ (x = 1/3, 0.5, 0.6, 0.7, 0.8 and 0.85) cathode material for lithium-ion batteries. J. Power Sources 2013, 233, 121–130.

[2] Electrek 2018. Available online: https://electrek.co/2018/06/16/tesla-model-s-battery-fire-investigating/ (accessed on 28 November 2023).

[3] Yahoo!News. 2019. Available online: https://sg.news.yahoo.com/tesla-car-catches-fire-hong-kong-parking-lot-050418281-finance.html?guccounter=1&guce_referrer=aHR0cHM6Ly93d3cuZ29vZ2xlLmNvbS8&guce_referrer_sig=AQAAAClpkmgR9urlu5KzzVB-y0uh0DW8ghCIrL9EdFrWSrIT8vBTETyCHsDA7mD5_1traEOgmIBOpuOZXf4YnfLD95g-yLPIlILgysRGQE48TSCJ4CdwpZKHvgTWfNP0r98GLV4CHFC9g-qRRZo2c0GcQPZZ3X4LK_4Y66TUg90JdNlN (accessed on 28 November 2023).

[4] CNN Business. 2019. Available online: https://edition.cnn.com/2019/05/16/business/tesla-fire-battery-software-update/index.html#:~:text=Tesla%20is%20upgrading%20the%20battery,and%20improve%20their%20overall%20longevity (accessed on 28 November 2023).

[5] Electrek. 2023. Available online: https://electrek.co/2023/04/27/tesla-fire-police-believed-battery-arson/ (accessed on 28 November 2023).

[6] Carnewschina. 2023. Available online: https://carnewschina.com/2023/08/09/tesla-model-s-fire-in-sichuan/ (accessed on 28 November 2023).

[7] Cbsnews. 2023. Available online: https://www.cbsnews.com/sacramento/news/tesla-spontaneously-catches-fire-in-ranchocordova-high-end-vehicle-scrap-yard/ (accessed on 28 November 2023).

[8] Sun, P.; Bisschop, R.; Niu, H.; Huang, X. A Review of Battery Fires in Electric Vehicles. Fire Technol. 2020, 56, 1361–1410.

[9] Balakrishnan, P.G.; Ramesh, R.; Kumar, T.P. Safety mechanisms in lithium-ion batteries. J. Power Sources 2006, 155, 401–414.

[10] Chen, M.; Yuen, R.; Wang, J. An experimental study about the effect of arrangement on the fire behaviors of lithium-ion batteries. J. Therm. Anal. Calor 2017, 129, 181–188.

[11] Feng, X.; Ouyang, M.; Liu, X.; Lu, L.; Xia, Y.; He, X. Thermal Runaway mechanism of lithium ion battery for electric vehicles: A review. Energy Storage Mater. 2018, 10, 246–267.

[12] Wang, H.; Lara-Curzio, E.; Rule, E.T.; Winchester, C.S. Mechanical abuse simulation and thermal runaway risks of large-format Li-ion batteries. J. Power Sources 2017, 342, 913–920.

[13] Huang, P.; Wang, Q.; Li, K.; Ping, P.; Sun, J. The combustion behavior of large scale lithium titanate battery. Sci. Rep. 2015, 5, 7788.

[14] Fu, Y.; Lu, S.; Li, K.; Liu, C.; Cheng, X.; Zhang, H. An experimental study on burning behaviors of 18650 lithium ion batteries using a cone calorimeter. J. Power Sources 2015, 273, 216–222.

[15] Chen, M.; Zhou, D.; Chen, X.; Zhang, W.; Liu, J.; Yuen, R.; Wang, J. Investigation on the Thermal Hazards of 18650 Lithium Ion Batteries by Fire Calorimeter. J. Therm. Anal. Calorim. 2015, 122, 755–763.

[16] Feng, X.; Fang, M.; He, X.; Ouyang, M.; Lu, L.; Wang, H.; Zhang, M. TR features of large format prismatic lithium ion battery using extended volume accelerating rate calorimetry. J. Power Sources 2014, 255, 294–301.

[17] Roth, E.P.; Doughty, D.H. Thermal abuse performance of high-power 18650 Li-ion cells. J. Power Sources 2004, 128, 308–318.

[18] Wang, Q.; Sun, J.; Yao, X.; Chen, C. Thermal behavior of lithiated graphite with electrolyte in lithium-ion batteries. J. Electrochem. Soc. 2006, 153, A329–A333.

[19] Ma, S.; Jiang, M.; Tao, P.; Song, C.; Wu, J.; Wang, J.; Deng, T.; Shang, W. Temperature effect and thermal impact in lithium-ion batteries: A review. Prog. Nat. Sci. 2018, 28, 653–666.

[20] Zhang, S. Problems and their origins of Ni-rich layered oxide cathode materials. Energy Storage Mater. 2020, 24, 247–254.

[21] Peng, Y.; Yang, L.; Ju, X.; Liao, B.; Ye, K.; Li, L.; Cao, B.; Ni, Y. A comprehensive investigation on the thermal and toxic hazards of large format lithium-ion batteries with LiFePO4 cathode. J. Hazard. Mater. 2020, 381, 120916.

[22] Wang, Q.; Ping, P.; Zhao, X.; Chu, G.; Sun, J.; Chen, C. Thermal Runaway Caused Fire and Explosion of Lithium Ion Battery. J. Power Sources 2012, 208, 210–224.

[23] Bai, F.; Chen, M.; Song,W.; Feng, Z.; Li, Y.; Ding, Y. Thermal management performances of PCM/water cooling-plate using for lithium-ion battery module based on non-uniform internal heat source. Appl. Therm. Eng. 2017, 126, 17–27.

[24] Garg, M.; Tanim, T.R.; Rahn, C.D.; Bryngelsson, H.; Legnedahl, N. Elevated temperature for life extension for lithium ion power cells. Energy 2018, 159, 716–723.

[25] Galushkin, N.E.; Yazvinskaya, N.N.; Galushkin, D.N. Mechanism of gases generation during lithium-ion batteries cycling. J. Electrochem. Soc. 2019, 166, A897–A908.

[26] Wang, G.; Kong, D.; Ping, P.; He, X.; Lv, H.; Zhao, H.; Hong,W. Modeling venting behavior of lithium-ion batteries during thermal runaway propagation by coupling CFD and thermal resistance network. Appl. Energy 2023, 334, 12066.

[27] Wang, Z.; Mao, N.; Jiang, F. Study on the effect of spacing on thermal runaway propagation for lithium-ion batteries. J. Therm. Anal. Calorim. 2020, 140, 2849–2863.

[28] Fang, J.; Cai, J.; He, X. Experimental study on the vertical thermal runaway propagation in cylindrical Lithium-ion batteries: Effects of spacing and state of charge. Appl. Therm. Eng. 2021, 197, 11739.

[29] Feng, X.; Sun, J.; Ouyang, M.; Wang, F.; He, X.; Lu, L.; Peng, H. Characterization of penetration induced thermal runaway propagation process within a large format lithium ion battery module. J. Power Sources 2015, 275, 261–273.

[30] Feng, X.; Lu, L.; Ouyang, M.; Li, J.; He, X. A 3D thermal runaway propagation model for a large format lithium ion battery module. Energy 2016, 115, 194–208.

[31] Lopez, C.F.; Jeevarajan, J.A.; Mukherjee, P.P. Experimental analysis of thermal runaway and propagation in lithium-ion battery modules. J. Electrochem. Soc. 2015, 162, A1905–A1915.

[32] Wilke, S.; Schweitzer, B.; Khateeb, S.; Al-Hallaj, S. Preventing thermal runaway propagation in lithium ion battery packs using a phase change composite material: An experimental study. J. Power Sources 2017, 340, 51–59.

[33] Lamb, J.; Orendorff, C.J.; Steele, L.A.M.; Spangler, S.W. Failure propagation in multi-cell lithium ion batteries. J. Power Sources 2015, 283, 517–523.

[34] Gao, S.; Feng, X.; Lu, L.; Kamyab, N.; Du, J.; Comsn, P.; White, R.E.; Ouyang, M. An experimental and analytical study of thermal runaway propagation in a large format lithium ion battery module with NMC pouch-cells in parallel. Int. J. Heat Mass Transf. 2019, 135, 93–103.

[35] Kovachev, G.; Schrottner, H.; Gstrein, G.; Aiello, L.; Hanzu, I.; Wilkening, H.M.R.; Foitzik, A.; Wellm, M.; Sinz, W.; Ellersdorfer, C. Analytical Disection of an Automotive Li-Ion Pouch Cell. Batteries 2019, 5, 67.

[36] Zhu, X.; Sun, Z.; Wang, Z.; Wang, H.; Lin, N.; Shan, C. Thermal runaway in commercial lithium-ion cells under overheating condition and the safety assessment method: Effects of SoCs, cathode materials and packaging forms. J. Energy Storage 2023, 68, 107768.

[37] Shin, H.; Lee, Y.K.; Lu,W. Structural degradation of graphite anode induced by dissolved manganese ions in lithium-ion batteries. J. Power Sources 2022, 528, 231223.

[38] Arora, P.; Zhang, Z. Battery Separators. Chem. Rev. 2004, 104, 4419–4462.

[39] Luo, M.J.; Guo, Y.Z.; Kang, J.Q. Ternary-material lithium-ion battery SOC estimation under various ambient temperature. Ionics 2018, 24, 1907–1917.

[40] Wang, J.L.;Wu, H.L.; Cui, Y.H. A new class of ternary compound for lithium-ion battery: From composite to solid solution Acs. Appl. Mater. Interfaces 2018, 10, 5125–5231.

[41] Xie, H.J.; Sun, J.; Li, J.G.; Zhou, T.; Wei, S.P.; Yi, Z.H. Lithium-Ion Battery Thermal Runaway Electro-Thermal Triggering. Method and Toxicity Analysis. IOP Conf. Ser. Earth Environ. Sci. 2021, 701, 012007.

[42] Finegan, D.P.; Scheel, M.; Robinson, J.B.; Tjaden, B.; Michiel, M.D.; Hinds, G.; Bretta, D.J.L.; Shearing, P.R. Investigating lithium-ion battery materials during overcharge-induced thermal runaway: An operando and multi-scale X-ray CT study†. Phys. Chem. Chem. Phys. 2016, 18, 30912–30919.

Capítulo 4: Ensayos controlados de incendio a escala a nivel de celdas

4. Ensayos controlados de incendio a escala a nivel de celdas

En este capítulo se va a es analizar cómo influye la disposición de las celdas en la evolución del incendio y en el gradiente de la temperatura que experimentan las celdas, para ello se van a llevar a cabo varios ensayos controlados de incendio a escala con celdas.

4.1 Análisis del estado del arte

Las investigaciones sobre seguridad e impacto del fallo de las baterías de ion litio se ha centrado en celdas individuales ya que las baterías de ion litio comenzaron a utilizarse en dispositivos pequeños. Sin embargo, los packs de baterías grandes y complejos deben tenerse en cuenta y analizar cómo el fallo de una sola celda puede afectar al sistema en su conjunto. Ya que este fallo inicial a nivel de una única celda puede conducir a la fuga térmica de otras celdas dentro del pack, resultando mayor el riesgo.

Es un hecho que las celdas de ion litio se están utilizando en dispositivos más grandes y por lo tanto ya necesitan pack de baterías, como es el caso de los vehículos eléctricos que nos ocupa. En la mayoría de los accidentes, primero se produce el desbordamiento térmico de una sola celda y, a continuación, el calor se disipa en las celdas adyacentes y se produce una propagación de la fuga térmica. Por lo tanto, es importante investigar el mecanismo de propagación de la fuga térmica y determinar los parámetros clave durante su propagación en una batería.

En este capítulo se va a analizar el comportamiento de celdas cilíndricas después de inducir la fuga térmica en una sola de ellas y el comportamiento de una celda pouch sometida a una sobrecarga a distintas temperaturas ambiente. Los fallos iniciales en las celdas de ion litio pueden deberse a un fallo mecánico [1], a un fallo térmico [2] o a un fallo eléctrico [3]. Es importante conocer el comportamiento de las celdas de ion litio bajo estos fallos para poder desarrollar celdas seguras.

En principio, cualquier abuso grave sobre una celda puede conducir al TR, por lo que existen múltiples métodos para iniciar el TR. Alguno de los métodos más utilizados son el calentamiento (fallo térmico), la perforación de la celda (fallo mecánico) y por sobrecarga/sobredescarga (fallo eléctrico). También se han desarrollado nuevos métodos de calentamiento externo, de calentamiento interno de la celda mediante la inserción de un dispositivo de calentamiento en el interior de la celda, o la creación de un cortocircuito externo a través de un dispositivo de

calentamiento. Hay estudios [4] que demuestran que el calentamiento inductivo también puede ser un método útil para analizar el TR.

El comportamiento del TR de las celdas individuales de ion litio se ha estudiado [5-17]. Las respuestas habituales incluyen la ventilación de gases de la batería, la eyección del contenido de las celdas, temperaturas extremas y en algunos casos autoencendido de la celda y proyección de materiales de la batería/celda. El fallo de una única celda no tiene mucho riesgo, pero el impacto térmico y eléctrico sobre otras celdas del módulo puede ser suficiente para causar un efecto de TR en cascada. Y si se tiene en cuenta que la batería puede estar instalada en un vehículo eléctrico, podemos considerar el riesgo que eso implica.

Se observa que las **celdas cilíndricas son menos propensas a propagarse debido al contacto limitado entre las celdas vecinas**. Concluyéndose según varios estudios [8] que la **conexión eléctrica** es importante ya que la disposición 10s1p no mostró propagación de fallos a través del módulo, mientras que el 1s10p sí que tuvo una fuga energética que consumió el módulo minutos después del inicio del fallo.

Por el contrario, los módulos construidos con celdas **pouch muestran una fuerte transferencia de calor entre celdas**, ya que hay una gran superficie de las celdas en contacto directo, permitiendo propagarse los fallos a través de toda la batería, para todas las configuraciones serie o paralelo probadas [18].

El **espaciado y la disposición de las celdas** en un pack de baterías tienen influencia sobre la propagación térmica en las baterías. El TR y su propagación se produce si el espaciado alcanza un valor crítico determinado. Si el **ensayo se realiza en un espacio cerrado la probabilidad de propagación de fuga térmica en el pack de baterías es mayor que en el caso de realizarlo en un espacio abierto** [19]. Por otro lado, si las celdas se colocan en **disposición vertical la probabilidad de propagación del TR es mayor que en el caso de disposición horizontal** [19]. Los resultados experimentales [19] muestran que cuando el SoC de las celdas es del 100%, y **el espaciado es superior a 2 mm en la dirección horizontal y 8 mm en la disposición vertical**, la propagación de la fuga térmica del pack de baterías apenas se produce en un **entorno abierto**. En un **entorno cerrado, hay menos posibilidades de transmisión incontrolada de calor en las baterías, en este caso cuando la separación horizontal es superior a 4 mm o la separación vertical entre celdas es superior a 8 mm, no se produce propagación térmica incontrolada.**

Varios investigadores llevaron a cabo varios estudios con el objeto de analizar el comportamiento de celdas de ion litio sometidas a condiciones de calentamiento externo. Huang et al [20] calentaron mediante un calentador eléctrico tres celdas de 50 Ah de ion litio a diferentes SoC y concluyeron que la celda solamente se incendiaba cuando la superficie de la celda alcanzaba 112 a 121°C. La **respuesta de la celda y las características del TR dependen del SoC, si se incrementa el SoC el tiempo que transcurre desde el calentamiento hasta la ignición se reduce gradualmente** [20-22] y las reacciones se convierten en más peligrosas.

Feng et al. [23] dividieron las reacciones químicas internas que ocurrían en las celdas de ion litio en diferentes etapas dependiendo de la temperatura que alcanzaban. Cuando las celdas de ion litio se sobrecalientan, su temperatura aumenta gradualmente. La SEI, capa pasiva que recubre la superficie del electrodo negativo y que se forma por degradación del electrolito, comienza a

descomponerse cuando la celda alcanza una temperatura comprendida entre 90-130 ◦C [24]. Al descomponerse el SEI, el electrolito alcanza más fácilmente la superficie del grafito y reacciona fácilmente con el litio intercalado para liberar oxígeno y generar más calor [25]. Por otro lado, el polietileno (PE) puede fundirse a 130-140 ˚C, provocando un micro cortocircuito interno, y, por tanto, un aumento continuo de la temperatura de la batería [26].

Cuando la temperatura alcanza unos 200 ˚C los materiales del cátodo comienzan a descomponerse y liberan oxígeno [27]. Además, se acelera la reacción de descomposición de la capa SEI y la reacción química entre el electrolito y los materiales de óxido metálico del cátodo, así como la reacción entre el electrolito y las sustancias activas negativas, lo que producirá más calor y gases [22] como O_2, CO, HF y NO [28-32]. A medida que aumenta la temperatura, la reacción química interna de la celda se hace cada vez más intensa y compleja, generando una gran cantidad de calor y gases combustibles [33], a continuación, se produce una reacción TR, causando que la celda de ion litio se incendie o incluso explote. Es importante entender el riesgo/peligro del diseño de celdas individuales y paquetes de baterías, y módulos para evitar o minimizar el impacto del TR.

Sin embargo, hay pocos estudios sobre métodos para evaluar la seguridad de las celdas o los módulos de baterías.

Existen estudios que indican que el TR solamente ocurre cuando el SoC es superior al 50%. Por otro lado, el espacio crítico que desencadena el TR es 4 y 6 mm para baterías de SoC de 80% y 100% respectivamente [34]. Feng et al. [35] llevaron a cabo un ensayo de abuso mecánico (penetración) que indujo TR sobre un módulo de 6 celdas en serie en contacto y concluyeron que **la carcasa de la celda es lo que más transfiere calor** y desarrollaron una capa térmicamente resistente entre las celdas para evitar la propagación del TR en el módulo [36].

López et al. [37] analizaron la influencia de la separación entre celdas sobre el TR y concluyeron que el espaciado entre celdas en el pack de baterías afecta en gran medida a la propagación del TR. Analizaron distintos módulos de baterías en serie y llegaron a la conclusión que la **clave en la propagación del TR es la conducción de calor.**

Por lo tanto, hay varios estudios sobre la propagación del TR en módulos de batería conectados en serie [35,36,37] pero hay **pocos estudios para analizar la propagación del TR en módulos de batería conectados en paralelo**. Wilke et al. [38] mostró que el incremento de temperatura después del TR **en un módulo de celdas de batería conectadas en paralelo es mayor que si en el módulo las celdas están conectadas en serie**. Lamb et al. [39] también obtuvieron que el aumento de temperatura en un módulo con celdas conectas en paralelo fue mayor y la propagación del TR se aceleró.

Gao et al. [40] llevaron a cabo un estudio de la propagación del TR en un módulo de batería de gran formato con conexiones en paralelo, 18 celdas tipo pouch en paralelo de 24 Ah, se observa que las celdas no dañadas trasfieren corriente a la celda que experimenta TR, lo que le hace experimentar una temperatura 10 mayor en comparación con un módulo con las celdas conectadas en serie. **El módulo con conexiones en paralelo es menos seguro.**

4.1.1 Explicación del fenómeno Thermal Runaway

Una batería de ion litio, puede presentar riesgos a lo largo de su vida útil, siempre que el electrolito se dañe y no realice su función de separador de ánodo y cátodo. Ya sea por daño mecánico, como una caída o un golpe fuerte, por sobrecarga o descarga completa, o por temperaturas fuera del rango recomendado por el fabricante, puede llegar a una situación de riesgo en la que se desencadene el llamado “Thermal Runaway” (TR) o “Reacción exotérmica fuera de control” es un proceso extremadamente exotérmico, imposible de frenar, y que provoca gases inflamables que llegan a ocasionar un incendio metálico en pocos minutos. Una sola celda defectuosa es suficiente para provocar una reacción en cadena con consecuencias severas. Cuando se produce esta reacción en cadena ya no se puede parar, por lo que la única solución es contener al máximo la reacción con el objeto de que afecte al mínimo número de celdas que se encuentran a su alrededor.

Las celdas de ion litio normalmente funcionan o se comportan de manera segura en un rango de temperatura que no supere los 100 ˚C sin verse afectadas. Los valores de temperatura que debemos tener en cuenta son: la máxima temperatura permitida a la que se pueden someter las celdas es 60 °C, a los 70 °C el electrolito se empieza a volatizar. En el caso de que la temperatura supere este valor crítico de 100 °C, comienzan a producirse distintas reacciones de descomposición en el interior de las celdas de ion litio. Para valores de temperatura superiores a 120 ˚C (aproximadamente), en primer lugar se produce la descomposición de la interfase de electrolito sólido, SEI. La SEI es una capa muy delgada de material que no existe cuando se fabrica la celda, esta capa se forma cuando la celda se carga por primera vez, se interpone entre el ánodo y el electrolito y su función es evitar que reacciones entre ellos. No obstante, cuando la celda alcanza los 120 °C se descompone el SEI, se degrada y puede permitir que el ánodo contacte con el electrolito, pudiéndose producir una reacción exotérmica entre el litio intercalado en el ánodo y el electrolito. Posteriormente, a temperaturas superiores (150 °C) se descompone de forma gradual el material separador situado entre el ánodo y el cátodo y se produce cortocircuito interno, dependiendo de la química de las celdas de una batería tienen lugar reacciones exotérmicas entre los 160 y los 200 °C. Y por encima de 200 °C tiene lugar el runaway térmico, con el inevitable aumento de temperatura a más de 600 °C. En esta fase se produce la descomposición del material activo del cátodo (un óxido por lo general), se descompone exotérmicamente con liberación de oxígeno, y reacciones de descomposición del electrólito (bien con el oxígeno liberado o bien con el material del cátodo).

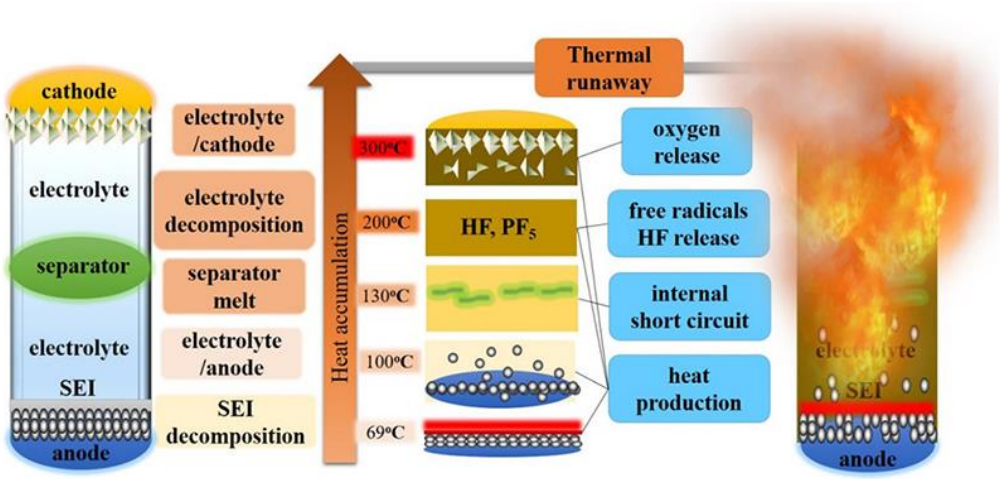


Fig. 4.1 *Esquema de los procesos de Thermal Runaway en una celda de óxido de litio-cobalto (LCO Lithium Cobalt Oxide)/ grafito [41].*

4.2 Metodología de ensayos

En este apartado se analizan los ensayos realizados en los que se utilizan distintos métodos de iniciación del TR: ensayos de abuso mecánico, ensayos de sobrecarga y ensayos de calentamiento inductivo. Se utilizaron para ello distintos tipos de celdas, celdas cilíndricas para el ensayo de fallo térmico y para el ensayo de fallo mecánico, y celdas pouch para el ensayo de fallo eléctrico.

En la tabla 4.1 se muestran las propiedades de las celdas ensayadas:

Tipo de celda	Parámetros	Imagen
Cilíndrica 32700	6,0 Ah, LiFePO4 3,2 V 19,2 Wh 32,700 formato Fabricante: HAIDI	
Pouch AESC Nissan Leaf (2018) Estructura batería: 24 módulos Cada módulo con 8 celdas	56,3 Ah, NMC 523 3,65 V 205,49 Wh Fabricante: Envision AESC	

Tabla 4.1. *Especificaciones técnicas de las celdas utilizadas en los ensayos (se adjunta data sheet de cada celda en Anexo I).*

En todos los ensayos llevados a cabo se ha medido la resistencia interna de las celdas (sin ensayar y ensayadas) con el comprobador de baterías BT3564 (HIOKI, Japón). Con este equipo se pueden medir simultáneamente la resistencia interna y la tensión de circuito abierto de una batería de

hasta 1000 V, lo que permite comprobar el estado de las baterías de alto voltaje de vehículos eléctricos o vehículos híbridos enchufables.

4.2.1 Ensayo de abuso mecánico

En los ensayos de abuso mecánico, un objeto penetra o atraviesa la batería (rompiendo o debilitando la integridad mecánica). Se examina, por ejemplo, en qué medida la penetración de un clavo (cortocircuito interno) o el aplastamiento (choque) afectan a la funcionalidad y al comportamiento de seguridad de la batería.

En este ensayo se van a utilizar celdas cilíndricas 32700 de ion litio, se van a perforar mediante un objeto punzante en la zona lateral, es decir, se perforarán en sentido perpendicular al eje longitudinal de la celda hasta conseguir el cortocircuito, y en la zona superior, es decir, se perforarán en sentido paralelo al eje longitudinal de la celda hasta conseguir el cortocircuito. Estos ensayos se repetirán para distintos estados de carga de la celda (50% y 100%). El objeto es analizar cómo influye la estructura de la celda en el ensayo mecánico y cómo influye su estado de carga.

A continuación, se muestra una tabla con las especificaciones de los ensayos a llevar a cabo (Tabla 4.2).

Celda ensayada	Lugar dónde se produce la perforación	Estado de carga SoC (%)
Cilíndrica 32700	Zona lateral	100
Cilíndrica 32700	Zona lateral	50
Cilíndrica 32700	Zona superior	100
Cilíndrica 32700	Zona superior	50

Tabla 4.2. *Especificaciones ensayos mecánicos llevados a cabo sobre celdas cilíndricas con distinto estados de carga y en distintos puntos de ensayo.*

El riesgo de que se produzca TR en una batería por daño mecánico debido a una perforación o deformación importante de la misma, puede tener lugar en vehículos eléctrico o híbridos debido a una colisión de cierta intensidad en la que dicho vehículo se vea implicado. En la siguiente figura (Fig.4.2) se observa como el impacto o colisión entre vehículos eléctricos alcanza decenas o incluso centenares de g, y el fallo de la batería de ion litio puede causar TR, que puede conducir a un incendio posterior del vehículo.

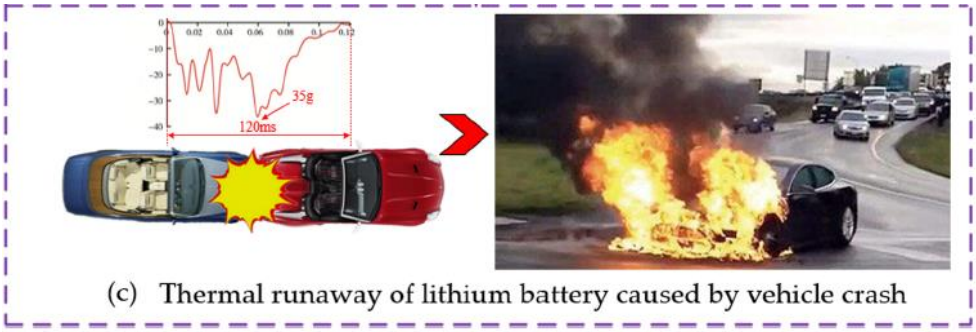


Fig. 4.2. *Las colisiones entre vehículos eléctricos pueden causar TR de la batería de ion litio y posterior incendio [42].*

Mediante análisis teóricos y mediante la realización de cálculos [42], se estudia el método de diseño óptimo de las baterías de iones de litio: concluyéndose que **el aumento del espesor del separador y el incremento del módulo elástico pueden inhibir la reducción de tensión de las baterías de ion de litio sometidas a un impacto**, hemos de tener en cuenta que el aumento del módulo elástico no afectará en teoría a la capacidad de la batería, por lo que es la mejor opción. La investigación [42] llevada a cabo, analiza en profundidad el fenómeno de fallo, el mecanismo y el método de modelado de las baterías de iones de litio en condiciones de impacto extremadamente fuertes, que es de gran importancia para el diseño de optimización del diseño de las baterías de iones de litio y la mejora del en condiciones mecánicas extremas.

Los ensayos mecánicos son un método comúnmente utilizado para evaluar la seguridad de las baterías. El método de prueba mecánica con varilla roma, así como la penetración con clavos afilados, se llevaron a cabo sobre celdas disponibles en el mercado. La evaluación se llevó a cabo en diferentes tipologías de celdas, así como variando las condiciones de ensayo [43]. Los resultados obtenidos en condiciones ambientales difieren poco de las pruebas tradicionales de penetración de clavos afilados. **Cuando se realizaron a temperaturas elevadas, se observó que los resultados dependían en gran medida de la estructura interna de la celda**. Las imágenes de tomografía computarizada mostraban diferencias en el comportamiento dependiendo de si se utilizaba o no un **núcleo sólido en la estructura de la célula cilíndrica.** También se ensayaron celdas pouch, que mostraron que **era necesaria una penetración completa de la celda para que se produjese un fallo dentro de la celda**. Según el estudio llevado a cabo [43], los resultados de los ensayos mecánicos dependen de las condiciones de ensayo, del tipo de celda (estructura) ensayada y de cómo estas condiciones interactúan entre sí. Es importante tener en cuenta, que las condiciones de uso de la batería (vehículo, teléfono móvil u otro tipo) regirán las condiciones de abuso mecánico a las que se someta la batería para evaluar su seguridad. En el caso de una batería a bordo de un vehículo podría estar expuesta a una deformación mecánica importante durante un accidente de tráfico (Fig.4.3). Las técnicas de abuso mecánico siguen siendo un método ampliamente aceptado para la evaluación de la seguridad y de la respuesta al abuso de las baterías/celdas de ion litio. Sin embargo, los cambios en las condiciones de ensayo e incluso los cambios en la construcción de la célula pueden dar lugar a respuestas significativamente diferentes. La influencia de estos cambios sobre el resultado final de un ensayo mecánico es importante para comprender cómo los resultados de las técnicas de ensayo estándar pueden correlacionarse con la seguridad que posee una determinad celda.



***Fig. 4.3**. Imágenes de distintos vehículos eléctricos deformados en un ensayo de crash test. Fuente: Renault Zoe [44] y NIO EL6 [45].*

Debido a la importancia que tiene entender el comportamiento de fallo de las baterías de ion litio bajo abuso mecánico para la seguridad de los vehículos eléctricos, se investiga experimentalmente [46] el comportamiento frente a fallos y las propiedades mecánicas de las baterías prismáticas de ion de litio (LPB, Lithium-ion Prismatic Batteries) bajo cargas cuasiestáticas y dinámicas. Para ello se utilizó una máquina de ensayo universal (2 mm/min) y una torre de caída (1 m/s y 5 m/s), respectivamente. Los resultados muestran que la velocidad de carga influye sobre el comportamiento de fallo y las propiedades mecánicas de las LPB. El principal comportamiento de fallo de la LPB bajo un impactador cilíndrico actuando en la **dirección X**, **es la fractura de la envoltura**, así como el abultamiento de la estructura jellyroll de la celda, mientras que que en la **dirección Y es la arruga de la envoltura**, así como la delaminación y el pliegue de la estructura jellyroll.

Cuando la batería se somete a un impacto con un impactador de bola en la dirección Z, su principal comportamiento de fallo es la fractura de la estructura jellyroll. Además, se desarrollan modelos homogéneos de LPB para hacer factible la simulación de choque de EV completo. Bajo el impacto en las direcciones Y y Z, el modelo homogéneo posee una mayor precisión en la predicción de las propiedades mecánicas que el modelo detallado. Y lo que es más importante, su eficiencia es aproximadamente 8,8 veces mayor que el modelo detallado según el tiempo de resolución en modelos de simulación de colisión. Este estudio [46] también concluye que la delaminación y pliegue de los jellyrolls no provocan directamente el cortocircuito interno de la batería. Sin embargo, la fractura del jellyroll puede ser la verdadera causa de un cortocircuito interno.

El cortocircuito interno de las baterías de ion de litio se desencadenaría debido a la inevitable colisión del vehículo eléctrico, lo que supone graves amenazas para la seguridad y la estabilidad del sistema de baterías. Sin embargo, hay una falta de investigación sobre el mecanismo de cortocircuito interno de las baterías de ion litio sometidas a cargas de impacto dinámicas. Hay

estudios [47] que definen un modelo multifísico acoplado para describir la respuesta mecánica, eléctrica y térmica de este tipo de baterías bajo cargas dinámicas. Este modelo permite predecir si se produce cortocircuito interno y también analiza la evolución del TR para diferentes SoC de las baterías y para diferentes energías de impacto. Este modelo solamente es válido para baterías de pequeño tamaño, habría que investigar más para extenderlo a modelos de batería más grandes.

En este estudio [47] se combinan tres parámetros para describir el comportamiento de un cortocircuito interno en una batería de ion litio bajo una carga dinámica**. La caída de tensión es la más intuitiva para determinar si se produce cortocircuito interno tras el ensayo, la magnitud de la caída de tensión puede utilizarse para identificar el modo de cortocircuito interno. Por último, la deformación se utiliza como criterio de activación del cortocircuito interno en el modelo de batería.** Por otro lado, la temperatura puede reflejar el grado de peligro que supone. En el aspecto mecánico, **la máxima deformación por cortocircuito aumenta con la energía de impacto y disminuye al aumentar el SoC** [47]. Si se comparan los efectos de la carga cuasi estática y dinámica, se observa que la **deformación por cortocircuito al someter la batería a una carga cuasiestática es mayor que si se somete a una carga dinámica. La temperatura máxima de TR de una batería de ion litio con un SoC del 100% en el ensayo por caída (ensayo dinámico) de peso es de 120 ˚C solamente, muy inferior a la temperatura detectada en el caso del ensayo por compresión cuasiestática. Esto se debe a dos factores clave, el chorro de electrolito y el tiempo de reacción química.**

La mayoría de los problemas de seguridad que presentan las baterías de ion litio se deben a fallos mecánicos, pero su mecanismo de fallo dinámico todavía no está muy claro. En un estudio [48] se establece un modelo computacional de batería, basado en un ensayo, para analizar la respuesta mecánica de la misma. En segundo lugar, a partir de este modelo, se analiza la respuesta dinámica de la batería en diferentes condiciones, se analizan factores como la tapa en el extremo y la correlación del SoC de la batería, también se analiza el comportamiento de fallo bajo carga de alta velocidad. Las investigaciones futuras se centrarán en las pruebas de impacto dinámico utilizando modelos de simulación numérica más maduros y detallados para estudiar el comportamiento mecánico de las baterías ante una colisión.

Hay que tener en cuenta que la energía liberada durante la combustión de una celda de ion litio no es la energía que almacena la celda, existe un factor de incremento. Varios estudios concluyen que la energía liberada en la combustión de baterías de ion litio depende de varios factores como: tamaño y tecnología de la batería, estado de carga, energía almacenada y características constructivas. Un estudio llevado a cabo en la Universidad de Ciencia y Tecnología en Hefei (China) sobre el efecto que tiene el estado de carga sobre el TR en baterías de ion litio 18650 [49] concluye que la energía liberada se ve incrementada un 2,5 respecto a la energía que almacena la batería. Este estudio también concluye que a media que aumenta el SoC la energía liberada también aumenta pasando de 21,33 KJ en el caso de una celda nueva con un SoC del 25%, a 61,72 KJ en el caso de una celda nueva con un SoC del 100%.

Otro estudio llevado a cabo por el laboratorio de investigación naval de Estados Unidos [50] muestra que en función de material de la carcasa de la batería va a aportar una u otra energía a la energía total de combustión del pack de baterías. Una vez ajustada la energía de combustión teniendo en cuenta el material de la carcasa, se concluye que la energía de combustión suele tener un factor de incremento de 6 respecto a la energía almacenada en la batería.

Comparando los comportamientos frente al fuego de packs de baterías con diferentes estados de carga SoC [51], se observa que en el pack con mayor SoC aparece antes el venteo de gases, la ignición y la eyección de material. Además, la severidad de la eyección y el comportamiento durante la combustión se agravan con el aumento del SoC, lo que revela que el pack de baterías con mayor SoC presenta un comportamiento ante el fuego de mayor riesgo derivado de la inestabilidad de los materiales.

4.2.2 Ensayo de abuso eléctrico: Sobrecarga

En este tipo de ensayos, la batería/celdas se sobrecargan deliberadamente con un nivel de tensión más alto. Como resultado, la batería se va calentando hasta que rápidamente entra en estado crítico, produciéndose el TR. El ensayo de carga se va a llevar a cabo cargando una celda con una corriente (CC) de I= 10 A (se corresponde con 1/5,6C). Para realizar la sobrecarga se utiliza un cargador de corriente continua en el que se establece como dato de alimentación 10 A. Se va a realizar la medición de la intensidad, del voltaje y de la temperatura durante todo el ensayo.

En este ensayo se van a ensayar las celdas tipo pouch con índice de carga del 100%. a distintas temperaturas ambiente. Se espera en un futuro ampliar dichos ensayos para distintos índices de carga de dichas celdas pouch. Hay que tener en cuenta que la temperatura ambiente va variando ya que no es controlada, porque lo que se intenta reproducir es una condición real de sobrecarga de un vehículo eléctrico.

Se va a analizar el efecto de la sobrecarga sobre las celdas pouch ensayadas simulando su comportamiento en condiciones a las que puede operar a temperatura ambiente y a una temperatura más baja. El objeto es analizar el comportamiento a temperatura ambiente de una celda pouch que falla debido a una sobrecarga, ya que el comportamiento de las baterías de ion litio en circunstancias adversas se ha analizado y es bien conocido, pero también pueden producirse fallos en condiciones normales. Por este motivo este ensayo se realiza manteniendo la celda en su rango nominal de temperatura de funcionamiento.

Celda ensayada	Tasa de Carga	Estado de carga SoC (%)	T_{amb} (°C)
Celda pouch	1/5,6C	100	aprox 40 °C
Celda pouch	1/5,6C	100	aprox 25 °C

Tabla 4.3. *Especificaciones ensayos de sobrecarga llevados a cabo sobre celdas pouch con distintos estados de carga.*

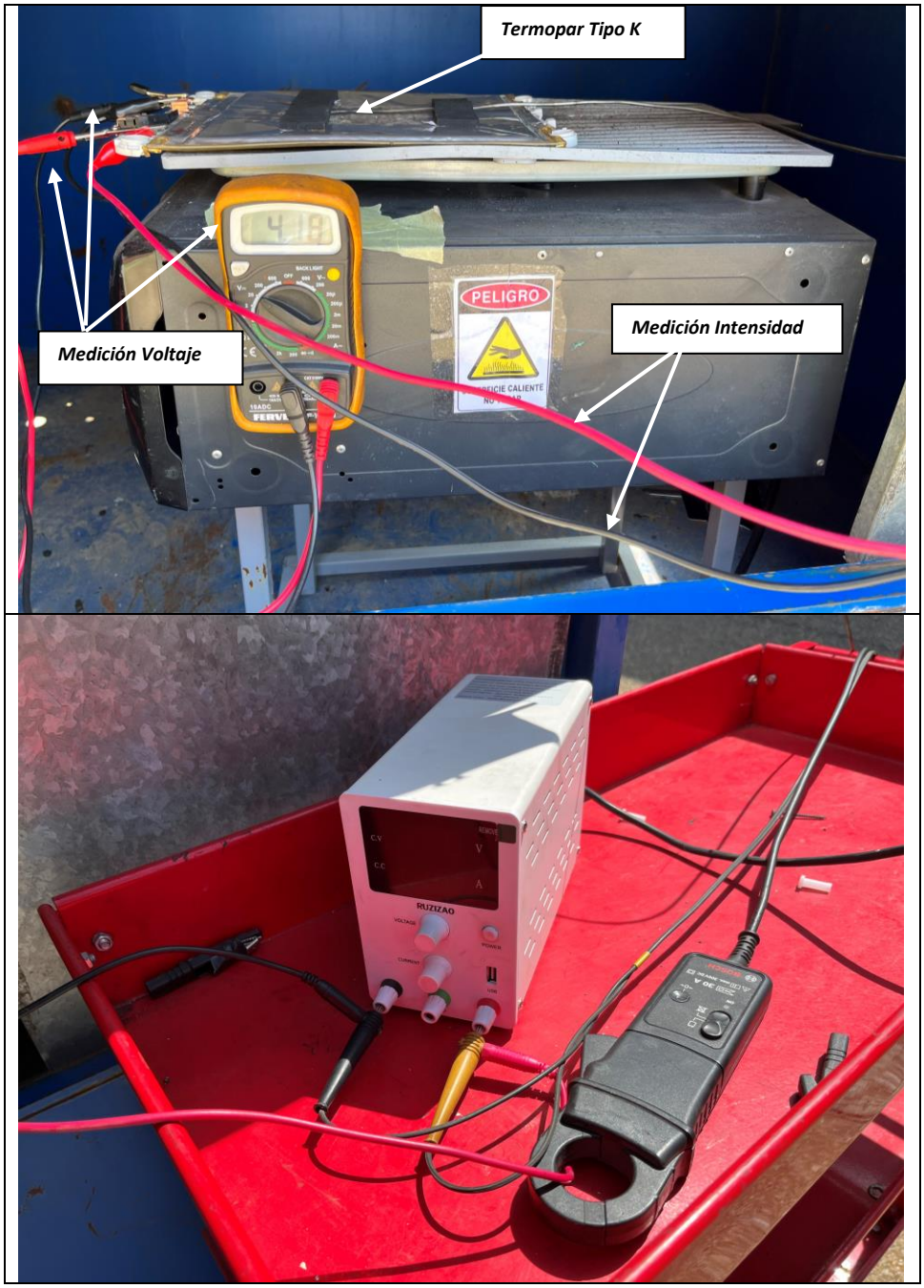


Fig. 4.4. *Imagen del set-up del ensayo de sobrecarga (arriba) e imagen del cargador utilizado para alimentar 10 A en CC (abajo).*

Se van a ensayar celdas AESC del Nissan Leaf (40 kWh), con una capacidad nominal de **56,3 Ah**. Estas celdas poseen una capacidad media-alta, por lo que un fallo por sobrecarga puede tener consecuencias importantes debido a la alta densidad energética de la celda.

El cátodo de este tipo de celdas es de NMC 523 ($LiNi_{0,50}Mn_{0,20}Co_{0,30}O_2$) y el ánodo está compuesto de carbono/grafito. La tensión nominal de la celda es de **3,65 V** con una tensión máxima de carga (CC-CV) de 4,2 V. Se cargará a 10 A como se ha indicado que corresponde a 1/5,6C, siendo C la capacidad nominal, en este caso 56,3 Ah.

El ensayo de sobrecarga controlado consiste en cargar la celda con una corriente constante (CC) de 10 A hasta 5,9 V con una fuente de intensidad, superando el valor máximo indicado por el

fabricante que es 4,2 V. Durante la prueba se midió la temperatura ambiente y también se midió la temperatura de la celda mediante un termopar (tipo K, Termopar Tipo K AISI 310 Vaina de Acero Inoxidable (que soportan valores de temperatura de hasta 1.100 ˚C puntual y 1.050 ˚C sostenido) colocado en el centro de la celda. Por otro lado, se realizó medición de voltaje conectando el equipo a los terminales de la celda y la medición de corriente.

Hay que tener en cuenta que distintos estudios[52] indican que en el caso de ciclos entre niveles extremos de SoC, la sobredescarga y la sobrecarga son los factores que más contribuyen a la degradación de la batería., por lo tanto en futuras líneas de investigación, se repetirán estos ensayos a distintos SoC para analizar cómo influye el estado de carga en un abuso de sobrecarga a distintas temperaturas ambiente.

4.2.3 Ensayo de abuso térmico: Calentamiento

Durante las pruebas térmicas, las baterías/celdas se someten a temperaturas ambientales, a temperaturas bajas o a temperaturas elevadas, y las pruebas realizadas con temperaturas elevadas en particular, conducen a un TR en la mayoría de los casos.

Para realizar ensayos por calentamiento, se instrumentalizará una de las celdas ensayadas de tal manera que se puede obtener la máxima información del comportamiento de las celdas. Para ello se dispone de termopares (tipo K, Termopar Tipo K AISI 310 Vaina de Acero Inoxidable (que soportan valores de temperatura de hasta 1.100 ˚C puntual y 1.050 ˚C sostenido) que se fijan sobre las celdas en el exterior de su carcasa o envolvente.

El calentamiento de las celdas se lleva a cabo utilizando una plancha eléctrica instrumentalizada con un termostato con control PID (control proporcional integral derivativo). También se utilizará una cámara termográfica para controlar la T de las celdas, así como un voltímetro que nos indicará en qué momento baja el voltaje de la celda, hecho que indica que la celda ya no funciona correctamente y puede deberse a que se ha iniciado la reacción de TR. Hay que tener en cuenta que, al tratarse de celdas unidas para realizar el ensayo, no se trata de un módulo comprado, por lo tanto, no disponen de BMS que gestione el comportamiento del grupo de celdas.

A continuación, se muestra la imagen del equipo utilizado para calentar las celdas:



Fig. 4.5. *Imagen de la plancha eléctrica instrumentalizada con un termostato con control PID, utilizada para los ensayos de calentamiento.*

En la siguiente tabla (Tabla 4.4) se muestra un resumen de las condiciones de ensayo y resultados obtenidos:

Celda ensayada	Disposición	Tipo de conexión	Estado de carga (SoC %)
Cilíndrica 32700	Horizontal	2 conectadas en paralelo	100%
Cilíndrica 32700	Horizontal	2 conectadas en paralelo	50%
Cilíndrica 32700	Horizontal	2 conectadas en serie	100%
Cilíndrica 32700	Horizontal	2 conectadas en serie	50%
Cilíndrica 32700	Vertical	2 conectadas en paralelo	100%
Cilíndrica 32700	Vertical	2 conectadas en paralelo	50%
Cilíndrica 32700	Vertical	2 conectadas en serie	100%
Cilíndrica 32700	Vertical	2 conectadas en serie	50%

Tabla 4.4. *Especificaciones ensayos de calentamiento llevados a cabo sobre celdas cilíndricas con distintos estados de carga y con distintos tipos de conexión.*

4.3 Resultados

En este apartado se van a analizar los resultados obtenidos en cada uno de los ensayos llevados a cabo sobre las celdas bajo restudio.

4.3.1 Resultados ensayo de abuso mecánico

A continuación, se muestran los resultados obtenidos en los ensayos de abuso mecánico llevados a cabo.

Celda ensayada	Lugar dónde se produce la perforación	Estado de carga SoC (%)	Tiempo en el que se produce el TR	Temperatura a la que se realiza el ensayo (medir $T_{ambiente}$)
Cilíndrica 32700 Celda A	Zona lateral	100	210 s	39 °C
Cilíndrica 32700 Celda D	Zona lateral	50	80 s	45 °C
Cilíndrica 32700 Celda C	Zona superior	100	75 s	44 °C
Cilíndrica 32700 Celda B	Zona superior	50	140 s	28 °C

Tabla 4.5. *Resultados ensayos mecánicos llevados a cabo sobre celdas cilíndricas con distinto estados de carga y en distintos puntos de ensayo.*

Se va a analizar en profundidad los resultados obtenidos en cada uno de los ensayos para poder extraer conclusiones.

1. **Ensayo 1: Horizontal SoC 100% (celda A)**

El ensayo se realiza sobre una celda cilíndrica 32700 en disposición horizontal con un SoC del 100%. Se coloca un termopar tipo K sobre la celda para medir su temperatura y con un voltímetro se mide el voltaje durante la realización del ensayo. Se ha preparado un utillaje para perforar dicha celda horizontalmente (en dirección perpendicular al eje longitudinal de la celda cilíndrica) con un elemento punzante, la siguiente imagen muestra el set-up del ensayo:

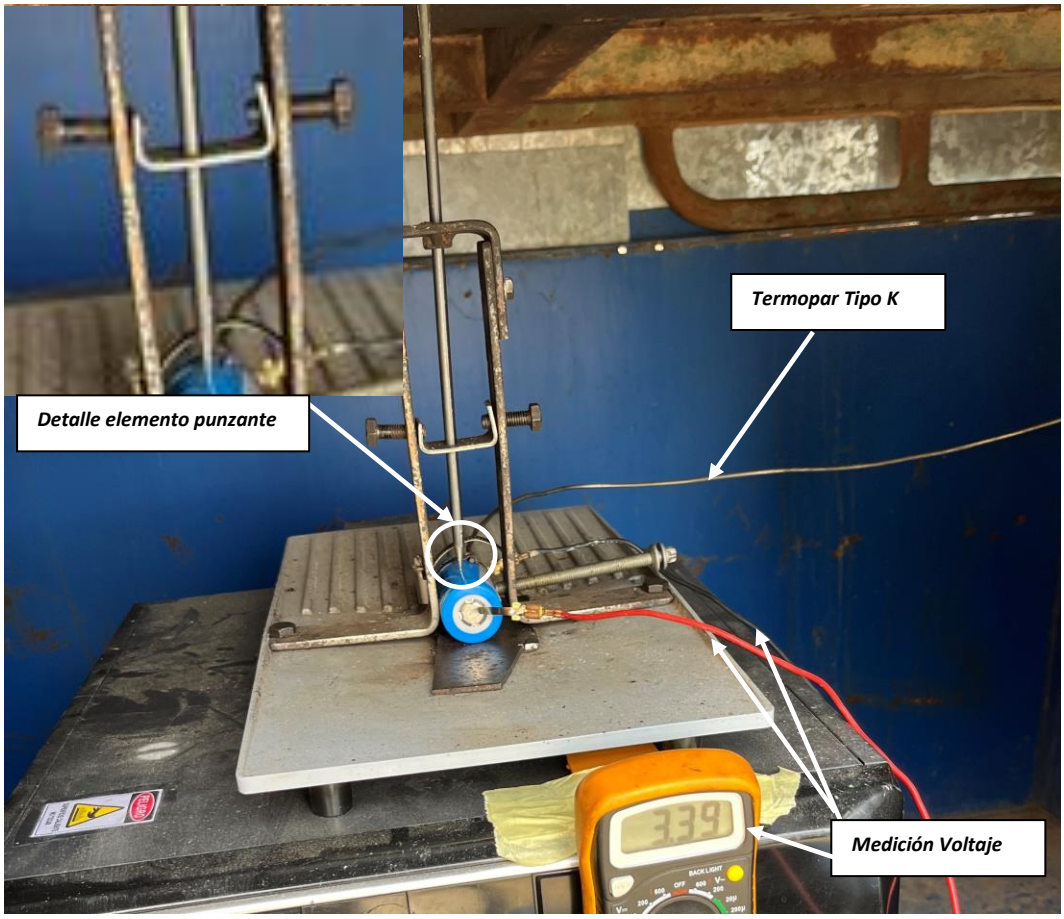


Fig. 4.6. *Imagen del set-up del ensayo de perforación con elemento punzante sobre la parte lateral de una celda con un SoC del 100%.*

A continuación, se muestran unas imágenes del estado de la celda A después de realizar el ensayo de perforación en dirección perpendicular a su eje longitudinal:

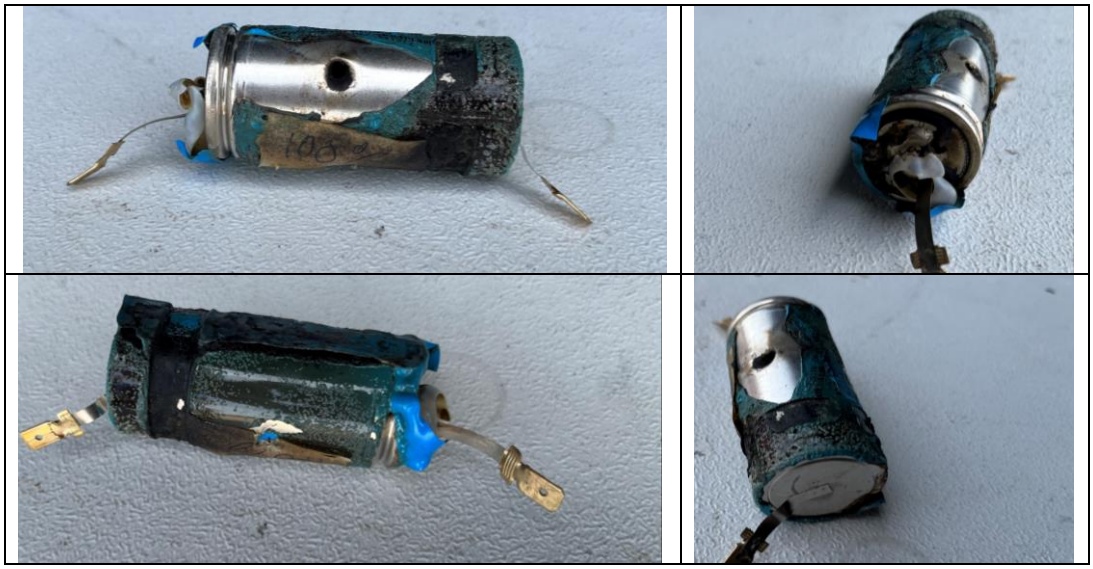


Fig. 4.7. *Se muestran imágenes del estado de la celda A tras el ensayo, dónde puede apreciarse claramente la perforación que ha experimentado.*

Durante el ensayo de penetración de una varilla en la celda en dirección perpendicular a su eje longitudinal, se observó que es necesaria cierta penetración de dicha varilla para desencadenar el proceso de TR. El venteo de la celda se produjo a través de la válvula de venteo situada en el polo positivo de la celda. Puede concluirse que es necesario un daño importante en los competentes internos de la celda para que se produzca el fallo.

La celda alcanzó una temperatura máxima de 261 °C, si se compara con otros estudios llevados a cabo sobre celdas de NMC [53] se observa que el pico de temperatura máxima es menor en el caso de las celdas de LFP (ensayada) que en el caso de las celdas NMC. En la siguiente gráfica (Fig.4.8) se observa la temperatura alcanzada por la celda A así como el comportamiento del voltaje.

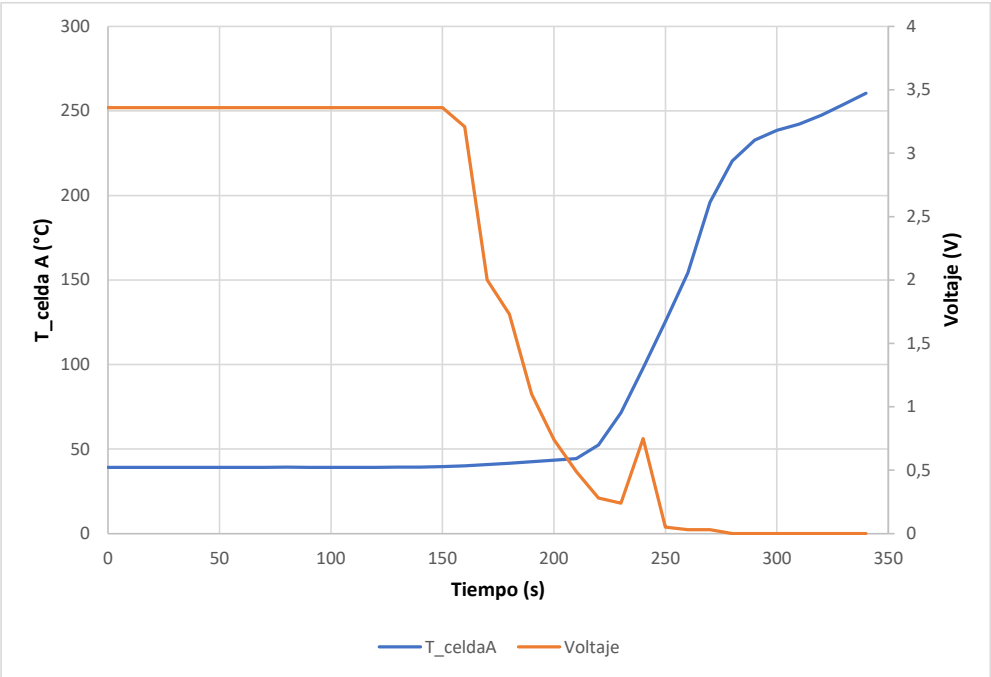


Fig. 4.8. *Temperatura y voltaje de la Celda A (SoC 100%) en función del tiempo, durante el ensayo de abuso mecánico en el que se le somete a una perforación en dirección perpendicular al eje longitudinal de la ceda hasta provocar el cortocircuito.*

En la figura anterior se observa que cuando comienza a producirse el proceso de TR, el Voltaje comienza a descender, pero no de forma abrupta, vemos a continuación una pequeña subida de voltaje que corresponde a un segundo evento, identificado por una salida más violenta de los gases y del electrolito, para después bajar a 0 V. Este pequeño pico de voltaje se corresponde también con un cambio de pendiente en la curva de la temperatura de la celda. La caída del voltaje se debe a la delaminación de los electrodos. Después de la caída de voltaje, se produce un aumento de la temperatura ya que la tasa de producción de calor es mayor a la tasa de liberación que posee.

En la figura anterior observamos que el cortocircuito no es tan abrupto como en el caso de las baterías de ion litio NMC [53].

A continuación, se muestra una imagen de la celda seccionada después de experimentar el ensayo, en el que se puede observar una importante perforación de la celda antes de que se produzca el cortocircuito, así como daños significativos en los electrodos en la zona de la perforación. También puede observarse que en este tipo de celdas la parte central es sólida, mientras que en otros tipos

de celdas esta parte central está vacía como es el caso de las celdas LG 2200 mAh, modelo ICR18650 S3.



Fig. 4.9. *Imagen de los daños en la celda A ensayada por abuso mecánico por perforación en dirección transversal al eje longitudinal de la celda.*

En la Fig.4.9, la imagen de la celda (izquierda) muestra un daño significativo del electrodo en su totalidad, sin colpaso de la cavidad central por ser sólida. La imagen en detalle del punto de perforación (derecha) muestra un daño significativo en los electrodos que lleva al cortocircuito. No se observan partículas fundidas de los materiales de los electrodos ya que la temperatura de fusión del aluminio (660 °C) y del cobre (1080 °C), es superior a la temperatura máxima alcanzada por la celda durante el proceso de TR.

A continuación, se muestran imágenes del ensayo que se corresponden a los eventos identificados como más significativos durante el ensayo de abuso mecánico llevado a cabo:

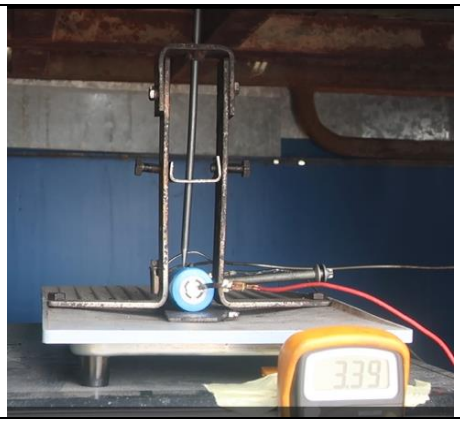
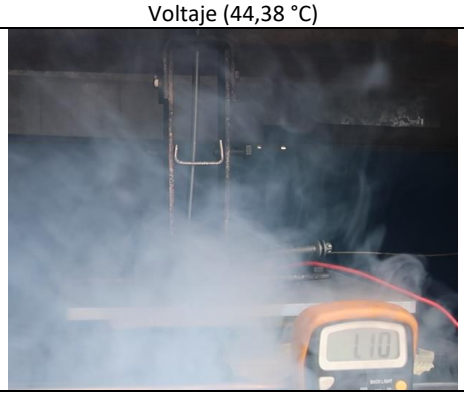
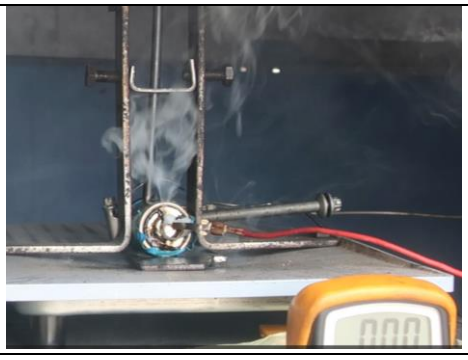
	
t= 0 s Momento inicial del ensayo (T=39,22 °C)	t=210 s Momento en el que se inicia el TR y baja el Voltaje (44,38 °C)
	
t=211 s Primera explosión (T=44,40 °C)	t=230 s Gran cantidad de humo (T=71,44 °C)
	
t= 270 s Instantes antes del segundo evento (T=196,07 °C)	t= 280 s Segundo evento (T=220,45 °C)
	
t= 320 s Voltaje cae a 0 V (T=247,51 °C)	t= 340 s A continuación, se observa salida de electrolito (T=260,51 °C)

Fig. 4.10. *Imágenes de los principales eventos que experimenta la celda A (SoC 100%) durante el ensayo de abuso mecánico (perforación en dirección perpendicular al eje longitudinal de la celda).*

Hasta que la celda no es perforada unos ciertos milímetros, no comienzan los efectos de TR, aunque la punción sea evidente, por lo que se concluye que es necesario que tenga lugar un daño

de un cierto nivel sobre los componentes internos de la celda (electrodos) para que se produzca el cortocircuito. El venteo de los gases de la celda tiene lugar a través de la válvula de venteo situada en el polo positivo. La generación de gases se debe a las reacciones y a la evaporación de parte del electrolito. Tras la salida de vapor se observa salida de electrolito. En el caso de la celda de LFP analizada, como la temperatura máxima alcanzada es menor que la temperatura de fusión del aluminio del cátodo, no se observan restos de este.

En la Fig. 4.10 se puede observar cómo se identifican dos eventos bien diferenciados, que también se identifican en la gráfica (Fig.4.8) y se observa que al final se produce una descarga total de la celda quedando a 0 V.

2. Ensayo 2: Horizontal SoC 50% (celda D)

El ensayo se realiza sobre una celda cilíndrica 32700 en disposición horizontal con un SoC del 50%. Como en los ensayos anteriores, se coloca un termopar tipo K sobre la celda para medir su temperatura y con un voltímetro se mide el voltaje durante la realización del ensayo. Se perfora la celda en dirección perpendicular a su eje longitudinal con un elemento punzante, la siguiente imagen muestra el set-up del ensayo:

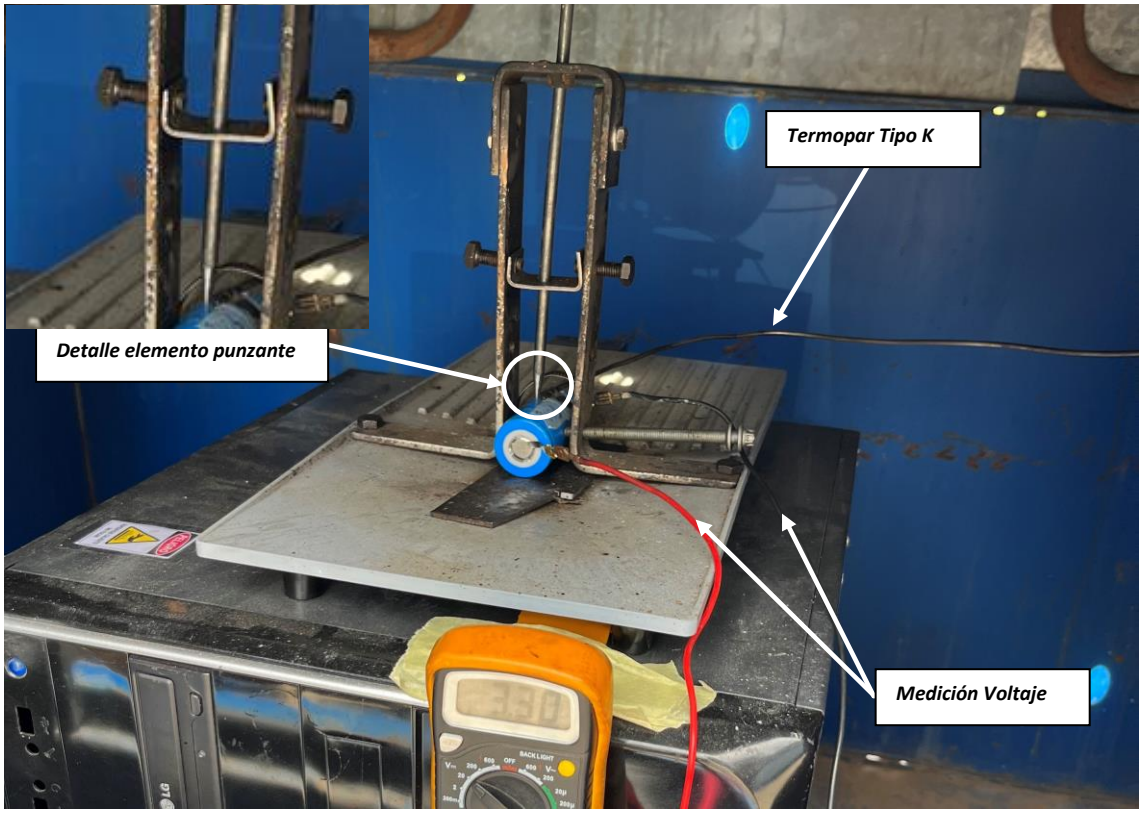


Fig. 4.11. *Imagen del set-up del ensayo de perforación con elemento punzante sobre la parte lateral de una celda con un SoC del 50%.*

En la figura anterior se observa que durante la realización del ensayo se coloca una chapa debajo de la celda ensayada, el motivo de la colocación de esta chapa es que la plancha se ha ido deformando con la realización de ensayos y sin la chapa la celda no apoya correctamente.

A continuación, se muestran unas imágenes del estado de la celda D después de realizar el ensayo de perforación:



Fig. 4.12. *Se muestran imágenes del estado de la celda D tras el ensayo, dónde puede apreciarse claramente la perforación que ha experimentado.*

Durante el ensayo de penetración de una varilla en la celda en dirección perpendicular a su eje longitudinal, se observó que es necesaria cierta penetración de dicha varilla para desencadenar el proceso de TR. Se concluye que la celda D (SoC 50%) resulta menos dañada que la celda A (SoC 100%) al someterlas al mismo ensayo de perforación en dirección perpendicular a su eje longitudinal. En el caso de la celda D, el polo positivo en el que se encuentra la válvula de venteo tan apenas esta dañado, así que se puede concluir que el volumen de gases que ha salido por dicha válvula es muy reducido o inexistente.

La celda D (SoC 50%) alcanzó una temperatura máxima de 118,26 °C, muy por debajo de los 261 °C alcanzados en el caso de la celda A (SoC 100%). En la siguiente gráfica (figura 4.13) se observa la temperatura alcanzada por la celda D así como el comportamiento del voltaje.

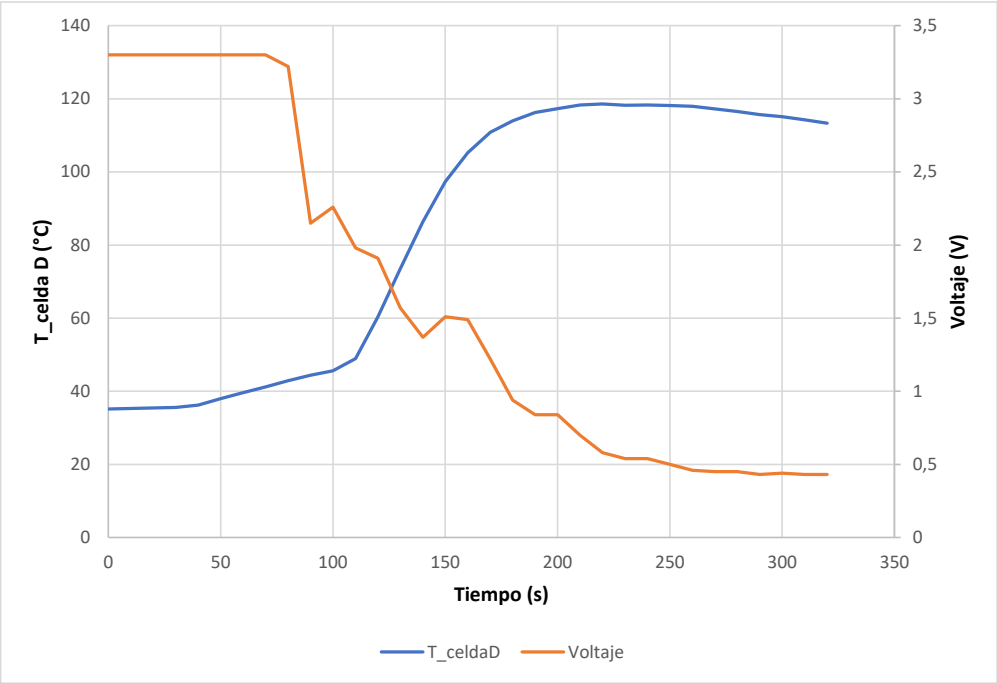


Fig. 4.13. *Temperatura y voltaje de la Celda D (SoC 50%) en función del tiempo, durante el ensayo de abuso mecánico en el que se le somete a una perforación en dirección perpendicular al eje longitudinal de la ceda hasta provocar el cortocircuito.*

Al principio se produce una caída de voltaje brusca, pero después la caída de voltaje es más suave y causa un thermal runaway acompañado de venteo de vapores calientes por la válvula de venteo en el polo positivo de la celda, sin observarse la salida de electrolito.

La caída de voltaje no es abrupta porque necesita golpearse varias veces hasta que penetra lo suficiente para producir el cortocircuito, cuando se produce dicho cortocircuito la T más rápidamente, lo que indica que se produce el TR.

En este caso el voltaje de la celda no llega a 0 V sino que se queda con 0,45 V.

A continuación, se muestra una imagen de la celda seccionada después de experimentar el ensayo, en el que se puede observar una importante perforación de la celda antes de que se produzca el cortocircuito, no obstante, no hay grandes daños en los electrodos y la celda no está calcinada.

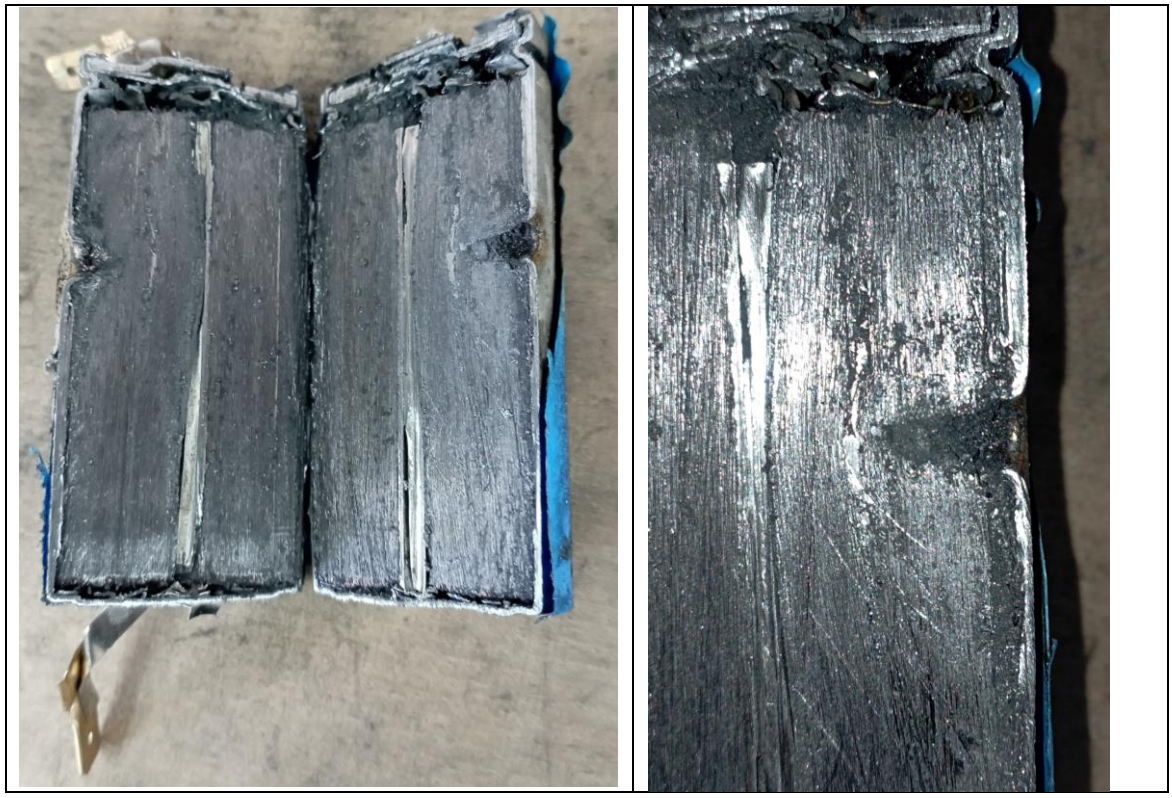


Fig. 4.14. *Imagen de los daños en la celda D (SoC 50%) ensayada por abuso mecánico por perforación en dirección transversal al eje longitudinal de la celda.*

En este caso se identifica la perforación, pero no se observan grandes daños en los electrodos que no se deban a la perforación. En este caso tampoco se observan restos del material de los electrodos fundidos.

A continuación, se muestran imágenes del ensayo que se corresponden a los eventos identificados como más significativos durante el ensayo de abuso mecánico llevado a cabo:

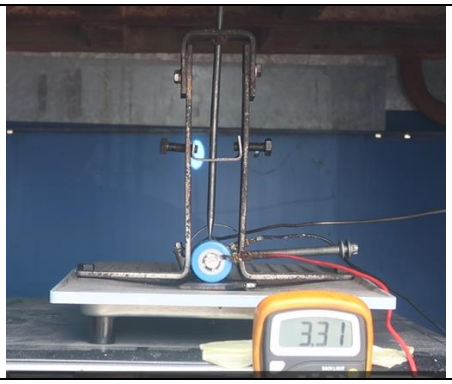
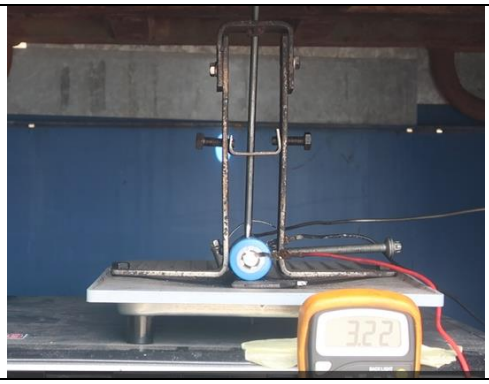
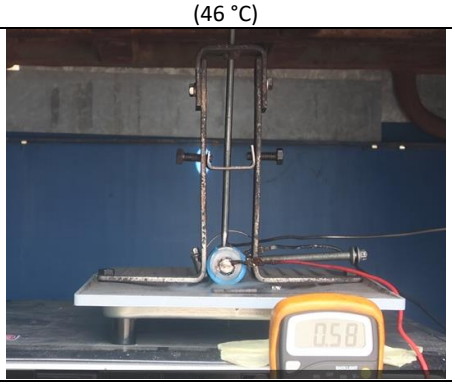
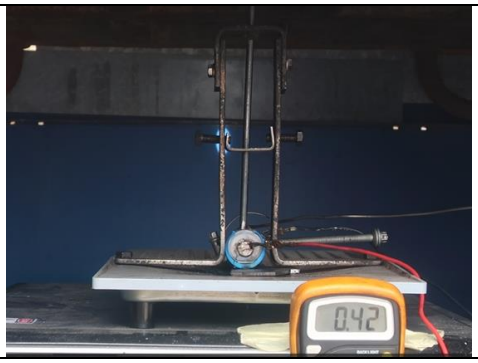
	
t= 0 s Momento inicial del ensayo (35,12 °C)	t= 80 s Momento en el que se inicia el TR y comienza a bajar el Voltaje (42,92 °C)
	
t=103 s Momento del evento y venteo de gases (46 °C)	t= 110 s Inicia TR (48,92 °C)
	
t= 220 s Momento en el alcanza la T más elevada (118,63 °C)	t= 320 s Finaliza el ensayo (113,33 °C)

Fig. 4.15. *Imágenes de los principales eventos que experimenta la celda D (SoC 50%) durante el ensayo de abuso mecánico (perforación en dirección perpendicular al eje longitudinal de la celda).*

En las imágenes anteriores se observa que los eventos que experimenta la celda D son menos intensos que los que experimenta la ceda A, no produciéndose salida de electrolito. Por lo que se concluye que la celda D (SoC 50%) experimenta unas reacciones exotérmicas más suaves que las que experimenta la celda A (SoC 100%) al someterlas al mismo ensayo de perforación en dirección perpendicular a su eje longitudinal, de este modo, se puede afirmar que, ante el mismo abuso mecánico por perforación horizontal, el comportamiento de las celdas más cargadas va a ser más peligroso.

3. <u>Ensayo 3: Vertical SoC 100% (celda C)</u>

El ensayo se realiza sobre una celda cilíndrica 32700 en disposición vertical (con la válvula de venteo en la parte inferior) con un SoC del 100%. Como en los ensayos anteriores, se coloca un termopar tipo K sobre la celda para medir su temperatura y con un voltímetro se mide el voltaje

durante la realización del ensayo. Se perfora la celda en la dirección de su eje longitudinal) con un elemento punzante, la siguiente imagen muestra el set-up del ensayo:

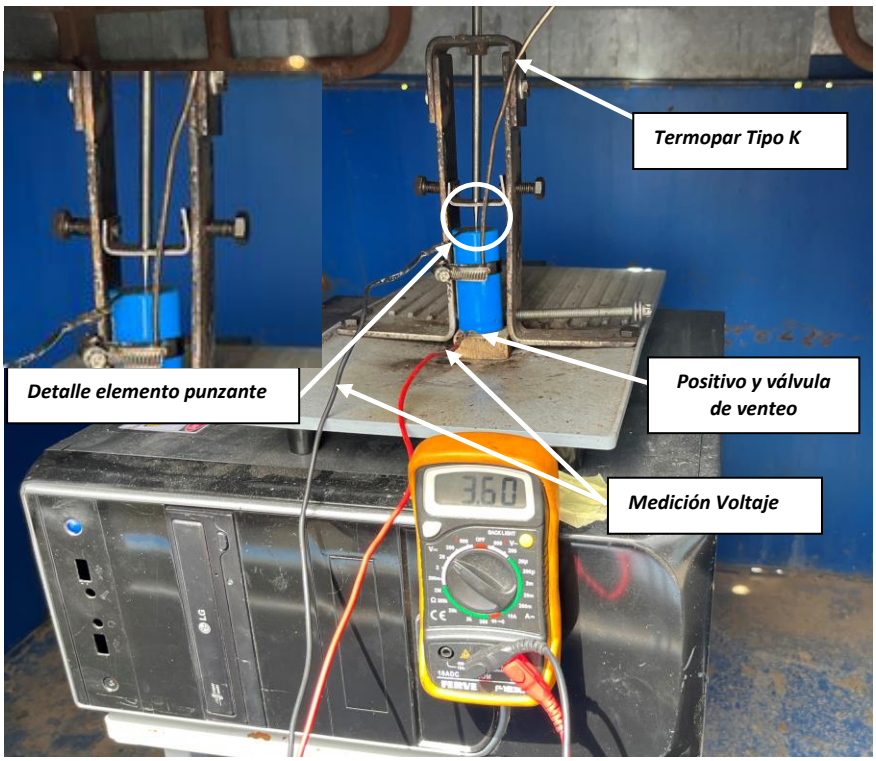


Fig. 4.16. *Imagen del set-up del ensayo de perforación con elemento punzante sobre la zona del polo negativo de una celda con un SoC del 100%.*

En este ensayo se observa que se coloca un bloque de madera para evitar que el polo positivo de la celda cortocircuite con la ceda ya que la parte superior de la celda es el polo negativo y al ser perforada, la varilla con la que se perfora también está cargada con negativo, por lo tanto, si el polo positivo entrase en contacto con la plancha metálica se produciría cortocircuito, ya que la plancha estaría cargada negativamente al entrar en contacto con la carcasa de la celda (también a negativo).

A continuación, se muestran unas imágenes del estado de la celda C después de realizar el ensayo de perforación:



Fig. 4.17. *Se muestran imágenes del estado de la celda C tras el ensayo, dónde puede apreciarse claramente la perforación que ha experimentado.*

Durante el ensayo de penetración de una varilla en la celda en dirección de su eje longitudinal, se observó que es necesaria cierta penetración de dicha varilla para desencadenar el proceso de TR. El venteo de la celda se produjo a través de la válvula de venteo de la celda situada en el polo positivo de la misma y que se encuentra en este caso en la parte inferior (según la disposición de la celda durante la realización del ensayo). Puede concluirse que es necesario un daño importante en los competentes internos de la celda para que se produzca el fallo.

La celda alcanzó una temperatura máxima de 326,95 °C. En la siguiente gráfica (figura 4.18) se observa la temperatura alcanzada por la celda C así como el comportamiento del voltaje.

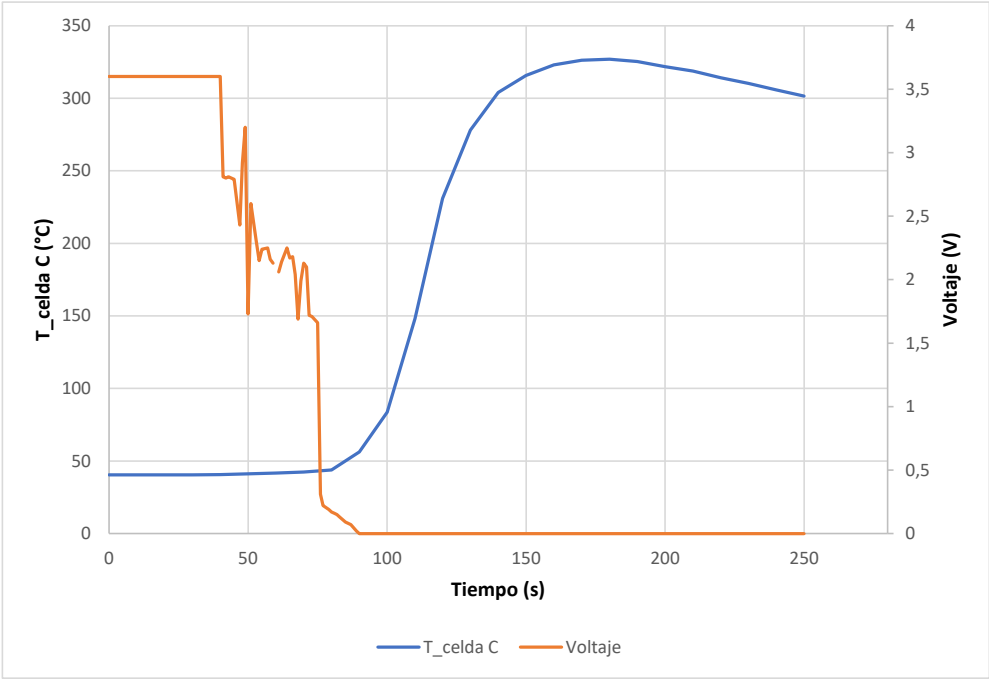


Fig. 4.18. *Temperatura y voltaje de la Celda C (SoC 100%) en función del tiempo, durante el ensayo de abuso mecánico en el que se le somete a una perforación en dirección del eje longitudinal de la ceda hasta el cortocircuito.*

La caída de voltaje al principio cuando se golpea la celda es abrupta hasta 2,43 V pero luego vuelve a subir antes de la primera explosión, en la que baja el voltaje hasta que vuelve a explotar y ya se produce el Thermal Runaway y desciende el voltaje hasta 0 V a la vez que sube la temperatura. En este ensayo se aprecia claramente como salen los gases por la parte inferior de la celda (según la disposición del ensayo) dónde se encuentra la válvula de venteo.

A continuación, se muestran imágenes del estado de la celda tras el ensayo, las imágenes de las primeras muestran el estado en la parte superior (polo negativo), lugar por dónde se perfora la celda. Mientras que las siguientes imágenes, muestran el estado de la celda en dirección longitudinal, en el que se puede observar el daño producido por la perforación, así como el estado de calcinación de la celda. También puede apreciarse un daño en la dirección transversal de la celda, pero este probablemente ha sido producido por el dispositivo de sujeción de la celda para que no se desplace durante el ensayo.

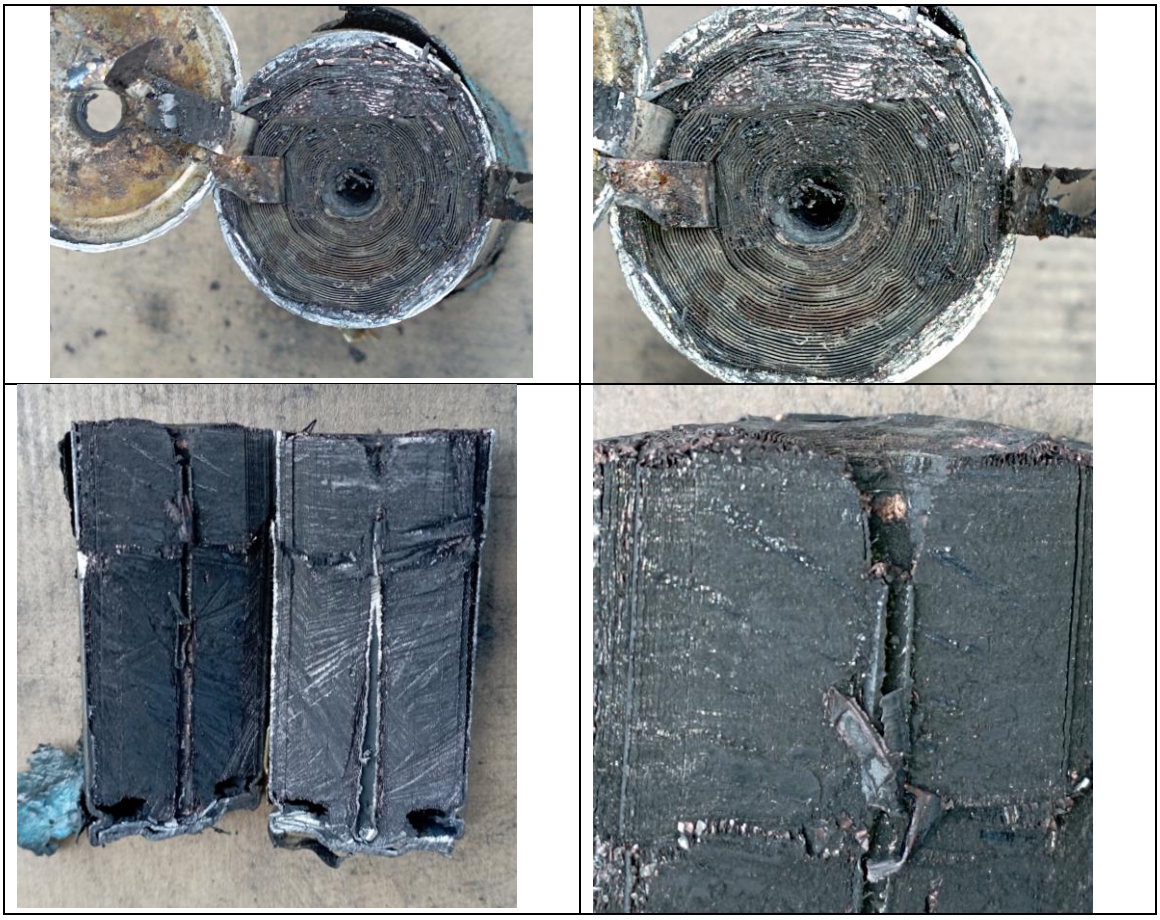


Fig. 4.19. *Imagen de los daños en la celda C ensayada por abuso mecánico por perforación en dirección del eje longitudinal de la celda.*

A continuación, se muestran imágenes del ensayo que se corresponden a los eventos identificados como más significativos durante el ensayo de abuso mecánico:

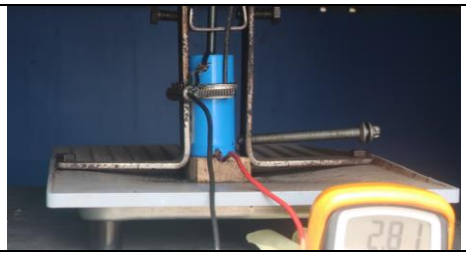
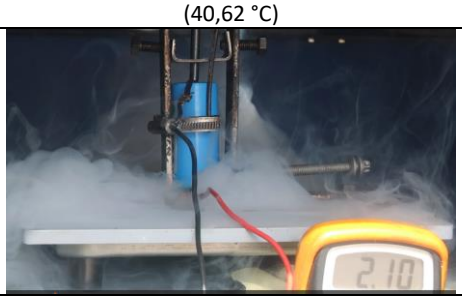
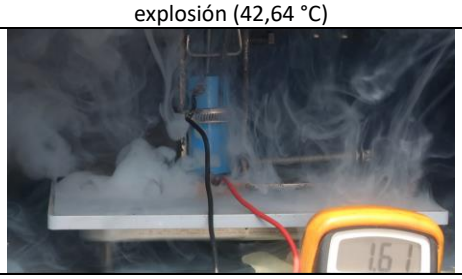
	
t= 0 s Momento inicial del ensayo (40,41 °C)	t= 41 s Momento de introducción máxima de la varilla (40,62 °C)
	
t=50 s Instante en el que se produce la primera explosión y venteo de gases (41,09 °C)	t= 71 s Instante en el que se produce la segunda explosión (42,64 °C)
	
t= 72 s Se escucha silbido de los gases saliendo por la válvula de venteo (42,79 °C)	t= 75 s Momento en el que se inicia el TR y comienza a bajar el Voltaje (43,21 °C)
	
t= 90 s Instante en el que se alcanzan 0 V (56,29 °C)	t= 180 s Instante en el que se alcanza la máxima temperatura (326,96 °C)

Fig. 4.20. *Imágenes de los principales eventos que experimenta la celda C (SoC 100%) durante el ensayo de abuso mecánico (perforación en dirección del eje longitudinal de la celda).*

4. Ensayo 4: Vertical SoC 50% (celda B)

El ensayo se realiza sobre una celda cilíndrica 32700 en disposición vertical (con la válvula de venteo en la parte inferior) con un SoC del 50%. Como en los ensayos anteriores, se coloca un termopar tipo K sobre la celda para medir su temperatura y con un voltímetro se mide el voltaje durante la realización del ensayo. Se perfora la celda en la dirección de su eje longitudinal con un elemento punzante, la siguiente imagen muestra el set-up del ensayo:

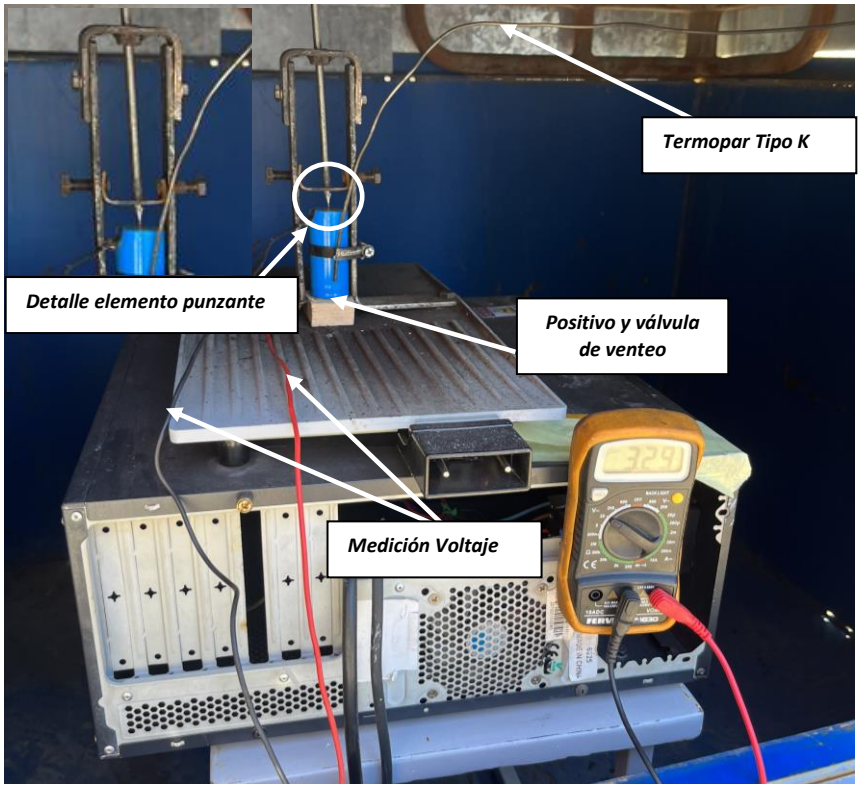


Fig. 4.21. *Imagen del set-up del ensayo de perforación con elemento punzante sobre la zona del polo negativo de una celda con un SoC del 50%.*

A continuación, se muestran unas imágenes del estado de la celda B después de realizar el ensayo de perforación:



Fig. 4.22. *Se muestran imágenes del estado de la celda B tras el ensayo, dónde puede apreciarse claramente la perforación que ha experimentado.*

Durante el ensayo de penetración de una varilla en la celda en dirección perpendicular a su eje longitudinal en el caso de esta celda con un SoC del 50%, se observó que también era necesaria cierta penetración de dicha varilla para desencadenar el proceso de TR. El venteo de la celda se produjo a través de la válvula de venteo de la celda situada en el polo positivo de la misma. Puede concluirse que es necesario un daño importante en los competentes internos de la celda para que se produzca el fallo.

La celda alcanzó una temperatura máxima de 98,39 °C, mucho menor que la temperatura máxima alcanzada por la celda C con un SoC del 100% (326,95 °C), sometida al mismo ensayo. En la siguiente gráfica (Fig. 4.23) se observa la temperatura alcanzada por la celda B así como el comportamiento del voltaje.

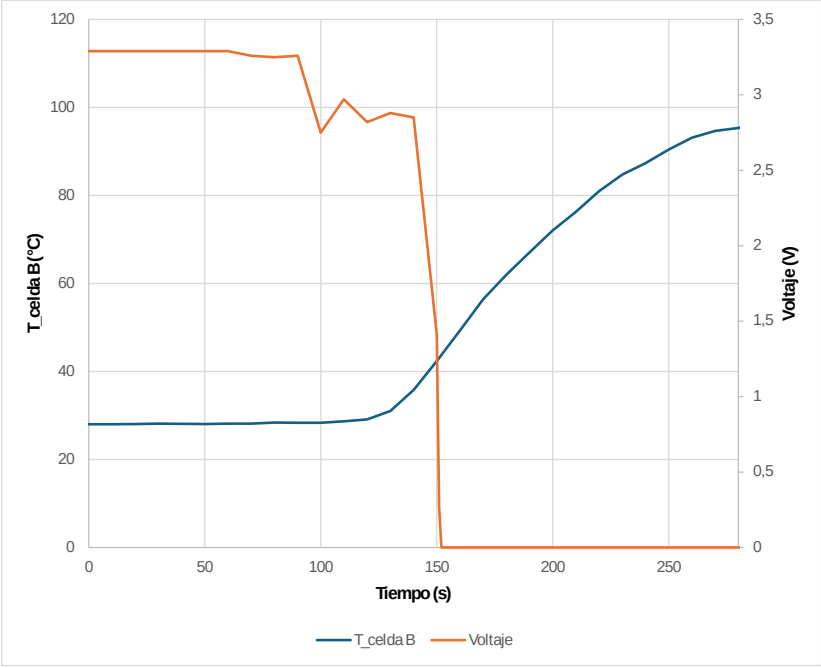


Fig. *4.23.* *Temperatura y voltaje de la Celda B (SoC 50%) en función del tiempo, durante el ensayo de abuso mecánico en el que se le somete a una perforación en dirección del eje longitudinal de la ceda hasta el cortocircuito.*

En la figura anterior se observa que cuando comienza a producirse el proceso de TR, el Voltaje comienza a descender, sin observarse subidas posteriores de voltaje, hasta que alcanza 0 V.



Fig. 4.24. *Imagen de los daños en la celda B (SoC 50%) ensayada por abuso mecánico por perforación en dirección del eje longitudinal de la celda.*

En la figura 4.24 se muestran imágenes del estado de la celda tras el ensayo, en dirección longitudinal, en el que se puede observar el daño producido por la perforación, así como el estado de los electrodos es menor que en el caso de la celda C (SoC 100% y perforada en dirección del eje longitudinal de la celda), presenta daños más acusados en la parte exterior de la zona interna. También puede apreciarse un daño en la dirección transversal de la celda, como en el caso de la celda C, pero este probablemente ha sido producido por el dispositivo de sujeción de la celda para que no se desplace durante el ensayo. En las imágenes se observa el colector de cobre del ánodo, apareciendo menos dañado que en el caso de la celda C ensayada. No se observan partículas fundidas de los materiales de los electrodos. En imagen de la derecha se muestra detalle del punto de perforación, pueden observarse daños en lo electrodos que llevan al cortocircuito.

A continuación, se muestran imágenes del ensayo que se corresponden a los eventos identificados como más significativos durante el ensayo de abuso mecánico:

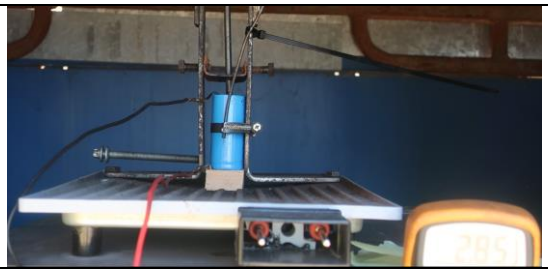
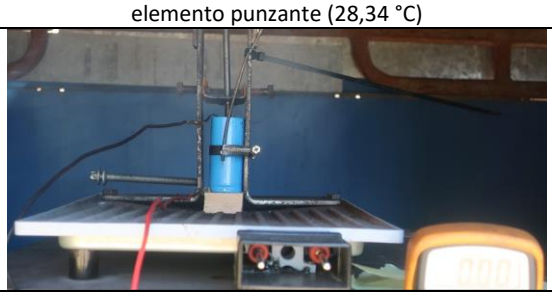
	
t= 0 s Momento inicial del ensayo (28 °C)	t= 100 s Momento de máxima penetración del elemento punzante (28,34 °C)
	
t=140 s Instante en el que el voltaje comienza a bajar y comienza el TR (35,81 °C)	t=152 s Instante en el que el voltaje baja a 0 V (43,75 °C)
	
t= 160 s Instante en el que sale humo, se escucha pitido de la celda y se observa fuga de electrolito (49,31 °C)	t= 200 s Instante en el que se observa salida de humo y fuga de electrolito por la zona superior (72,09 °C)
	
t= 520 s Momento en el alcanza la T más elevada (98,39 °C)	t= 860 s Finaliza el ensayo (90,58 °C)

Fig. 4.25. *Imágenes de los principales eventos que experimenta la celda B (SoC 50%) durante el ensayo de abuso mecánico (perforación en dirección del eje longitudinal de la celda).*

Durante la realización de este ensayo se observa que la salida de gases y la fuga de electrolito tiene lugar por la parte superior, zona dónde se realiza la perforación en lugar de salir por la válvula de venteo, a diferencia del resto de ensayos por abuso mecánico en los que la salida de gases y electrolito se han producido por la válvula de venteo.

Se observa que en el caso de perforación en dirección del eje longitudinal estando cargada al 50% los eventos que experimenta son menos intensos que en el caso de estar cargada al 100%.

Para analizar el estado de las celdas tras los ensayos, también se realizó la medición de la resistencia interna de las mismas antes del ensayo y después del ensayo y se obtuvo lo siguiente (Tabla 4.6):

	Inicio (mΩ)	Final (mΩ)	ΔDCIR (mΩ)
Ensayo 1_celda A Horizontal 100%	7,199	1.145	1.137,80
Ensayo 2_celda D Horizontal 50%	7,280	953,3	946,02
Ensayo 3_celda C Vertical 100%	6,986	2.320	2.313,014
Ensayo 4_celda B Vertical 50%	7,500	1.505	1.497,500

Tabla 4.6. *Comparativa de la resistencia interna medida en corriente continua (DCIR) para el caso de las celdas sometidas a ensayo de abuso mecánico.*

En la tabla anterior se observa que la celda que obtiene mayor resistencia final tras el ensayo y mayor ΔDCIR (mΩ) es la celda C, por lo que solamente con la medición de la resistencia interna podemos afirmar que la celda que sufre mayores daños y está más degradada y deteriorada, es la celda del ensayo 3, celda C con un estado de carga del 100% sometida a un ensayo de perforación en dirección el eje longitudinal de la misma, en la zona del polo negativo. Y la celda que tiene menor resistencia interna tras el ensayo y menor ΔDCIR (mΩ) es la celda D por lo que es la que menos daños sufre, es la celda sometida a un ensayo de perforación en dirección perpendicular al eje longitudinal de la celda, con un estado de carga del 50%.

Para completar el análisis se va a realizar una comparativa cualitativa del estado final de las celdas tras el ensayo, se muestran en la siguiente figura (Fig.4.26). Analizando el estado final de las celdas (Fig.4.26) en su zona exterior, se puede concluir que cualitativamente las celdas más afectadas son las celdas que tienen estado de carga 100%, por lo que se puede concluir que el estado de la carga es uno de los factores que mayor influencia tienen a la hora de producirse el Thermal Runaway tras un abuso mecánico por perforación.

En cuanto a la zona donde se realiza la perforación (en dirección perpendicular al eje longitudinal de la celda o en dirección del eje longitudinal de la celda), tras analizar el estado final de las celdas exterior e interiormente (Fig.4.27), así como la temperatura máxima alcanzada tras el Thermal Runaway (Fig.4.28), se concluye que es más peligrosa la perforación en dirección del eje longitudinal de la celda.

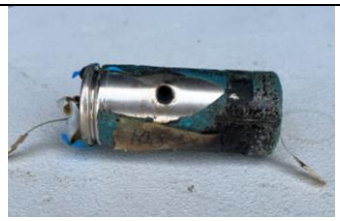
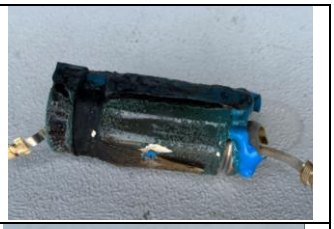
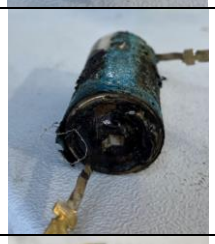
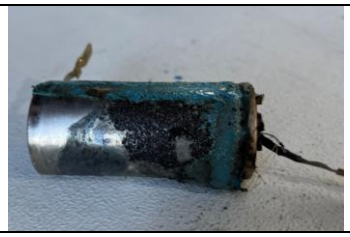
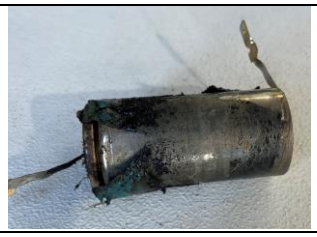
Ensayo 1: Celda A				
Ensayo 2: Celda D				
Ensayo 3: Celda C				
Ensayo 4: Celda B				

Fig. 4.26. *Comparativa cualitativa del estado final de las celdas ensayadas (analizando su exterior).*

A continuación, en las siguientes imágenes se muestra una comparativa del estado final de las celdas tras el ensayo, una vez que se han seccionado para analizar su interior (Fig.4.27).

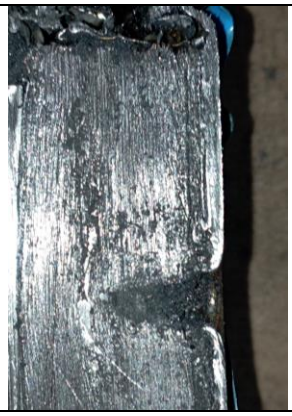
	
Celda A. Horizontal SoC 100%	*Celda D. Horizontal SoC 50%*
	
Celda C. Vertical SoC 100%	*Celda B. Vertical SoC 50%*

Fig. 4.27. Comparativa cualitativa del estado final de las celdas ensayadas (analizando su interior).

En la siguiente figura (Fig.4.28) se muestra una comparativa de las curvas de temperatura alcanzadas por las distintas celdas ensayadas. Se observa que la celda que alcanza antes una temperatura mayor tras el TR es la celda C, con un SoC del 100%, y sometida a un ensayo de perforación en dirección del eje longitudinal de la celda. Por lo que se corresponde con los resultados obtenidos al comparar el estado final de las celdas ensayadas.

La celda que alcanza el siguiente valor de temperatura máxima es la celda A, con un SoC del 100% y sometida a un ensayo de perforación en dirección perpendicular al eje longitudinal de la celda. No obstante, si se comparan las dos celdas con un SoC del 50% (celda D (perforación en dirección perpendicular al eje longitudinal de la celda) y celda B (perforación en la dirección del eje longitudinal de la celda)) se observa que tienen el mismo comportamiento, pero en este caso se obtiene peor resultado para el caso de la celda D, perforada en dirección perpendicular al eje longitudinal de la celda. Por lo que no se puede obtener conclusiones de que dirección de perforación es peor. Si tenemos en cuenta la temperatura ambiente a la que se realiza el ensayo (Tabla 4.5), al no ser una temperatura controlada se observa que tiene valores muy dispares, oscilando de los 28 °C a los 45 °C, justificando que en el caso de la celda D se obtenga una temperatura más elevada en el ensayo que en el caso de la celda B, ya que en el primer caso la temperatura ambiente casi es 20 °C mayor que en el segundo caso. Por lo que se concluye, que la peor disposición ante un fallo por abuso mecánico por perforación es que la celda/batería se encuentre cargada al 100% y que la perforación se produzca en la dirección del eje longitudinal. En la gráfica también puede observarse que la primera en alcanzar el TR es la celda C, seguida de la celda D, de la celda B y de la celda A, por lo que se concluye que en el comienzo del TR influye en gran medida la temperatura ambiente.

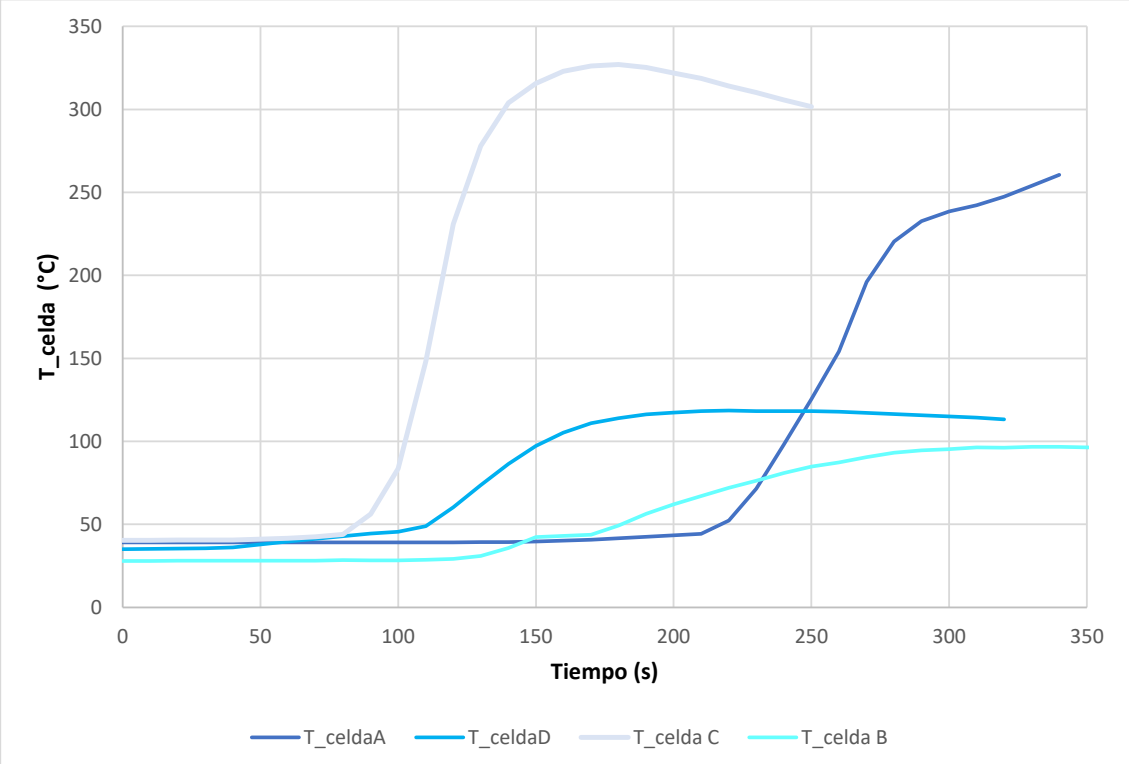


Fig. 4.28. *Comparativa de la temperatura alcanzada por las celdas durante los ensayos a los que han sido sometidas.*

A continuación, se muestra una gráfica (Fig.4.29) en la que se compara el comportamiento del voltaje de cada una de las celdas ensayadas. Se observa que, tras el ensayo, la única celda que no se queda descargada a 0 V es la celda D (SoC 50%) perforada en dirección transversal al eje longitudinal de la celda. La celda C es la primera en la que desciende el voltaje seguida de la celda D, de la celda B y de la celda A, correspondiéndose con el comportamiento de las curvas de temperatura, es decir, cuando el voltaje comienza a descender la temperatura comienza a subir.

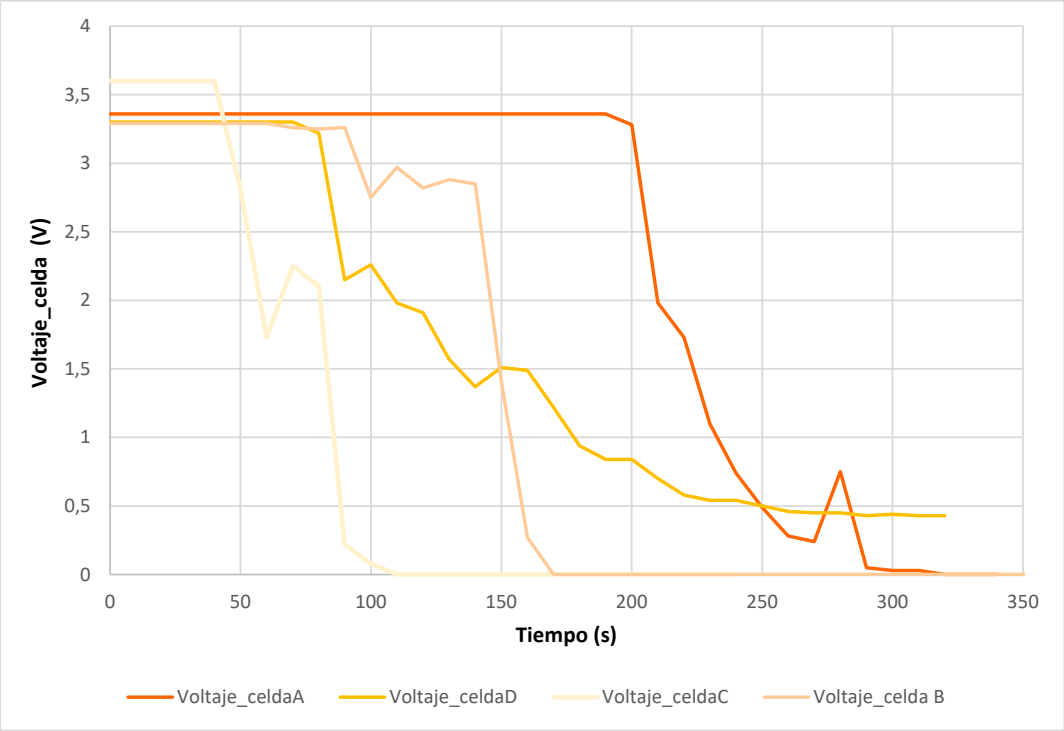


Fig. 4.29. *Comparativa del comportamiento del voltaje de las celdas durante los ensayos a los que han sido sometidas.*

Una vez comprobado, **que la disposición y situación más peligrosa ante una perforación, es la celda en disposición vertical con un SoC del 100%,** se realiza un nuevo ensayo con una celda de ion litio NMC con un SoC del 100% a la que se le ha sometido a un ensayo de perforación en dirección del eje longitudinal de dicha celda, con el objeto de poder comparar el comportamiento de una celda de LiFP con una celda de NMC, en la disposición más peligrosa ante un abuso mecánico por perforación.

A continuación, se muestran las especificaciones de la celda NMC a ensayar:

Tipo de celda	Parámetros	Imagen
Cilíndrica 18650 BT-4000	4,0 Ah, NMC 4,2 V 16,8 Wh 18,650 formato Fabricante: DigiVolt	

Tabla 4.7. *Especificaciones técnicas de la celda NMC utilizada en el ensayo de perforación en dirección longitudinal de dicha celda.*

5. Ensayo 5: Vertical SoC 100% (celda ion litio NMC)

El ensayo se realiza sobre una celda cilíndrica 18650 en disposición vertical (con la válvula de venteo en la parte inferior) con un SoC del 100%. Como en los ensayos anteriores, se coloca un termopar tipo K sobre la celda para medir su temperatura y con un voltímetro se mide el voltaje durante la realización del ensayo. Se perfora la celda en la dirección de su eje longitudinal con un elemento punzante, la siguiente imagen muestra el set-up del ensayo:

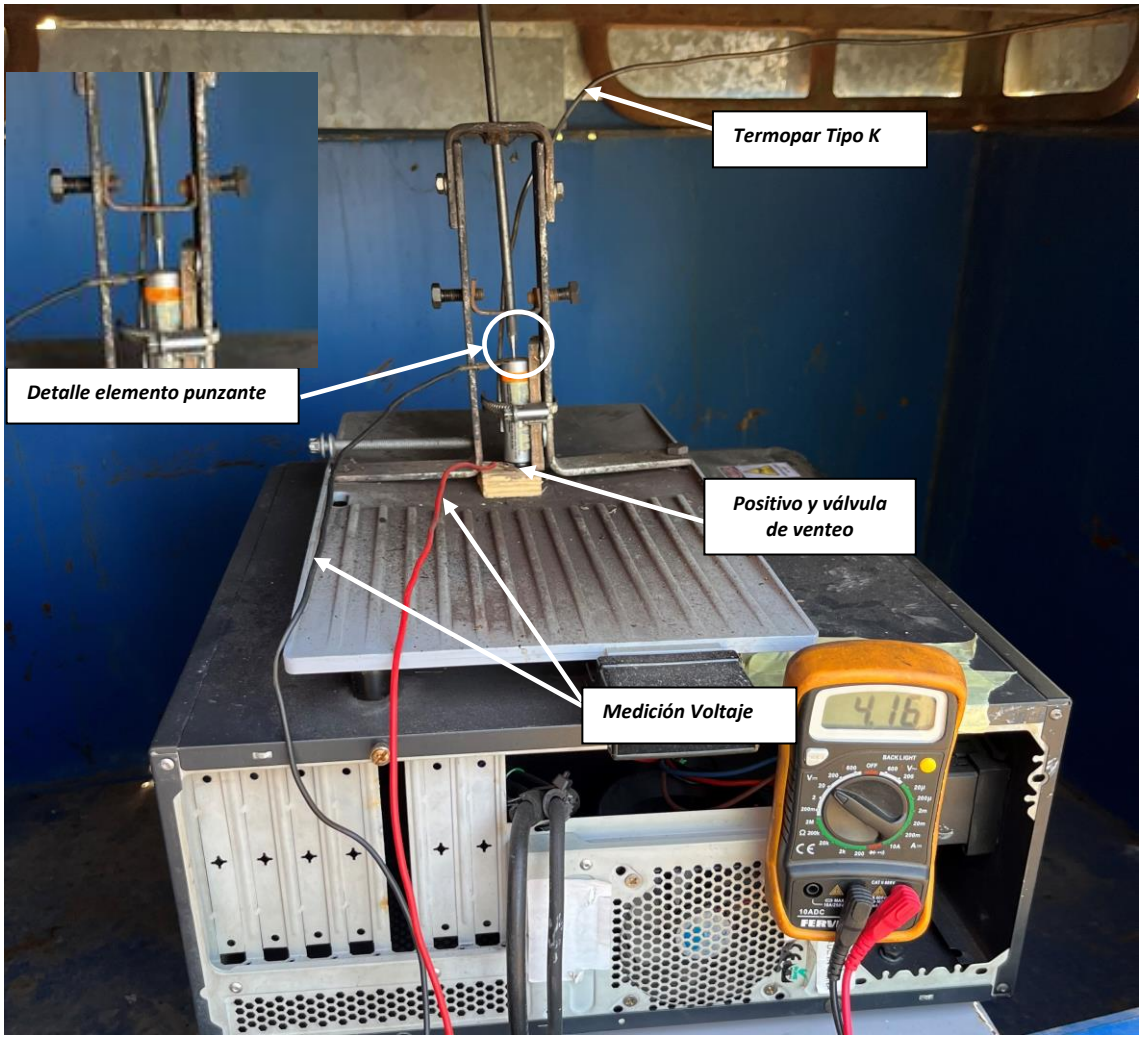


Fig. 4.30. *Imagen del set-up del ensayo de perforación con elemento punzante sobre la zona del polo negativo de una celda con un SoC del 100%.*

En este ensayo se observa que se coloca un bloque de madera para evitar que el polo positivo de la celda cortocircuite con la ceda ya que la parte superior de la celda es el polo negativo y al ser perforada, la varilla con la que se perfora también está cargada con negativo, por lo tanto, si el polo positivo entrase en contacto con la plancha metálica se produciría cortocircuito, ya que la plancha estaría cargada negativamente al entrar en contacto con la carcasa de la celda (también a negativo).

A continuación, se muestran unas imágenes del estado de la celda NMC después de realizar el ensayo de perforación:



Fig. 4.31. *Imágenes del estado de la celda NMC tras el ensayo, dónde puede apreciarse claramente la perforación que ha experimentado.*

Durante el ensayo de penetración de una varilla en la celda en dirección de su eje longitudinal, se observó que es necesaria cierta penetración de dicha varilla para desencadenar el proceso de TR, al igual que ocurrió con la celda de LFP. La mayor diferencia con la celda de LFP es el comportamiento de la celda ante el fallo por abuso mecánico. Primero explota por la parte superior (polo negativo) y no actúa primero la válvula de venteo como ocurrió en el caso de la celda de LFP. Por otro lado, después del primer evento, si que explota por la válvula de venteo (polo positivo) y tiene tal intensidad que la celda se desplaza hacia arriba, si no hubiese estado sujeta habría salido proyectada durante el ensayo. Puede concluirse que la celda de LFP es más segura que la celda de NMC.

La celda alcanzó una temperatura máxima de 288,30 °C. En la siguiente gráfica (figura 4.32) se observa la temperatura alcanzada por la celda NMC así como el comportamiento del voltaje.

La caída de voltaje al principio cuando se golpea la celda es abrupta pero como puede observarse en la Fig.4.34 esta caída de voltaje se debe a que durante el ensayo se ha soltado el cable negro conectado al polo negativo de la celda para medir el voltaje, por lo que no se puede analizar en este ensayo el comportamiento del voltaje. Si se analiza el comportamiento de la temperatura se observa que el TR comienza a los 102 s y que la temperatura máxima que alcanza son 288,30 °C.

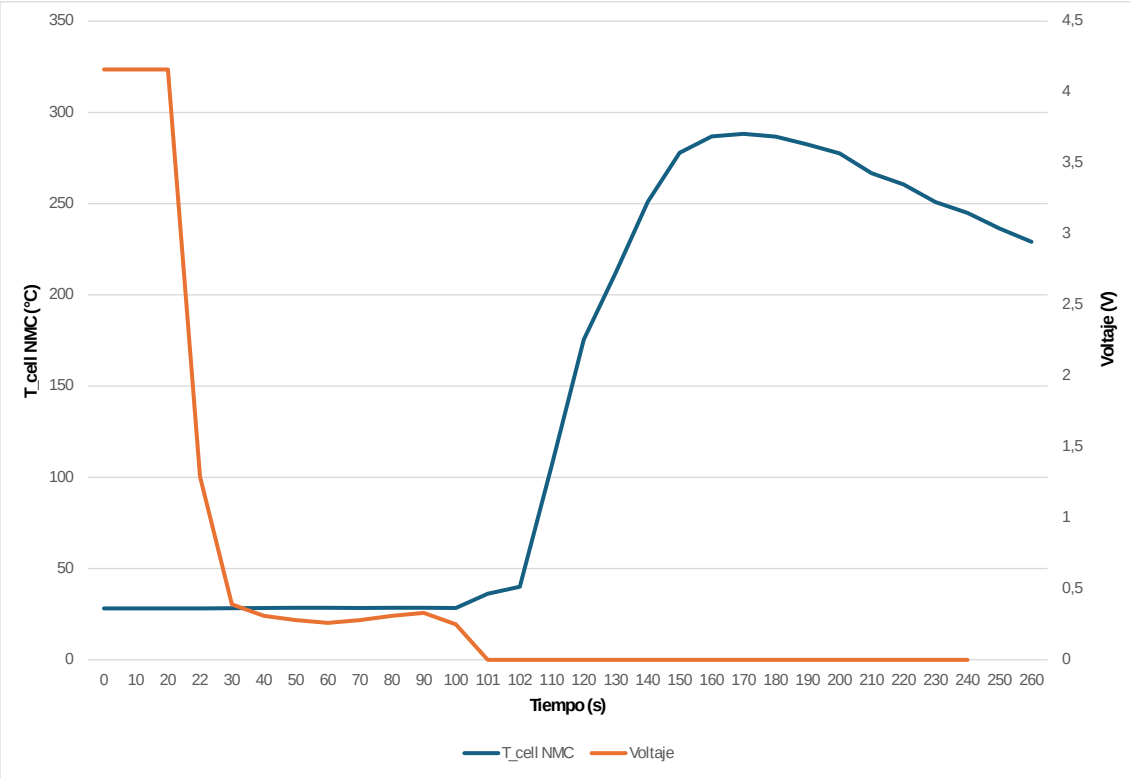


Fig. 4.32. *Temperatura y Voltaje de la Celda NMC (SoC 100%) perforada en dirección del eje longitudinal de la ceda hasta el cortocircuito.*

A continuación, se muestran imágenes del estado de la celda en dirección longitudinal, en el que se puede observar el daño producido por la perforación, así como el estado de calcinación de la celda.

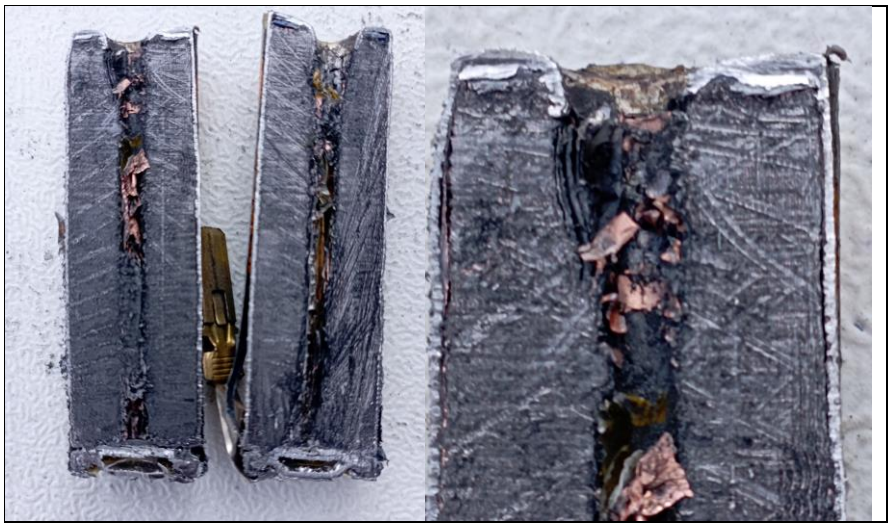


Fig. 4.33. *Imagen de los daños en la celda NMC ensayada por abuso mecánico por perforación en dirección del eje longitudinal de la celda.*

En las siguientes imágenes se compara el estado de la celda C (SoC 100%, perforación en dirección del eje longitudinal de la celda y química LFP) con el estado de la celda NMC (SoC 100%%, perforación en dirección del eje longitudinal de la celda y química NMC), tanto en el interior como en el exterior.

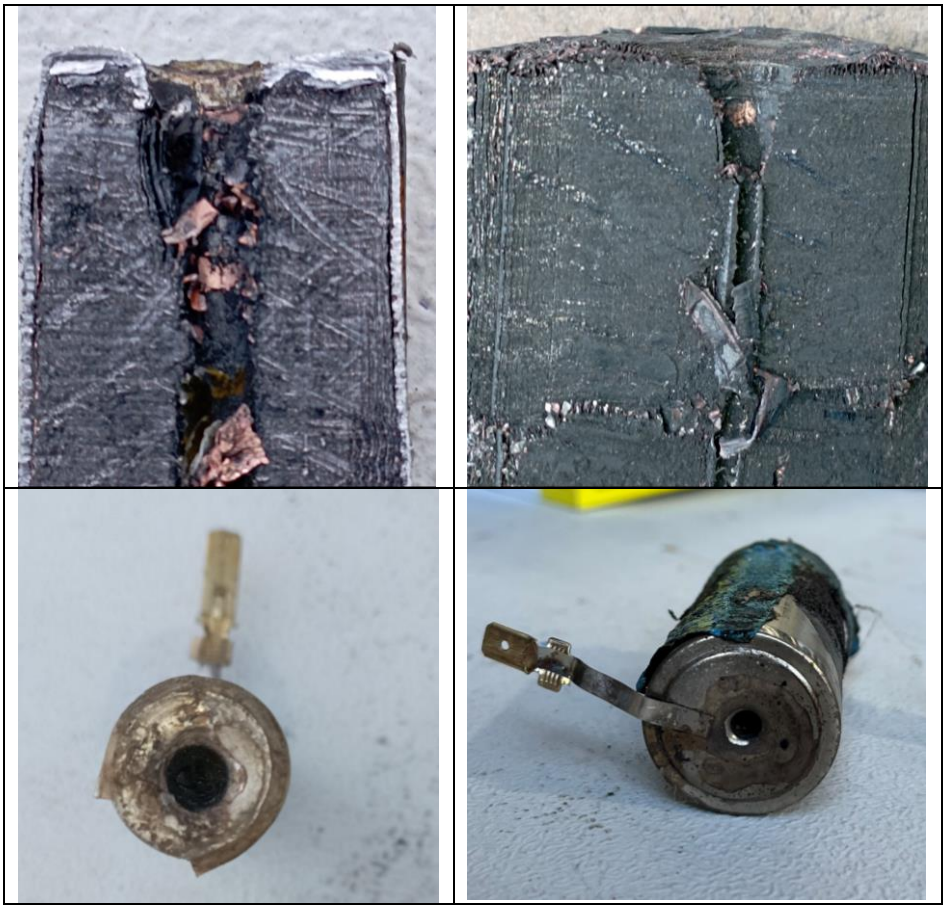


Fig. 4.34. *Comparativa cualitativa de los daños en la celda NMC (izquierda) con los daños de la celda LFP (celda C) (derecha), ensayadas por abuso mecánico por perforación en dirección del eje longitudinal de la celda.*

Se observa que la celda de LFP (Fig.4.34 derecha) está más dañada interiormente, visualmente se puede apreciar que está más calcinada que la celda de NMC (Fig.4.34 derecha), esto puede ser atribuible a que la temperatura máxima que alcanza es mayor. No obstante, para caracterizar mejor los daños habría que realizar un análisis más detallado de los compuestos generados durante la reacción que se ha tenido lugar. Por otro lado, también puede observarse que a pesar de que la varilla para realizar la perforación es la misma, el orificio resultante es mayor en el caso de la celda de NMC (Fig.4.34 derecha), esto puede ser debido a que se produce una explosión y un incendio en la parte superior. Además, también puede observarse que está más dañado el colector de cobre (del ánodo negativo) en el caso de la celda NMC que en el caso de la celda de LFP.

A continuación, se muestran imágenes que se corresponden a los eventos identificados como más significativos durante el ensayo de abuso mecánico por perforación de la celda de NMC:

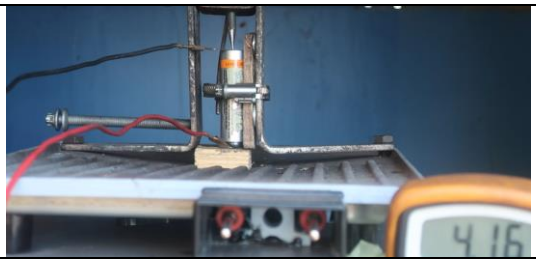
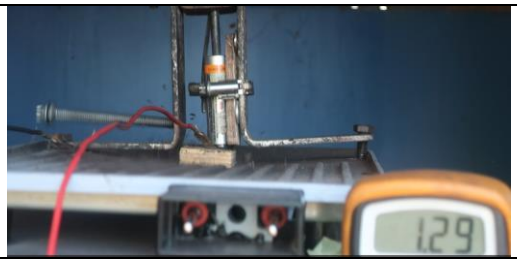
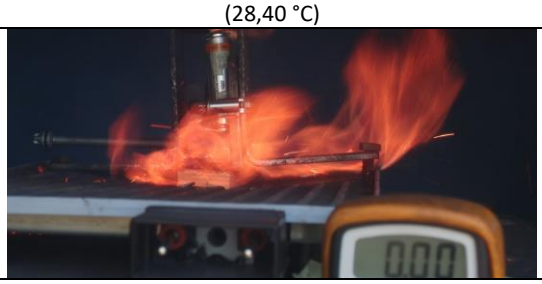
	
t= 0 s Momento inicial del ensayo (28,13 °C)	t= 22 s Momento de introducción máxima de la varilla y cuando comienza a descender el voltaje porque se ha soltado el cable negro (28,15 °C)
	
t=100 s Instante en el que se introduce más la varilla, se suelta el cable rojo y voltaje cae a 0V por este motivo (28,40 °C)	t= 101 s Instante en el que se produce salida de gases con fuego por la parte superior de la celda (36,21 °C)
	
t= 102 s Se escucha explosión parte inferior, sale humo y la celda se desplaza hacia arriba y momento en el que se inicia el TR (40,02 °C)	t= 170 s Instante en el que se alcanza la máxima temperatura (288,30 °C)

Fig. 4.35. *Imágenes de los principales eventos que experimenta la celda NMC (SoC 100%) durante el ensayo de abuso mecánico (perforación en dirección del eje longitudinal de la celda).*

En las imágenes anteriores se puede observar como la celda NMC ante un abuso mecánico por perforación llega a incendiarse mientras que la celda de LFP sometida al mismo ensayo no llega a incendiarse, solamente se produce la salida de gases por la parte inferior de la celda (según la disposición del ensayo) (Fig.4.20).

A continuación, se muestra una gráfica en la que se compara la temperatura alcanzada por la celda de LFP y por la celda NMC:

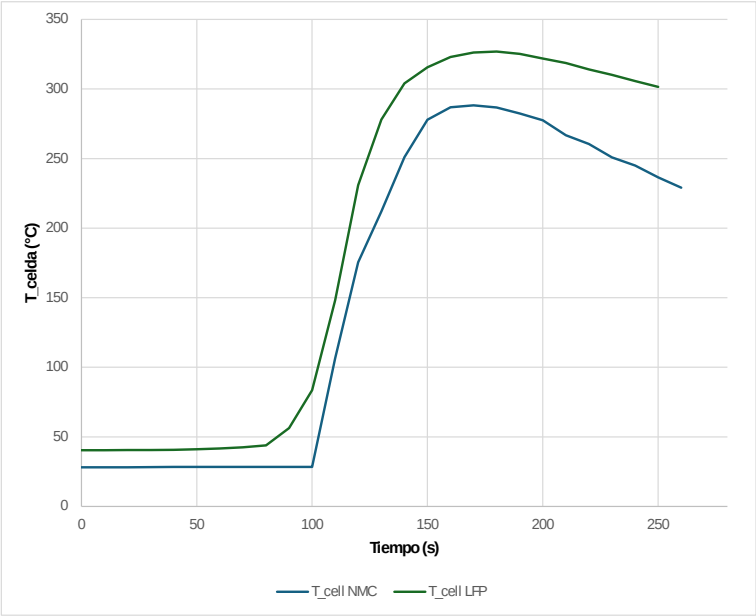


Fig. 4.36. *Temperatura de la Celda NMC (SoC 100%) y de la celda C (LFP, SoC 100%) perforadas en dirección del eje longitudinal de la ceda hasta el cortocircuito.*

La celda LFP alcanza mayor temperatura máxima y comienzan las reacciones de embalamiento térmico antes que en el caso de la celda NMC, pero hay que tener en cuenta que al realizar los ensayos a temperatura ambiente y no en una cámara climática con el objeto de reproducir condiciones reales de abuso mecánico, la temperatura ambiente era menor el día que se realizó el ensayo con la celda NMC que la temperatura ambiente del día en el que se realizó el ensayo con la celda LFP.

La diferencia del comportamiento de ambas celdas ante el mismo abuso mecánico por perforación puede explicarse porque las baterías de níquel, manganeso y cobalto (NMC) y las de litio, hierro y fosfato (LFP) difieren en varios aspectos importantes. Mientras que las baterías NMC ofrecen una mayor densidad energética y potencia específica, las baterías LFP se destacan por su seguridad, estabilidad térmica y mayor vida útil.

Las baterías LFP presentan una excelente estabilidad térmica, lo que minimiza el riesgo de fuga térmica, un fenómeno potencialmente catastrófico en el que la temperatura de la batería aumenta rápidamente, provocando un incendio o una explosión. La estabilidad química de las baterías LFP contribuye a su capacidad para soportar altas temperaturas sin comprometer la seguridad. Demuestran una menor propensión a los cortocircuitos internos, lo que reduce la probabilidad de fallos críticos.

Para explicar las diferencias apreciadas en la comparación realizada, existe un estudio que analiza el TR de celdas de LFP de distinto diámetro y se concluye que la que tiene mayor diámetro es la más peligrosa [54] por su comportamiento físico. Los peligros de las celdas 26650 $LiFePO_4$ se deben a un calor excesivo debido a cortocircuitos internos por encima de la temperatura crítica, que se atribuyeron en gran medida al colapso de la integridad del separador. Por lo tanto, el peligro de las celdas 26650 de LFP no se debe a la actividad química. Como futuras líneas de investigación se recomienda la repetición de ensayos de abuso mecánico para comparar celdas de NMC y celdas de LFP del mismo diámetro.

La temperatura máxima ($T_{máx}$) de una celda 18650 LFP normalmente es aproximadamente 250°C. El TR en este tipo de celdas se produce a temperaturas superiores a 210°C. Por lo tanto, la celda 18650 LFP es una batería más segura sometidas a abusos en comparación con otras celdas [55-57].

Por lo tanto, tras realizar la comparativa entre la celda NMC y la celda LFP sometidas al mismo abuso mecánico por perforación, se concluye que la celda NMC llega a incendiarse mientras que la celda LFP no, no obstante la temperatura máxima que alcanza la celda LFP es mayor que la que alcanza la celda NMC, esto puede deberse por un lado a que los ensayos se han realizado a temperatura ambiente y el día que se realizó el ensayo con la celda LFP la temperatura ambiente era mayor que el día que se realizó el ensayo con la celda NMC. Por otro lado, el hecho de que la temperatura máxima alcanzada sea menor en el caso de la celda LFP que en el caso de la celda NMC pude deberse a que las celdas ensayadas por abuso mecánico por perforación tienen diferente diámetro y existen estudios que indican que tamaño de las celdas influye en el comportamiento de estas ante un escape térmico. Por lo tanto, debería realizarse una comparación entre celdas de NMC y LFP del mismo diámetro, sometidas al mismo ensayo por abuso mecánico por perforación para analizar el perfil de la temperatura alcanzada.

4.3.2 Resultados ensayo de abuso eléctrico: Sobrecarga

El ensayo de abuso eléctrico por sobrecarga se llevó a cabo sobre dos celdas pouch con un estado de Carga (SoC) del 100% a diferente temperatura ambiente inicial. Estos ensayos se llevan a cabo con el objeto de evaluar los efectos de la sobrecarga en celdas en distintas condiciones de funcionamiento sin sobrepasar la temperatura máxima indicada por el fabricante.

A continuación, se muestra las especificaciones de los ensayos de sobrecarga llevados a cabo:

Celda ensayada	Tasa de Carga	Estado de carga SoC (%)	Temperatura ambiente	Temperatura máxima de la celda
Celda pouch	1/5,6C	100	40 °C	62,30 °C
Celda pouch	1/5,6C	100	25 °C	43,92 °C

Tabla 4.8. *Especificaciones ensayos de sobrecarga llevados a cabo sobre celdas pouch a distinta temperatura ambiente.*

En la siguiente figura se muestra la temperatura medida durante los ensayos de sobrecarga, para las dos celdas ensayadas, después de superar la tensión nominal de 4,2 V y alcanzar 7,94 V en el caso de la primer celda ensayada y 5,94 V en el caso de la segunda celda ensayada. Se observa (Fig.4.37) un incremento rápido de la temperatura de las celdas, correspondiente al hinchado de las mismas y a la formación de gases en su interior.

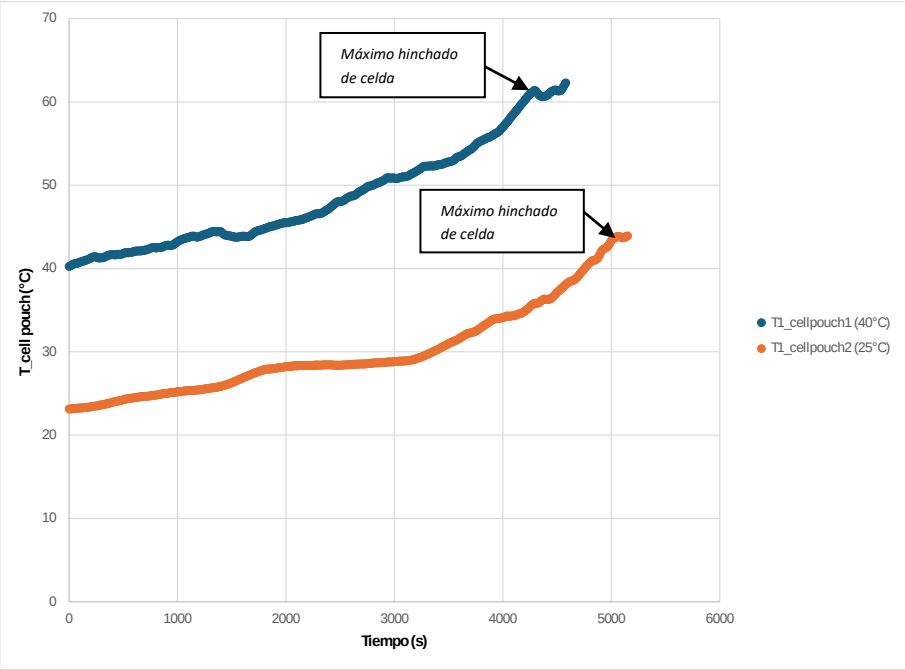


Fig. 4.37. *Perfil de temperatura alcanzada por las celdas pouch sometidas al ensayo de sobrecarga, para temperatura ambiente de 40°C y de 25 °C.*

Se deduce y comprueba que la sobrecarga de una batería se traduce en un aumento de la temperatura de la batería, su hinchamiento debido a la vaporización del electrolito o incluso la pérdida de contención y la liberación de gases al exterior, como se ha comprobado en otros estudios [58]. En el caso de la celda pouch 1 ensayada a temperatura ambiente elevada de aproximadamente 40 °C, cuando se alcanza un hinchado considerable se apaga la fuente de alimentación por seguridad, comienza a descender el voltaje, también desciende el hinchado y unos instantes después se produce un venteo de gases. Si la batería no dispone de un circuito de desconexión, interrumpiendo la corriente cuando experimente una temperatura superior a un umbral establecido (normalmente 90 °C), si no dispone de sistema de venteo de seguridad, existe la posibilidad de incendio de la batería, incluso explosión [59,60].

Se observa que durante las pruebas ninguna de las celdas se sobrecalienta por encima de los 60 °C, por lo que las celdas se mantienen por debajo de los valores aceptados (80-90 °C) como temperaturas a partir de las cuales se producen las primeras reacciones incontroladas de embalamiento térmico [61]. No obstante, los gases se producen en estas condiciones de abuso leve, sólo una vez que se alcanza la tensión de cut-off, en este caso 4,2 V.

Se concluye que si la temperatura ambiente es más elevada los efectos sobre la celda sobrecargada son más peligrosos ya que la temperatura de la celda es mayor. Por otro lado, la temperatura de la celda vemos que está aumentando desde el comienzo del ensayo ya que el ensayo está reproduciendo una carga en condiciones normales de temperatura ambiente no controlada, es decir, los ensayos no se realizan en una cámara climática en la que se controla la temperatura ambiente. En los ensayos con temperatura ambiente controlada, la temperatura de la celda no sube hasta que no se produce el cortocircuito interno debido a un fallo. Los ensayos se realizan así porque ya se han realizado ensayos con temperatura controlado, pero nunca ensayos que reproduzcan las condiciones reales en las que se realiza una carga.

A continuación, se muestran distintos instantes del ensayo de sobrecarga a $T_{ambiente}$ de 40 °C de la celda pouch 1:

	
Instante inicial del ensayo a 4,19 V	Instante en el que se comienza a apreciar cierto hinchado de la celda a 5,03 V
	
Continúa hinchándose la celda y subiendo el voltaje porque se está sobrecargando.	Continúa hinchándose la celda y subiendo el voltaje porque se está sobrecargando.
	
Continúa hinchándose la celda y subiendo el voltaje porque se está sobrecargando.	Continúa hinchándose la celda y subiendo el voltaje porque se está sobrecargando.
	
Continúa hinchándose la celda y subiendo el voltaje porque se está sobrecargando.	Instante de máximo hinchado de la celda a 7,94 V, en este momento se apaga la fuente de alimentación por seguridad y después de unos segundos se deja de registrar temperatura.
	
Instante en el que se aprecia que sin fuente de alimentación la celda se hincha y comienza el venteo de gases, esto se debe a reacciones internas que han tenido lugar en la celda.	Instante en el que la celda tras el venteo se queda estable, el voltaje es 4,51 V y la temperatura de la celda 72,1 °C.

Fig. 4.38. *Imágenes de los principales eventos que experimenta la celda pouch 1 con una temperatura ambiente de 40°C durante el ensayo de abuso eléctrico por sobrecarga.*

En la siguiente figura, se muestran distintos instantes del ensayo de sobrecarga a $T_{ambiente}$ de 25 °C de la celda pouch 2:

	
Instante inicial del ensayo a 4,12V	No se aprecia todavía hinchado de la celda
	
No se aprecia todavía hinchado de la celda	Instante en el que se comienza a apreciar cierto hinchado de la celda a 5,51 V
	
Continúa hinchándose la celda y subiendo el voltaje porque se está sobrecargando.	Continúa hinchándose la celda.
	
Continúa hinchándose la celda.	Continúa hinchándose la celda y subiendo el voltaje porque se está sobrecargando.
	
Instante de máximo hinchado de la celda a 5,70 V, en este momento se apaga la fuente de alimentación por seguridad.	Instante en el que se aprecia que sin fuente de alimentación la celda se hincha, no existe venteo, esto se debe a reacciones internas que han tenido lugar en la celda. Se detiene el ensayo

Fig. 4.39. *Imágenes de los principales eventos que experimenta la celda pouch 2 con una temperatura ambiente de 25°C durante el ensayo de abuso eléctrico por sobrecarga.*

Tras analizar los dos ensayos se concluye que cuando se alcanza el voltaje máximo debido a la sobrecarga es cuando se alcanza la temperatura máxima y cuando se alcanza el hinchado máximo de las dos celdas. Solamente en el caso de la celda ensayada por sobrecarga a temperatura ambiente de 40 °C se produce venteo de gases, mientras que en el caso de la celda ensayada a menor temperatura ambiente (25 °C) no se produce venteo de gases. También se concluye que una

vez finalizada la sobrecarga (se apaga la fuente de alimentación) las reacciones en el interior de la celda siguen ocurriendo, llegando a hinchar de nuevo a las celdas porque en las reacciones que tienen lugar se producen gases.

En la siguiente figura se muestra una celda de referencia en el estado original antes de ser ensayada.



Fig. 4.40. *Imagen de la celda pouch en estado original que se va a utilizar en los ensayos de sobrecarga.*

A continuación, se muestra una comparativa del estado de las celdas pouch ensayadas en distintos instantes de máximo hinchado durante el ensayo:

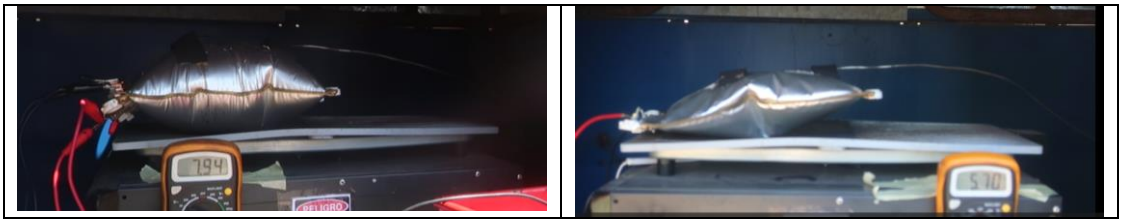


Fig. 4.41. *Estado de la celda pouch 1 (izquierda) y de la celda pouch 2 (derecha) en el instante de máximo hinchado, momento en el que se apaga la fuente de alimentación.*

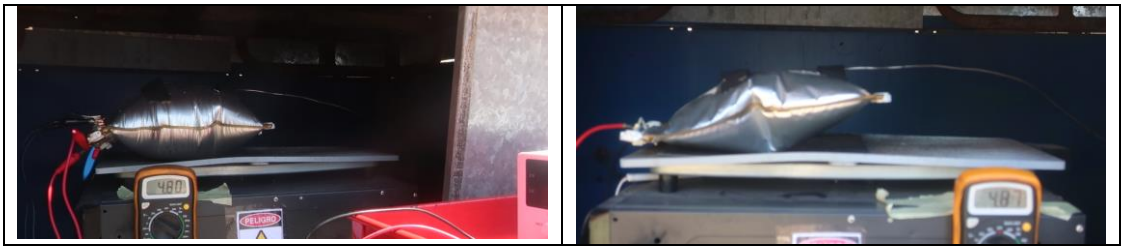
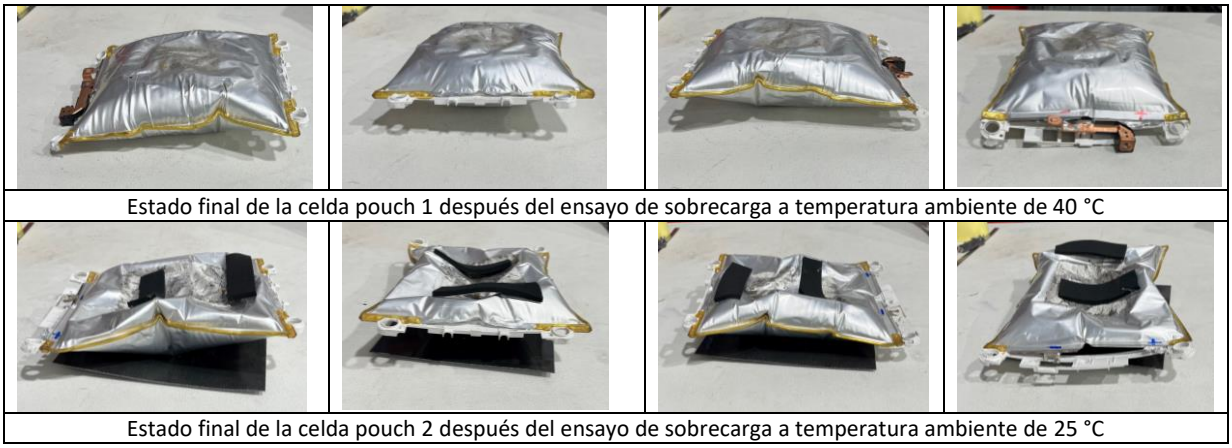


Fig. 4.42. *Estado de la celda pouch 1 (izquierda) y de la celda pouch 2 (derecha) en el Instante de máximo hinchado tras apagar la fuente de alimentación.*

Tanto en la Fig.4.41 como en la Fig.4.42 se aprecia que la celda pouch 1 ensayada por sobrecarga a una temperatura ambiente de 40 °C está más hinchada que la celda pouch 2 ensayada por sobrecarga a una temperatura ambiente de 25 °C. Además, el voltaje máximo que alcanza es mayor en el caso de la celda pouch 1 antes de quitar la fuente de alimentación, a pesar de utilizar la misma fuente de alimentación en los dos ensayos.

A continuación, se muestran imágenes del estado de las celdas pouch ensayadas, un día después de realizar el ensayo:



Estado final de la celda pouch 1 después del ensayo de sobrecarga a temperatura ambiente de 40 °C

Estado final de la celda pouch 2 después del ensayo de sobrecarga a temperatura ambiente de 25 °C

Fig. 4.43. *Estado final estable de la celda pouch 1 y pouch 2 un día después del ensayo de sobrecarga.*

Se analiza el estado de las celdas ensayadas al día siguiente de la realización del ensayo (Fig.4.43) con el objeto de estudiar cuál ha sido la evolución de su estado. Se concluye, que una vez que la celda ensayada está estable, el hinchado de la celda pouch ensayada por sobrecarga a mayor temperatura, es mayor que en el caso de la celda pouch ensayada a menor temperatura.

Que las celdas estén más o menos hinchadas, se debe a la cantidad de gas que se produce, y esta cantidad de gas está directamente relacionado por la capacidad, la densidad de energía y el SoC de la celda. Además, el aumento de estos parámetros conduce a un TR más severo [62,63].

También la velocidad de carga influye en la magnitud de la formación de gas: la celda puede explotar con una corriente elevada, mientras que sólo se hincha con una corriente pequeña [64].

Con respecto a los datos de la bibliografía, observamos concentraciones más bajas de dióxido de carbono, a favor de concentraciones más altas de hidrógeno, especialmente en el caso de la célula sobrecargada a temperatura ambiente (14% y 69% para CO_2 y H_2, respectivamente). Por el contrario, los resultados obtenidos para la celda sobrecargada a 50 ° C (33% y 35% para CO_2 y H_2, respectivamente) [65] parecen estar más de acuerdo con los valores presentados en trabajos anteriores [66-69].

A continuación, se muestra la resistencia interna de las celdas pouch ensayadas, antes del ensayo y después del ensayo, con el objeto de analizar el incremento de resistencia de las celdas en función de la temperatura a la que se ha llevado a cabo el ensayo.

	Inicio (mΩ)	**Final (mΩ)**	**ΔDCIR (mΩ)**
Ensayo 1_celda pouch1 $T_{ambiente}$ = 40 °C	1,61	191,4	189,79
Ensayo 2_celda pouch 2 $T_{ambiente}$: 25 °C	1,52	50,62	49,10

Tabla 4.9. *Comparativa de la resistencia interna medida en corriente continua (DCIR) de las celdas pouch sometidas a sobrecarga.*

Tal y como se puede ver en la tabla 4.9, la diferencia de DCIR entre las medidas al inicio de los ensayos y al final de los ensayos se observa que la celda que mayor ΔDCIR experimenta es la celda sometida a un ensayo de sobrecarga a mayor temperatura ambiente, que coincide con que es la celda que más se ha hinchado.

En un estudio llevado a cabo [70] se sometieron a sobrecarga celdas comerciales de litio polímero en una cámara climática, lo que dio lugar a una evolución gaseosa. Posteriormente se analizaron las celdas post-mortem, los gases se identificaron mediante cromatografía en fase gaseosa acoplada a un detector de conductividad térmica y se detectaron sustancias inflamables y tóxicas. Los materiales del cátodo y del ánodo se analizaron mediante microscopía de barrido electrónica y espectrometría de dispersión de energía de rayos x (EDS), mientras que la composición del electrolito se estudió por infrarrojos. Curiosamente la temperatura ambiente parecía influir en la degradación de los materiales de la celda y, por tanto, la composición del gas desprendido.

La superficie del ánodo de referencia parece homogéneo y liso y en el caso de las celdas ensayadas el ánodo no presenta roturas evidentes. Sin embargo, los ánodos envejecidos parecen ligeramente rugosos, lo que denota que puede producirse un cambio en la superficie del ánodo durante la sobrecarga. Mientras que en el caso del cátodo no se observan importantes diferencias entre la morfología de un cátodo de una celda sin ensayar y el cátodo de las celdas ensayadas.

La composición de la superficie no cambió tras la prueba eléctrica, lo que confirma que no se produjeron reacciones de degradación del material del cátodo [70].

Los ensayos de sobrecarga se llevaron a cabo sobre pilas Kokam aplicando una sobretensión de 4,7 V a diferentes temperaturas de funcionamiento inferiores a 60 °C para evitar condiciones anómalas de abuso. El resultado de la sobrecarga varió en función de las condiciones de abuso, se identificó hidrógeno como principal componente de la mezcla gaseosa emitida por las celdas a 4 y 20 °C, mientras que la concentración de CO_2 aumentó con la temperatura de la prueba de sobrecarga, también se detectaron CO e hidrocarburos con un comportamiento similar al CO_2. Además, las medidas SEM/EDS de los electrodos evidenciaron cambios apreciables en la superficie del ánodo tras la sobrecarga y la caracterización FT-IR del electrolito indicaron que el efecto del envejecimiento, en particular la degradación del electrolito se veía potenciado por el aumento de la temperatura de ensayo. El que exista en el análisis de los gases resultantes, mezclas con elevado contenido de hidrógeno, es una información muy importante desde el punto de vista de la seguridad y que puede ser muy útil para desarrollar sistemas de protección para el uso seguro de las baterías de ion litio.

Por lo tanto, se puede concluir que las condiciones ambientales en las que funciona una celda pueden afectar a la gravedad de un fallo.

Por motivos de seguridad, las baterías y por lo tanto las celdas de ion litio no debe cargarse cerca de materiales u objetos que sean inflamables. Tampoco deben cargarse en lugares dónde la temperatura sea elevada o dónde le incida directamente la luz del sol. Por otro lado, hay que tener en cuenta que durante la carga de las celdas se genera calor, por este motivo las celdas no deben cubrirse durante la carga.

El proceso de carga de la batería es importante, la elección del tipo de batería conlleva unas condiciones de funcionamiento adecuadas, así como vibraciones, garantizar la estanqueidad mediante el diseño de una carcasa de la batería y un rango de temperatura de trabajo adecuado aplicando para ello un sistema de refrigeración adecuado. Además de las condiciones climáticas, es necesario que los parámetros de carga y descarga sean los adecuados y compatibles con los requerimientos establecidos por los fabricantes. La BMS, supervisa el proceso de carga y descarga,

operando juntamente con el cargador on-boad y off-board, pero en alguna ocasión puede ser que se produzca un mal funcionamiento del cargador o de la BMS, o que se produzca un fallo por diseño. También hay que tener en cuenta que cuando el vehículo funciona con la batería cargada, y se utiliza el frenado regenerativo, podría dañar la batería por sobrecarga, al suministrar una elevada corriente a una batería ya cargada.

Por lo tanto se concluye, que el proceso de carga de la batería de un vehículo eléctrico es un aspecto muy importante que hay que considerar. La elección de un tipo u otro tipod e batería se basa en que la batería posea una condiciones de funcioamiento adecuadas, requiriendo entre otras cosas unos parámetros de carga y descarga adecuados, de esto se encarga la BMS No obstante pueden producirse fallos que conlleven a una sobrecarga.

Con estos ensayos se concluye que la sobrecarga de un vehículo eléctrico con un pack de baterías de celdas pouch (celdas ensayadas) a elevadas temperaturas, por ejemplo un día de verano al mediodía, es crítica y peligrosa.

Deberían repetirse los mismos ensayos de sobrecarga a distintas temperaturas ambiente, con distintos tipos de celdas y con distintos SoC.

4.3.3 Resultados ensayo de abuso térmico: Calentamiento

El siguiente tipo de abuso a analizar fue el abuso térmico y mediante el uso de termopares, cámara termográfica y voltímetros se determinó el tiempo y la temperatura a la que se producen los principales eventos durante el abuso térmico de las celdas ensayadas.

Según estudios llevados a cabo [71] con celdas de ion Lithium 18650 se identifican las siguientes fases:

1 Inicio del TR con producción de humo sin llama.

2 Venteo e ignición de los gases liberados, durante esta fase es visible una llama.

3 Fallo catastrófico de la celda con presencia de llama.

A continuación, se muestran los resultados de los distintos ensayos de abuso térmico llevados a cabo sobre distintas disposiciones de las celdas en cuanto a posición (vertical u horizontal) y en cuanto a conexión (conexión en serie o en paralelo), y sobre distintos estados de carga.

1. **Ensayo 1: Serie vertical SoC 100% (celda 4 abajo y celda 3 arriba)**

El ensayo se realiza sobre dos celdas cilíndricas 32700 en disposición vertical conectadas en serie y teniendo cada una de ellas un SoC del 100%. El termopar tipo K se coloca sobre la celda 4 para medir la temperatura que alcanza durante la realización del ensayo.

A continuación, se muestran unas imágenes del estado de las celdas después de realizar el ensayo de calentamiento (Fig.4.44):



Fig. 4.44. *En la primera imagen se muestran las dos celdas con el utillaje utilizado para que no se muevan durante el ensayo. En la imagen segunda y tercera se observa el estado de las celdas tras el ensayo 1.*

A continuación, puede observarse una gráfica con la temperatura alcanzada por la parrilla y la temperatura alcanzada por la celda 4 durante el ensayo, se identifican sobre las gráficas las distintas fases por las que atraviesa la celda durante el ensayo (Fig.4.45).

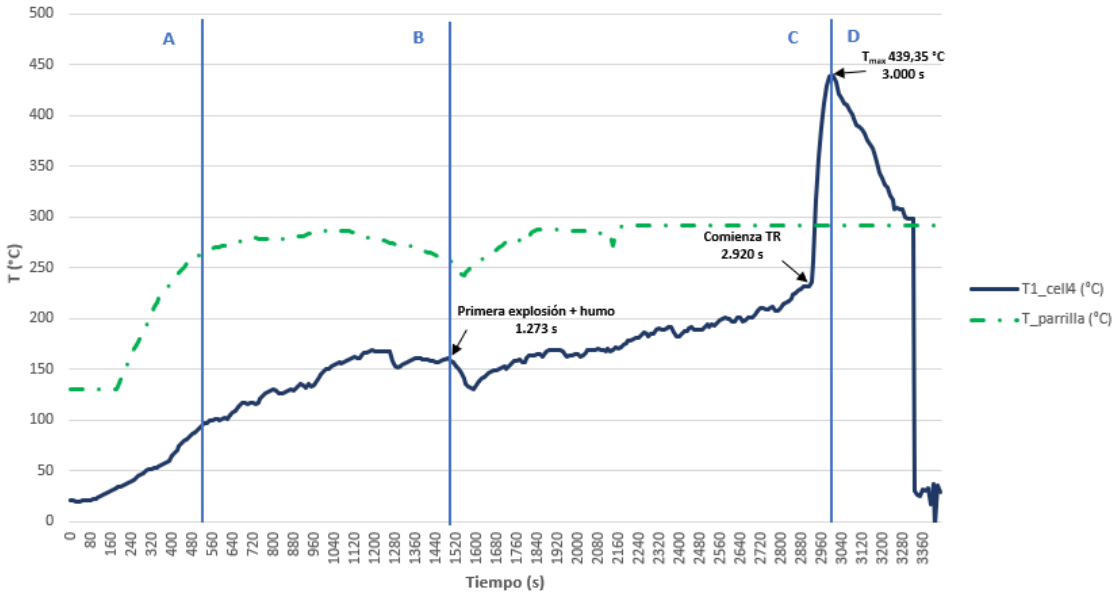


Fig. 4.45. *Temperatura de la celda 4 (línea continua) como resultado del calentamiento al colocarla sobre la plancha eléctrica (Ensayo 1).*
Las regiones indican lo siguiente: (A) temperatura de la superficie de la celda inferior a 90 °C, solamente debido al calentamiento por inducción de la plancha (B) temperatura de la celda >90 °C, calentamiento al que se le añada la contribución del calentamiento debido a las reacciones internas de la celda, (C) TR y (D) enfriamiento.

En este ensayo se tarda mucho en alcanzar el TR, porque la zona donde se realizó el ensayo en este caso no estaba totalmente resguardada del viento y el día del ensayo había mucho viento lo que hizo que la plancha no elevase la temperatura rápidamente. Por lo tanto, de este ensayo nos podemos quedar con el valor de máxima Temperatura alcanzada (439,35 °C) durante el proceso de Thermal Runaway pero no con el tiempo en el que se alcanza la temperatura máxima.

2. Ensayo 2: Serie Horizontal SoC 100% (celda 5 y celda 6)

El segundo ensayo se realiza sobre dos celdas cilíndricas 32700 en disposición horizontal conectadas en serie y teniendo cada una de ellas un SoC del 100%. Se colocan dos termopares tipo K sobre la celda 5 y sobre la celda 6, respectivamente, para medir su temperatura.

A continuación, se muestran unas imágenes del estado de las celdas después de realizar el ensayo de calentamiento (Fig.4.46):

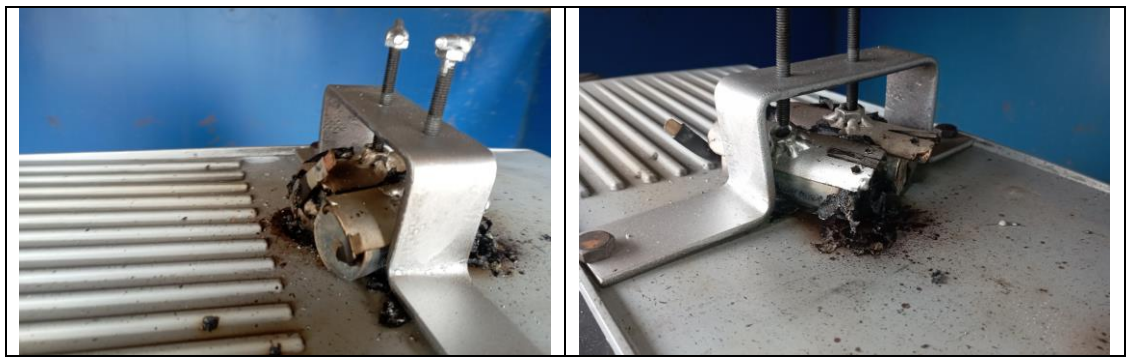


Fig. 4.46. *Imágenes del estado de las celdas tras el ensayo, colocadas con un utillaje para que no se muevan durante el ensayo 2.*

A continuación, puede observarse una gráfica (Fig.4.47) con la temperatura alcanzada por la parrilla y la temperatura alcanzada por la celda 5 y la celda 6 respectivamente, se identifican sobre las gráficas las distintas fases por las que atraviesa la celda durante el ensayo.

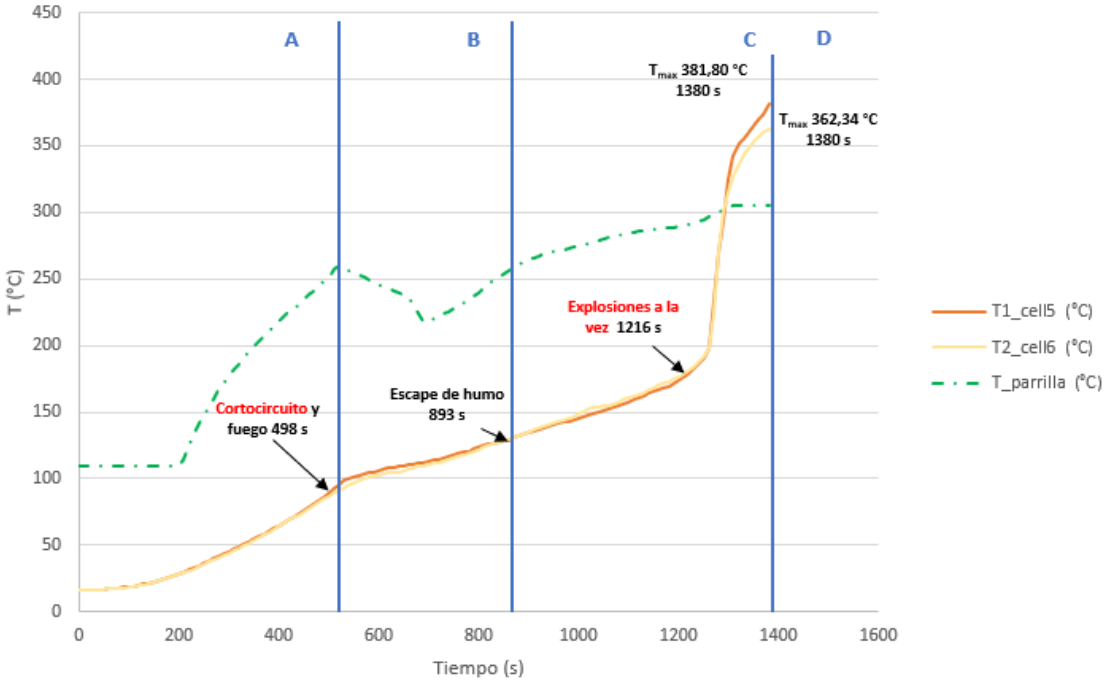


Fig. 4.47. *Temperatura de la celda 5 y de la celda 6 (líneas continuas) como resultado del calentamiento al colocarla sobre la plancha eléctrica (Ensayo 2).*
Las regiones indican lo siguiente: (A) temperatura de la superficie de la celda inferior a 90 °C, solamente debido al calentamiento por inducción de la plancha (B) temperatura de la celda >90 °C, calentamiento al que se le añada la contribución del calentamiento debido a las reacciones internas de la celda, (C) Thermal Runaway y (D) enfriamiento.

En este ensayo se alcanza antes el TR, porque la zona ya está resguardada del viento. Se observa que el perfil de temperatura es similar para la celda 5 y celda 6 al estar dispuestas horizontalmente sobre la plancha térmica. En este ensayo el valor de máxima temperatura alcanzada en el caso de la celda 5 es 381,80 °C y en el caso de la celda 6 es 362,24 °C, durante el proceso de Thermal Runaway, si bien no se registra la fase de enfriamiento.

3 Ensayo 3: Paralelo Horizontal SoC 100% (celda 9 y celda 10)

El ensayo se realiza sobre dos celdas cilíndricas 32700 en disposición horizontal conectadas en paralelo y teniendo cada una de ellas un SoC del 100%. El termopar tipo K se coloca sobre la celda 9 para medir su temperatura.

A continuación, se muestran unas imágenes del estado de las celdas después de realizar el ensayo de calentamiento (Fig.4.48):



Fig. 4.48. *En la primera imagen se muestran las dos celdas antes del ensayo con el utillaje utilizado para que no se muevan las celdas durante el ensayo. En la imagen segunda y tercera se observa el estado de las celdas tras el ensayo 3.*

A continuación, puede observarse una gráfica (Fig.4.49) con la temperatura alcanzada por la parrilla y la temperatura alcanzada por la celda 9, se identifican sobre las gráficas las distintas fases por las que atraviesa la celda durante el ensayo.

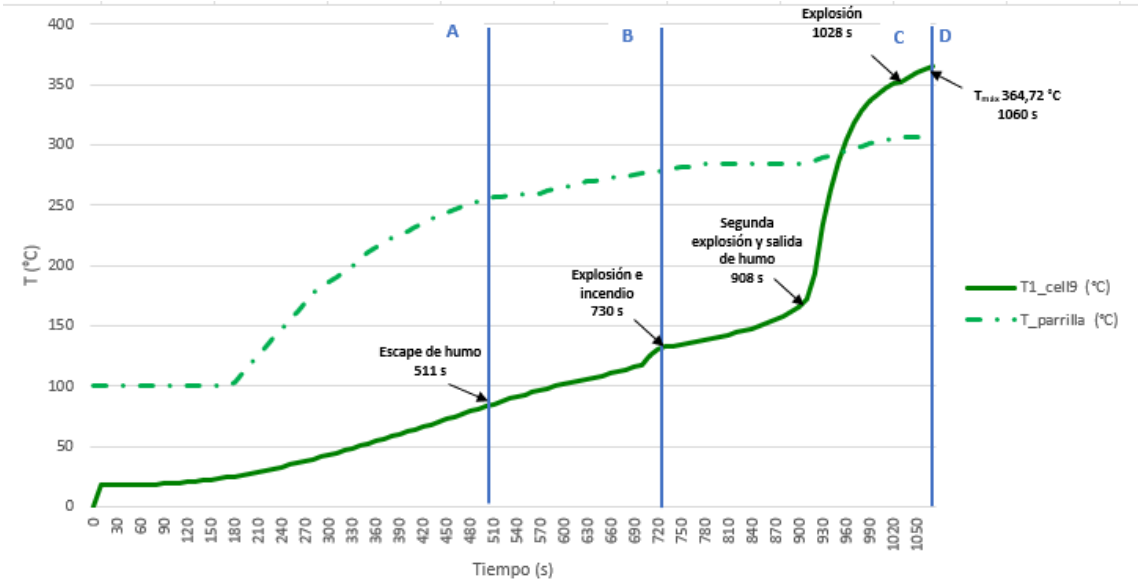


Fig. 4.49. *Temperatura de la celda 9 (línea continua) como resultado del calentamiento al colocarla sobre la plancha eléctrica (Ensayo 3).*
Las regiones indican lo siguiente: (A) temperatura de la superficie de la celda inferior a 90 °C, solamente debido al calentamiento por inducción de la plancha (B) temperatura de la celda >90 °C, calentamiento al que se le añada la contribución del calentamiento debido a las reacciones internas de la celda, (C) Thermal Runaway y (D) enfriamiento.

A partir del segundo ensayo el resto de los ensayos se realizan en un espacio que cuenta con una estructura resguardada del viento. En este caso como ya se ha observado en el ensayo 2 anterior que el perfil de la temperatura de las dos celdas colocadas horizontalmente sobre la plancha térmica es similar, en este ensayo solamente se coloca el termopar en una de las celdas en

disposición horizontal, en concreto en la celda 9. En este ensayo el valor de máxima Temperatura alcanzada en el caso de la celda 9 es 364,72 °C, durante el proceso de Thermal Runaway, aunque durante el ensayo no se registra la fase de enfriamiento. Se observa que en disposición horizontal con mismo SoC, se alcanza antes el TR si las celdas están conectadas en paralelo.

4 Ensayo 4: Paralelo Vertical SoC 100% (celda 7 (abajo) y celda 8)

El ensayo se realiza sobre dos celdas cilíndricas 32700 en disposición vertical conectadas en paralelo y teniendo cada una de ellas un SoC del 100%. El termopar tipo K se coloca sobre la celda 7 para medir su temperatura, esta celda es la que se coloca debajo y que está en contacto con la plancha.

A continuación, se muestran unas imágenes del estado de las celdas después de realizar el ensayo de calentamiento:



Fig. 4.50. *En la primera imagen se muestran las dos celdas sobre la plancha con el utillaje utilizado para que no se muevan las celdas durante el ensayo. En la imagen segunda y tercera se observa el estado de las celdas tras el ensayo.*

En las fotografías anteriores puede observarse que la celda 7 está más dañada que la celda 8 ya que es la que está más expuesta al calor y la que experimenta TR. A continuación, puede observarse una gráfica con la temperatura alcanzada por la parrilla y la temperatura alcanzada por la celda 7, se identifican sobre las gráficas las distintas fases por las que atraviesa la celda durante el ensayo.

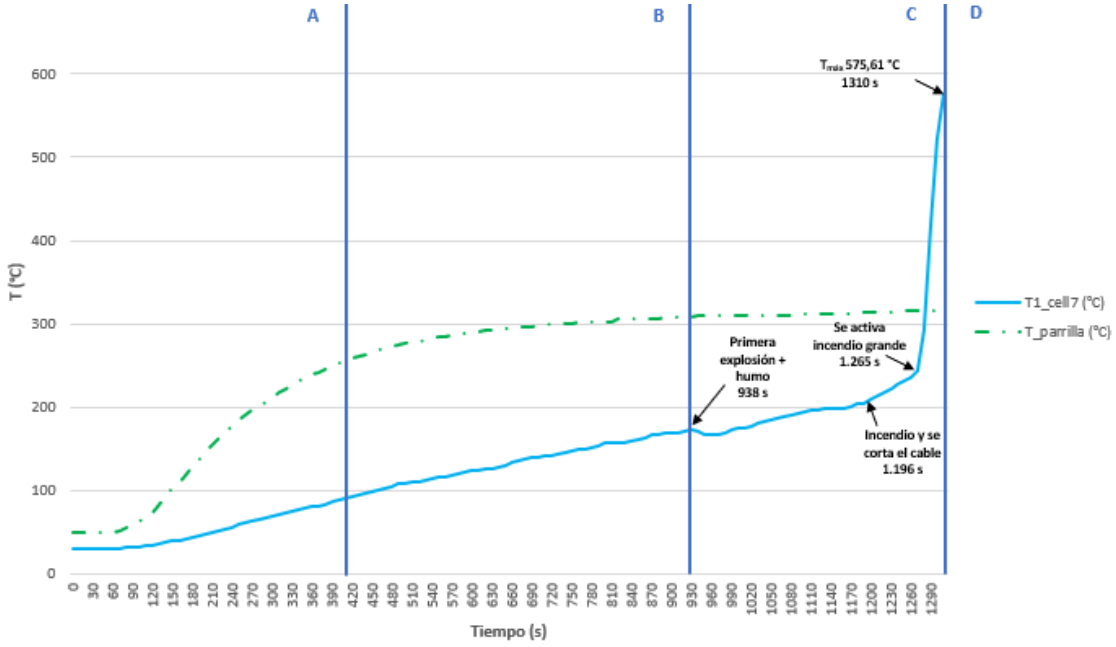


Fig. 4.51. *Temperatura de la celda 7 (línea continua) como resultado del calentamiento al colocarla sobre la plancha eléctrica (Ensayo 4).*
Las regiones indican lo siguiente: (A) temperatura de la superficie de la celda inferior a 90 °C, solamente debido al calentamiento por inducción de la plancha (B) temperatura de la celda >90 °C, calentamiento al que se le añada la contribución del calentamiento debido a las reacciones internas de la celda, (C) Thermal Runaway y (D) enfriamiento.

En este ensayo el valor de máxima Temperatura alcanzada en el caso de la celda 7 es 575,61 °C, durante el proceso de Thermal Runaway, aunque durante el ensayo no se registra la fase de enfriamiento. Se observa que en disposición vertical con idéntico SoC, en este caso 100%, la temperatura máxima alcanzada en el proceso de Thermal Runaway es mayor en el caso de estar conectadas en paralelo que en serie.

5 Ensayo 5: Paralelo Vertical SoC 50% (celda 11 (abajo) y celda 12)

El ensayo se realiza sobre dos celdas cilíndricas 32700 en disposición vertical conectadas en paralelo y teniendo cada una de ellas un SoC del 50%. El termopar tipo K se coloca sobre la celda 11 para medir su temperatura, esta celda es la que se coloca debajo y que está en contacto con la plancha.

A continuación, se muestra una imagen antes de realizar el ensayo:



Fig. 4.52. *Imagen de las celdas con un SoC del 50%, colocadas con un utillaje en disposición vertical y conectadas en paralelo sobre la plancha, antes de comenzar el ensayo de calentamiento.*

Las siguientes imágenes muestran el estado de las celdas después de realizar el ensayo de calentamiento:



Fig. 4.53. *En la primera imagen se muestran las dos celdas con el utillaje utilizado para que no se muevan las celdas durante el ensayo. En la imagen segunda y tercera se observa el estado de las celdas tras el ensayo.*

En las fotografías anteriores puede observarse que la celda 11 está más dañada que la celda 12 ya que es la que está más expuesta al calor y la que experimenta Thermal Runaway. A continuación, puede observarse una gráfica con la temperatura alcanzada por la parrilla y la temperatura alcanzada por la celda 11, se identifican sobre las gráficas las distintas fases por las que atraviesa la celda durante el ensayo.

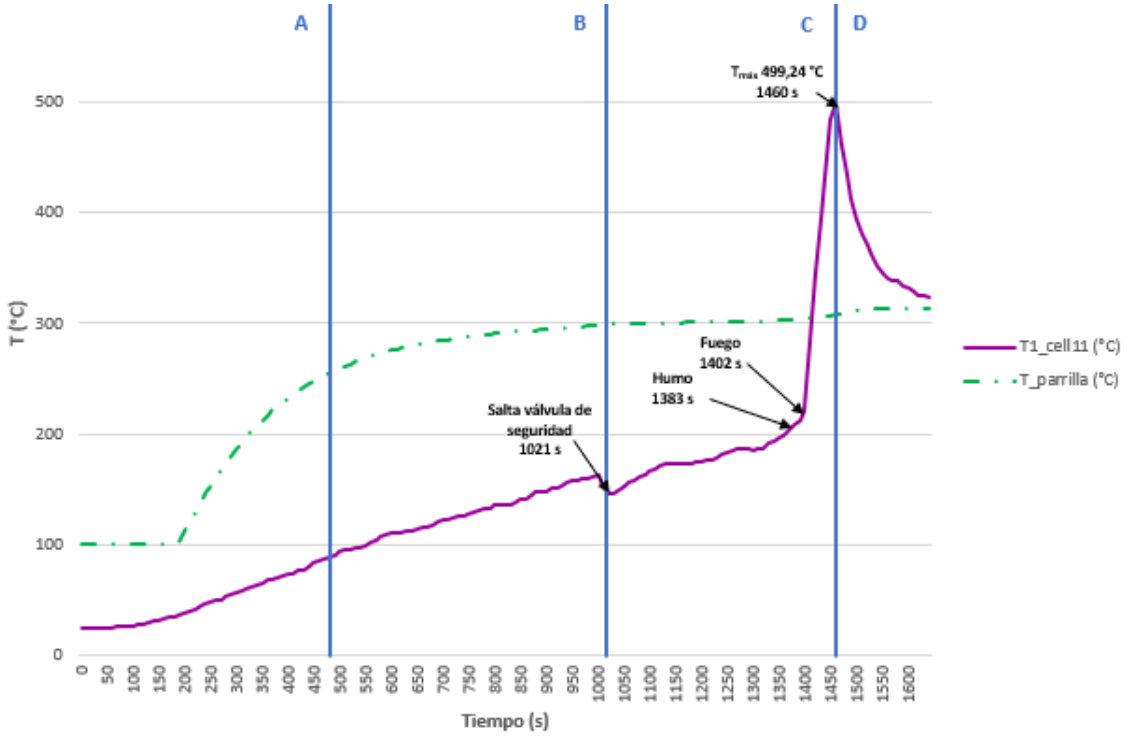


Fig. 4.54. *Temperatura de la celda 11 (línea continua) como resultado del calentamiento al colocarla sobre la plancha eléctrica (Ensayo 5).*
Las regiones indican lo siguiente: (A) temperatura de la superficie de la celda inferior a 90 °C, solamente debido al calentamiento por inducción de la plancha (B) temperatura de la celda >90 °C, calentamiento al que se le añada la contribución del calentamiento debido a las reacciones internas de la celda, (C) Thermal Runaway y (D) enfriamiento.

En este ensayo el valor de máxima Temperatura alcanzada en el caso de la celda 11 es 499,24 °C, durante el proceso de Thermal Runaway. Si comparamos el perfil de temperatura de este ensayo con el anterior, se observa que al descender el SoC, la temperatura máxima alcanzada es menor y el tiempo en alcanzar la temperatura máxima es mayor.

6 Ensayo 6: Paralelo Horizontal Soc 50% (celda 1 y celda 2)

El ensayo se realiza sobre dos celdas cilíndricas 32700 en disposición horizontal conectadas en paralelo y teniendo cada una de ellas un SoC del 50%. El termopar tipo K se coloca sobre la celda 1 para medir su temperatura.

A continuación, se muestra una imagen antes de realizar el ensayo:



Fig. 4.55. *Imagen de las celdas colocadas con un utillaje en disposición horizontal sobre la plancha, antes de comenzar el ensayo de calentamiento.*

A continuación, se muestran unas imágenes del estado de las celdas después de realizar el ensayo de calentamiento:



Fig. 4.56. *En la primera imagen se muestran las dos celdas vistas desde arriba, en la segunda imagen se observa la parte superior de las celdas (donde se encuentra la válvula de venteo) y en la tercera imagen se observa la parte inferior de las celdas.*

En las fotografías anteriores puede observarse que las celdas están más dañadas en la parte superior ya que es se activa la válvula de venteo y es por dónde salen los gases. A continuación, puede observarse una gráfica con la temperatura alcanzada por la parrilla y la temperatura alcanzada por la celda 1, se identifican sobre las gráficas las distintas fases por las que atraviesa la celda durante el ensayo.

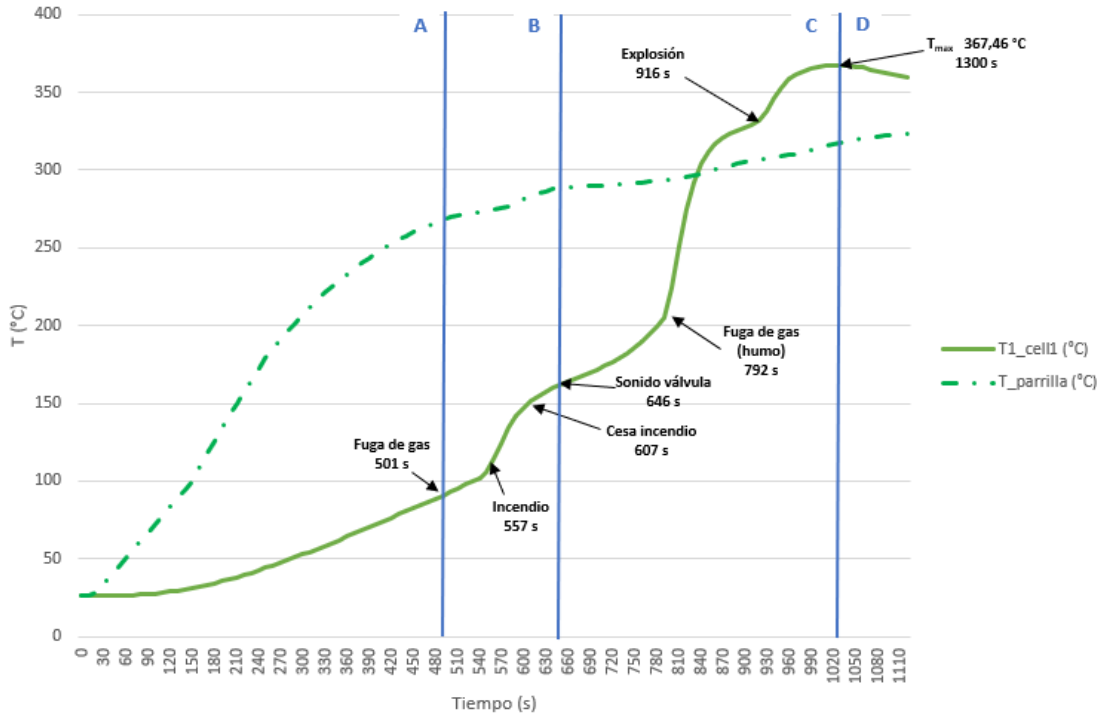


Fig. 4.57. *Temperatura de la celda 1 (línea continua) como resultado del calentamiento al colocarla sobre la plancha eléctrica (Ensayo 6).*
Las regiones indican lo siguiente: (A) temperatura de la superficie de la celda inferior a 90 °C, solamente debido al calentamiento por inducción de la plancha (B) temperatura de la celda >90 °C, calentamiento al que se le añada la contribución del calentamiento debido a las reacciones internas de la celda, (C) Thermal Runaway y (D) enfriamiento.

En este ensayo el valor de máxima Temperatura alcanzada en el caso de la celda 1 es 367,46 °C, durante el proceso de Thermal Runaway. Si se compara con el ensayo de disposición horizontal con conexión en paralelo y SoC 100%, se observa que en el caso de SoC 50% la temperatura es aproximadamente la misma, pero al descender el SoC se tarda más en alcanzar la temperatura máxima.

7 Ensayo 7: Serie Horizontal SoC 50% (celda 15 y celda 14)

El ensayo se realiza sobre dos celdas cilíndricas 32700 en disposición horizontal conectadas en serie y teniendo cada una de ellas un SoC del 50%. El termopar tipo K se coloca sobre la celda 15 para medir su temperatura.

A continuación, se muestra una imagen antes de realizar el ensayo:



Fig. 4.58. *Imagen de las celdas colocadas con un utillaje en disposición horizontal conectadas en serie sobre la plancha, antes de comenzar el ensayo de calentamiento.*

A continuación, se muestran unas imágenes del estado de las celdas después de realizar el ensayo de calentamiento:



Fig. 4.59. *En la primera imagen se muestran las dos celdas vistas desde arriba, en la segunda imagen se observa la parte superior de una de las celdas (donde se encuentra la válvula) y en la tercera imagen se observa la parte superior de otra de las celdas.*

En las fotografías anteriores puede observarse que las celdas están más dañadas en la parte superior ya que es se activa la válvula y es por dónde salen los gases. A continuación, puede observarse una gráfica con la temperatura alcanzada por la parrilla y la temperatura alcanzada por la celda 15, se identifican sobre las gráficas las distintas fases por las que atraviesa la celda durante el ensayo.

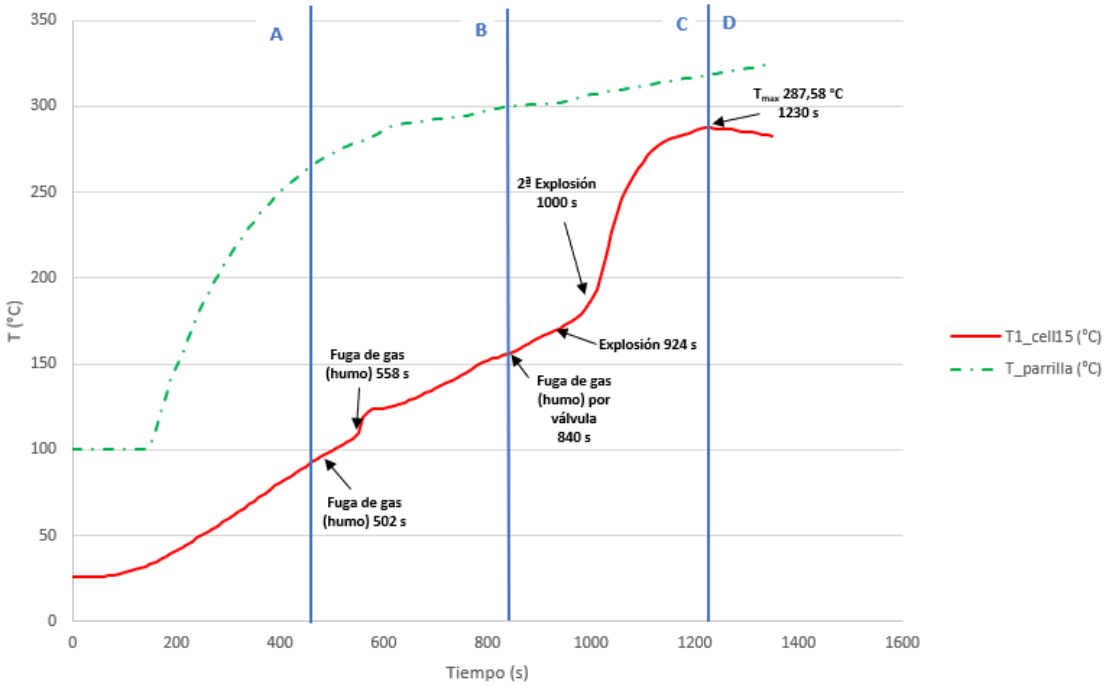


Fig. 4.60. *Temperatura de la celda 15 (línea continua) como resultado del calentamiento al colocarla sobre la plancha eléctrica (Ensayo 7).*
Las regiones indican lo siguiente: (A) temperatura de la superficie de la celda inferior a 90 °C, solamente debido al calentamiento por inducción de la plancha (B) temperatura de la celda >90 °C, calentamiento al que se le añada la contribución del calentamiento debido a las reacciones internas de la celda, (C) Thermal Runaway y (D) enfriamiento.

En este ensayo el valor de máxima Temperatura alcanzada en el caso de la celda 15 es 287,58 °C, durante el proceso de Thermal Runaway. Si se compara con el ensayo llevado a cabo con las celdas conectadas en serie y disposición horizontal pero con un SoC del 100%, se observa que en esta disposición al descender el SoC, la temperatura máxima alcanzada disminuye y el momento en el que se alcanza la temperatura máxima se produce antes en el caso del SoC del 50%, pero tenemos que tener en cuenta que los ensayos no se realizan en cámara climática y que la temperatura ambiente influye y en el caso del ensayo de SoC 50% la temperatura ambiente era mayor por lo que este puede ser el motivo por el que se alcance antes la temperatura máxima de TR que en el caso del ensayo de SoC 100%, en el que la temperatura ambiente era menor.

8 Ensayo 8: Serie Vertical SoC 50% (celda 13 (abajo) y celda 17)

El ensayo se realiza sobre dos celdas cilíndricas 32700 en disposición vertical conectadas en serie y teniendo cada una de ellas un SoC del 50%. El termopar tipo K se coloca sobre la celda 13 (colocada en la parte inferior) para medir su temperatura.

A continuación, se muestra una imagen antes de realizar el ensayo:



Fig. 4.61. *Imagen de las celdas con una SoC del 50%, colocadas con un utillaje en disposición vertical conectadas en serie sobre la plancha, antes de comenzar el ensayo de calentamiento.*

A continuación, se muestran unas imágenes del estado de las celdas después de realizar el ensayo de calentamiento:

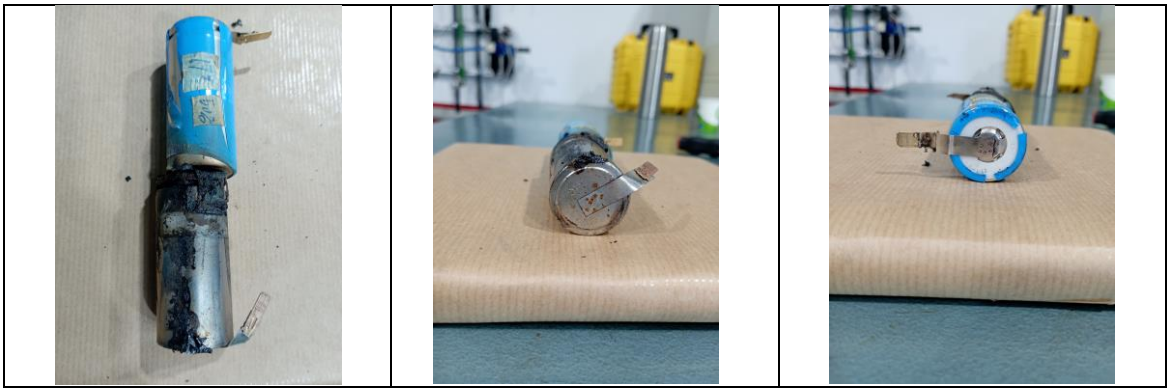


Fig. 4.62. *En la primera imagen se muestran las dos celdas vistas desde arriba, en la segunda imagen se observa la parte inferior de la celda 13 y en la tercera imagen se observa la parte superior de la celda 17 (dónde se encuentra la válvula).*

En las fotografías anteriores puede observarse que la celda 13 está más dañada que la celda 17, ya que es la que está más expuesta al calor y es la que experimente TR. A continuación, puede observarse una gráfica con la temperatura alcanzada por la parrilla y la temperatura alcanzada por la celda 13, se identifican sobre las gráficas las distintas fases por las que atraviesa la celda durante el ensayo.

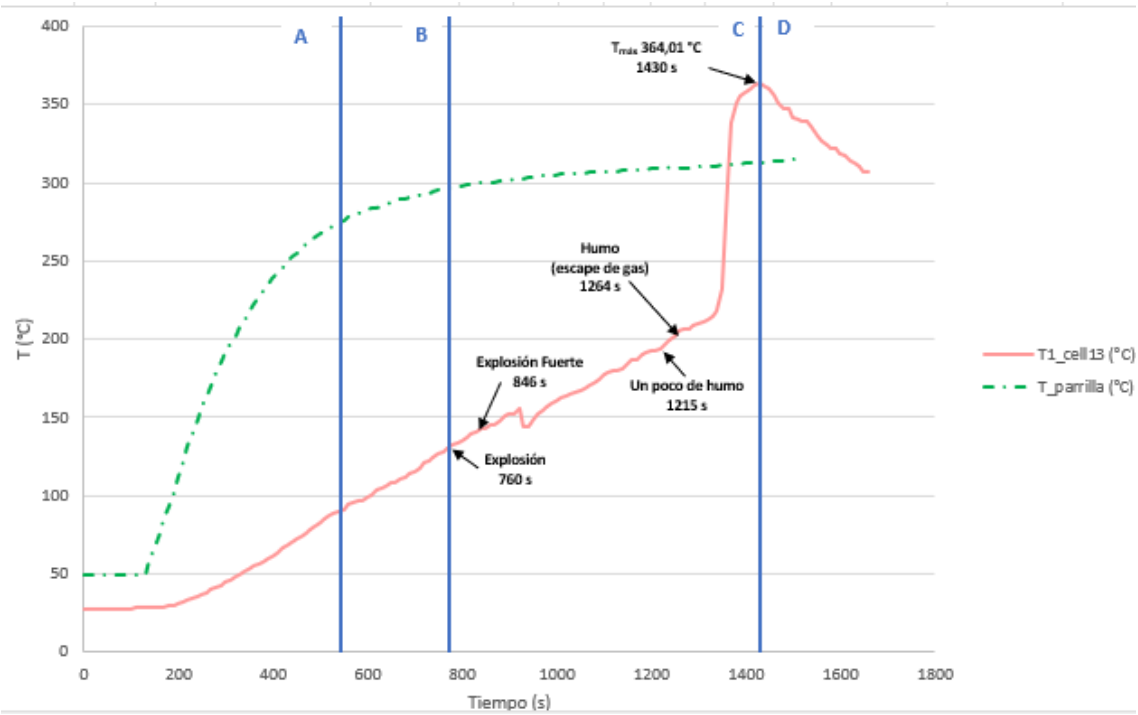


Fig. 4.63. *Temperatura de la celda 13 (línea continua) como resultado del calentamiento al colocarla sobre la plancha eléctrica (Ensayo 8).*
Las regiones indican lo siguiente: (A) temperatura de la superficie de la celda inferior a 90 °C, solamente debido al calentamiento por inducción de la plancha (B) temperatura de la celda >90 °C, calentamiento al que se le añada la contribución del calentamiento debido a las reacciones internas de la celda, (C) Thermal Runaway y (D) enfriamiento.

En este ensayo el valor de máxima Temperatura alcanzada en el caso de la celda 13 es 364,01°C, durante el proceso de Thermal Runaway. Si se compara con el ensayo en el que las celdas en disposición vertical conectadas en serie tienen un SoC del 100%, se observa que en el caso de SoC 100% la temperatura máxima alcanzada es mayor que en el caso de SoC 50%.

A continuación, se muestra una gráfica comparativa de la temperatura experimentada por cada una de las celdas ensayadas:

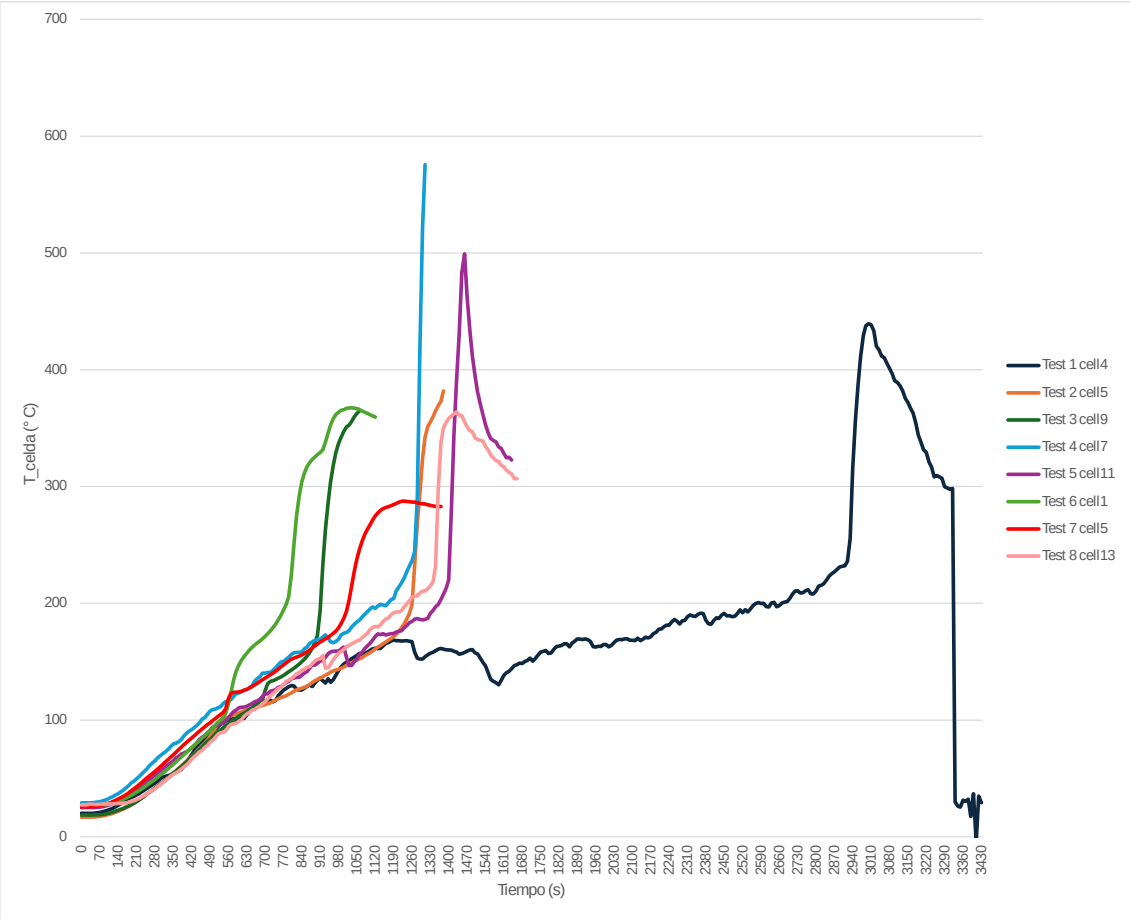


Fig. 4.64. *Comparativa del perfil de temperatura experimentada por cada una de las celdas ensayadas en distinta disposición y con distinto tipo de conexión.*

En la figura 4.64 se observa que la celda que alcanza una temperatura más elevada es la celda 7 (ensayo 4), por lo tanto, la situación peor es la del ensayo 4, disposición vertical conectado en paralelo y con un SoC del 100%. Por otro lado, la celda que alcanza una temperatura más baja durante el ensayo es la celda 5 (ensayo 7), por lo que la situación mejor es la del ensayo 7, disposición horizontal, conexión en serie y con un SoC del 50%. En cuanto al inicio del TR, la primera celda que comienza el TR es la celda 11 (ensayo 6) que está en disposición horizontal, en conexión en paralelo y con un SoC del 50%. En cuanto a la celda que tarda más en iniciar del TR, no teniendo en cuenta el caso de la celda 4 del ensayo 1, por no realizarse en las mismas condiciones por no resguardar del viento, es la celda 11 del ensayo 5, con disposición vertical y conexión en paralelo, con un SoC del 50%. Se pueden obtener conclusiones respecto a la temperatura máxima alcanzada en el TR pero no respecto al tiempo en el que se alcanza ya que al realizarse los ensayos a temperatura ambiente, ésta va a influir en el tiempo en el que se alcance el TR.

Se va a identificar los mismos instantes específicos correspondientes a los eventos más significativos, para cada una de las celdas ensayadas. En la siguiente Fig.4.65 se muestran imágenes de estas fases para los ensayos realizados con celdas en disposición vertical con un SoC del 50% y conexión en paralelo (ensayo 5) o conexión serie (ensayo 8) y en la Fig.4.66 se muestran imágenes para los ensayos realizados con celdas en disposición vertical con un SoC del 100% y conexión en paralelo (ensayo 4) o conexión serie (ensayo 1).

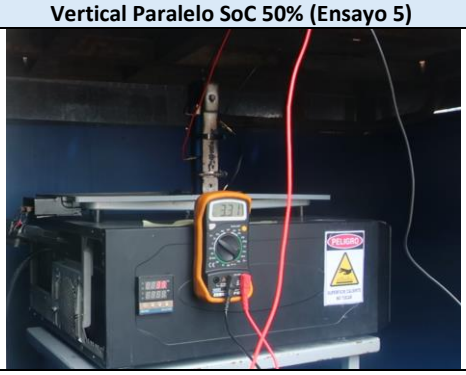
Vertical Paralelo SoC 50% (Ensayo 5)	Vertical Serie SoC 50% (Ensayo 8)
	
t=0 s Inicia del ensayo, Voltaje=3,31 V	t=0 s Inicio del ensayo, Voltaje=6,54 V
	
t=1021 s Salta la válvula de seguridad	t=760 s Primera explosión, comienza a bajar el voltaje
	
t=1383 s Sale humo y está descendiendo el voltaje	t=846 s Explosión fuerte, baja el voltaje a 4,57 V
	
t= 1402 s Se incendia la celda 11	t=1264 s Comienzo de salida de gran cantidad de humo
	
t= 1460 s Instante en el que se alcanza la máxima temperatura	=1430 s Instante en el que alcanza la máxima temperatura

Fig. 4.65. *Imágenes de los principales eventos que experimenta las celdas sometidas a ensayo de abuso térmico, disposición vertical con un SoC del 50% y conectada en paralelo (izquierda) y en paralelo (derecha).*

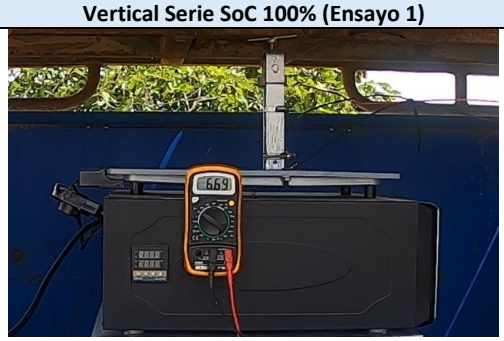
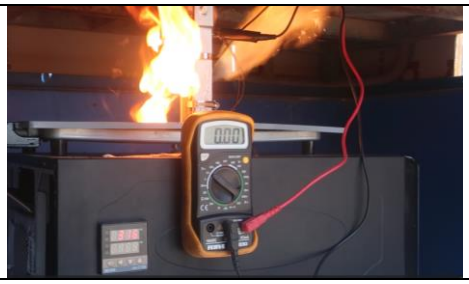
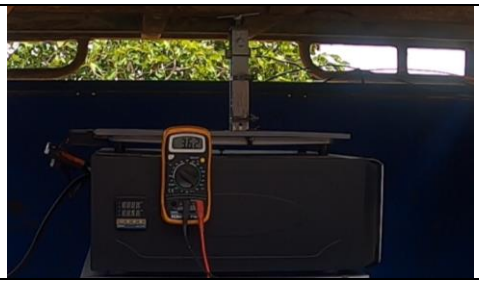
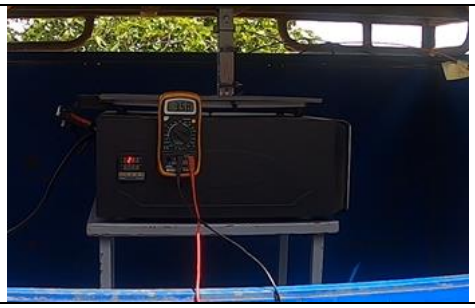
Vertical Paralelo SoC 100% (Ensayo 4)	Vertical Serie SoC 100% (Ensayo 1)
	
t=0 s Inicia del ensayo, Voltaje=3,39V	t=0 s Inicio del ensayo, Voltaje=6,69 V
	
t=938 s Instante primera explosión, tras la explosión baja el voltaje	t=1273 s Instante primera explosión, baja el voltaje
	
t=1196 s Se inicia incendio, baja voltaje a 0 V	
	
t=1265 s Instante comienza TR, se activa incendio grande y se producen varias explosiones	t=2920 s Instante comienza TR
	
t=1310 s Instante en el que se alcanza la temperatura máxima	t=3000s Instante en el que se alcanza la temperatura máxima

Fig. 4.66. *Imágenes de los principales eventos que experimenta las celdas sometidas a ensayo de abuso térmico, disposición vertical con un SoC del 100% y conectada en paralelo (izquierda) y en paralelo (derecha).*

De las Fig.4.65 y Fig.4.66 se puede concluir que en la misma disposición vertical y con el mismo SoC, la conexión más peligrosa es en paralelo (se mantiene el voltaje, pero se suma la capacidad) ya que en el caso de conexión en paralelo se llega a incendiar la celda colocada sobre la plancha térmica, mientras que en la conexión en serie no se llega a incendiar. Por otro lado, respecto a la influencia del estado de carga, se puede deducir que en la misma disposición y con la conexión en paralelo, es más peligroso que las celdas estén con SoC del 100% ya que como se ha podido observar en los ensayos analizados el incendio es más intenso en el caso de SoC del 100% que en el estado de carga del 50%.

En la siguiente Fig.4.67 se muestran imágenes de estas fases para los ensayos realizados con celdas en disposición horizontal con un SoC del 50% y conexión en paralelo (ensayo 6) o conexión serie (ensayo 7) y en la Fig.4.68 se muestran imágenes para los ensayos realizados con celdas en disposición horizontal con un SoC del 100% y conexión en paralelo (ensayo 3) o conexión serie (ensayo 2).

Horizontal Paralelo SoC 50% (Ensayo 6)	**Horizontal Serie SoC 50% (Ensayo 7)**
	
t=0 s Inicia del ensayo, Voltaje=3,28 V	t=0 s Inicia del ensayo, Voltaje=6,54 V
	
t=501 s Comienza a salir gas (se escucha silbido) (A)	t=502 s Comienza a salir gas (se escucha silbido) (A)
	
t=557 s Explosión e incendio	t=558 s Fuga de gas, electrolito, humo
	
t=557 s Cesa el incendio	

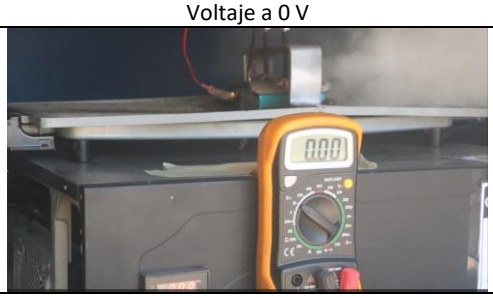
	
t=646 s Sonido válvula (B) y posterior salida de gas	t=540 s Sonido válvula (B) y posterior salida de gas y Voltaje a 0 V
	
	t=924 s Explosión y salida de humo
	
T=792 s Fuga de gas (humo), subida de la T	T=1000 s Segunda explosión, subida de la T
	
t=924 s Explosión	
	
t=1030 s Instante en el que se alcanza la temperatura máxima	t=1230 s Instante en el que se alcanza la temperatura máxima

Fig. 4.67. *Imágenes de los principales eventos que experimenta las celdas sometidas a ensayo de abuso térmico, disposición horizontal con un SoC del 50% y conectada en paralelo (izquierda) y en paralelo (derecha).*

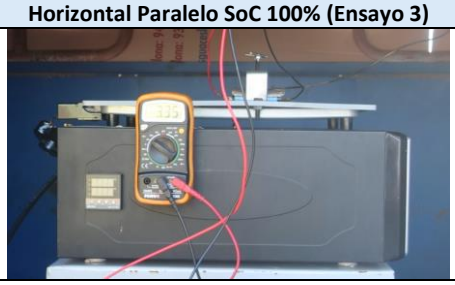
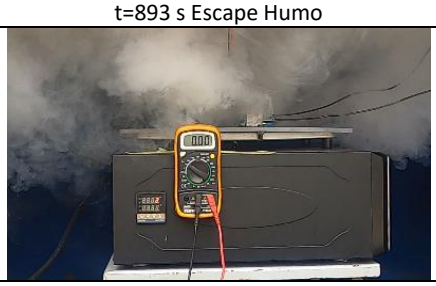
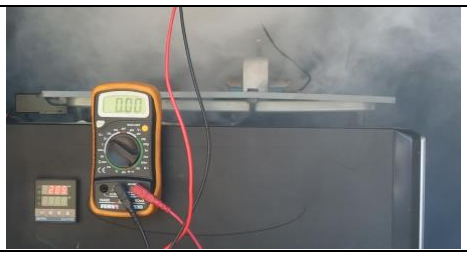
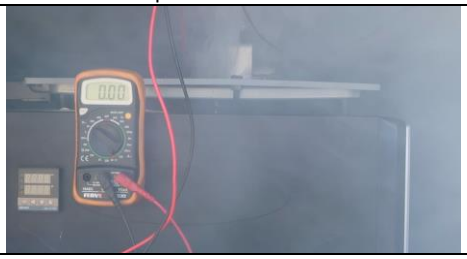
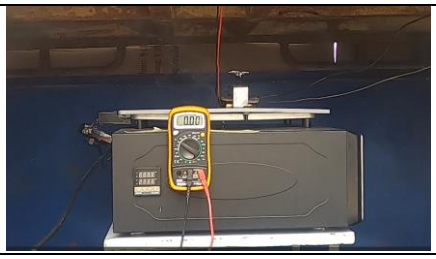
Horizontal Paralelo SoC 100% (Ensayo 3)	Horizontal Serie SoC 100% (Ensayo 2)
	
t=0 s Inicio del ensayo, Voltaje=3,35 V	t=0 s Inicio del ensayo, Voltaje=6,69 V
	
t=511s Escape de humo	t=498 s Cortocircuito y fuego
	
t=730 s Explosión e incendio	t=893 s Escape Humo
	
	t=1216 s Varias Explosiones a la vez
	
t=908 s Segunda explosión y salida de humo, comienza a subir la temperatura bruscamente	t=1250s Instante comienza a subir la temperatura bruscamente
	
t=1050 s Instante en el que se alcanza la temperatura máxima	t=1380 s Instante en el que se alcanza la temperatura máxima

Fig. 4.68. *Imágenes de los principales eventos que experimenta las celdas sometidas a ensayo de abuso térmico, disposición vertical con un SoC del 100% y conectada en paralelo (izquierda) y en paralelo (derecha).*

De las Fig.4.67 y Fig.4.68 se puede concluir que en la misma disposición horizontal y con el mismo SoC, la conexión más peligrosa es en paralelo (se mantiene el voltaje pero se suma la capacidad) ya que en el caso de conexión en paralelo se llega a incendiar una de las celdas, mientras que en la conexión en serie solamente se incendia en el caso de un SoC del 100%. Por otro lado, respecto a la influencia del estado de carga, en el caso de la disposición en horizontal no se puede obtener una conclusión tan clara como en el caso de la disposición en vertical.

La transición de un cortocircuito interno inicial a un desbordamiento térmico se puede observar visualmente a través de la aparición de chispas y fluctuaciones de tensión en circuito abierto. Esta progresión interna ofrece información valiosa sobre el mecanismo de fallo de una celda individual tras un cortocircuito, lo que facilita el desarrollo de nuevos enfoques para mitigar la propagación térmica.

Las pruebas de calentamiento provocaron el venteo de las celdas y la liberación de electrolito caliente. Cabe destacar que de todas las celdas ensayadas, la celda 11 (ensayo 5, disposición vertical conexión paralelo SoC 50%) y la celda 7 (ensayo 4, disposición vertical conexión paralelo SoC 100%) se han incendiado, siendo más intenso el incendio de la celda 7, ya que el SoC es mayor y por lo tanto es mayor la energía almacenada. También se ha incendiado las celdas con disposición horizontal pero el incendio no ha sido tan acusado como en disposición vertical, de las celdas ensayadas en disposición horizontal la que ha experimentado un incendio más intenso ha sido la celda 1 (ensayo 6, disposición horizontal conexión paralelo SoC 50%).

El interior de una celda cilíndrica está formado por electrodos enrollados sobre sí mismos, de este modo se aprovecha al máximo el espacio. Además, presentan un separador impregnado con electrolito. Cuando una batería de litio se deteriora internamente, el sistema químico que tiene en su interior comienza a formar burbujas de oxígeno, dióxido de carbono y otros gases. A continuación, se muestra el estado de las celdas tras el ensayo de abuso térmico.

Vertical serie SoC 100%	**Horizontal serie SoC 100%**	**Horizontal paralelo SoC 100%**	**Vertical paralelo SoC 100%**
			
(a) Celda 4	(b) Celda 5 y 6	(c) Celda 10	(d) Celda 7
Vertical serie SoC 50%	**Horizontal serie SoC 50%**	**Horizontal paralelo SoC 50%**	**Vertical paralelo SoC 50%**
			
(e) Celda 13	(f) Celda 15	(g) Celda 2	(h) Celda 11

Fig. 4.69. *Estado final de las celdas después de los ensayos de abuso térmico por calentamiento, una vez quitada la tapa superior.*

Hay que tener en cuenta que, en el caso de las celdas cilíndricas, la temperatura en el núcleo de la batería es más elevada que en la superficie. Mientras que en el caso de las celdas tipo pouch o de las celdas prismáticas, la temperatura es más elevada en las regiones cercanas a las pestañas, en el terminal positivo ya que este terminal tiene mayor conductividad por el aluminio en lugar del cobre, después el calentamiento se extiende a gran parte de la batería [72].

Se selecciona en vertical la de abajo y en horizontal la que está más dañada aparentemente por el exterior, no obstante, se comprueba que es la más dañada en el interior.

La figura anterior (Fig.4.69) pone de manifiesto que la pérdida de material interno de las celdas debido a los ensayos es variable en función de distintas condiciones experimentales. Se observa que hay mayor material interno fundido en el caso de las celdas con un SoC del 100%, que en el caso de las celdas con un SoC del 50%. En el caso del SoC del 100% se produce la expulsión de material con desprendimiento completo de material sólido interno, mientras que en el caso de un SoC del 50% la cantidad de aluminio fundido es muy reducida.

Los resultados de varios estudios llevados a cabo [73] muestran que el venteo de gases y la consiguiente explosión de la celda se produce antes para las celdas con mayor SoC, mientras que la energía liberada es ligeramente inferior en las celdas con mayor SoC. El que se produzcan antes el embalamiento térmico en el caso de mayor SoC puede deberse al mayor contenido energético que hay en la celda y a la mayor cantidad de litio intercalado disponible en el ánodo de la celda, dónde se producen las primeras reacciones. Por otro lado, la menor liberación de energía se debe a reacciones incompletas de los componentes de la celda.

Otro estudio llevado a cabo [74] muestra que el SoC tiene efectos sobre el comportamiento de combustión de una celda de ion litio, ya que la energía almacenada en la misma juega un papel importante en el proceso de combustión. Por lo tanto, las celdas de ion litio cargadas totalmente son más peligrosas que si no lo están. En dicho estudio también se concluye que la temperatura de la superficie de la celda y el pico de HRR (Heat Release Rate, tasa de desprendimiento de calor) aumentan a medida que aumenta el flujo de calor incidente, mientras que el tiempo hasta la ignición y el tiempo hasta la explosión disminuyen. Este estudio plantea como futuro trabajo centrarse en el comportamiento térmico de un conjunto de celdas en un módulo en el que se desencadena el TR por abuso térmico.

De todos los elementos que componen la celda de ion litio, los elementos más sensibles al aumento de temperatura son el separador y el electrolito. Al aumentar la temperatura hasta 130-150 °C, estos materiales se vuelven inestables y pueden producir más calor. En el caso de una celda de ion litio si se somete a más de 150 °C, se funde el separador y se produce un calentamiento adicional debido al cortocircuito que se produce entre los electrodos y el TR se iniciará en cuestión de minutos.

La severidad del TR depende de una serie de factores como puede ser el SoC de la celda, la temperatura ambiente, la química de la celda y el diseño de la celda (tamaño, volumen de electrolito, etc…). Por lo tanto, la reacción térmica más grave tendrá lugar cuando la celda tenga un SoC del 100% ya que tendrá mayor energía eléctrica contenida [73].

En el proceso de Thermal Runaway cuando se produce una caída brusca del voltaje de la celda se produce la delaminación de los electrodos, a continuación, se produce un aumento brusco de la temperatura interna de la celda, siendo la tasa de producción de calor mayor que la tasa de liberación. Las celdas de ion litio cargadas pueden llegar a 600°C. La temperatura de las celdas de LFP suelen ser más bajas [75].

Este aumento de temperatura se debe a las reacciones de los electrodos con el electrolito y a la liberación de la energía almacenada. Algunos materiales del cátodo se descomponen y pueden cambiar de estructura dando lugar a la liberación de pequeñas cantidades de oxígeno que pueden intervenir en reacciones internas de la celda (dando lugar por ejemplo a la oxidación del colector de corriente de aluminio). Cualquier producción interna de oxígeno afectará a la reacción interna de la celda y a la temperatura de la carcasa de la celda, pero no juega un papel en la inflamabilidad de los gases de ventilación. El aumento de la temperatura produce la fusión y descomposición del separador y por lo general la fusión del colector de corriente de aluminio, que se produce a 660 °C. El aluminio líquido puede alearse con el cobre expuesto dentro de la celda. Algunas aleaciones de cobre y aluminio tienen puntos de fusión tan bajos como 548 °C, por lo que es posible que se produzcan daños en los colectores de cobre internos. Las temperaturas del TR no alcanzan valores que provoquen la fusión del cobre puro (1.080°C) del níquel o del acero. Las siguientes figuras muestran imágenes de unas celdas de las ensayadas que han sufrido TR. El aluminio del interior de la celda se ha fundido y el separador de la celda se ha consumido. Lo que queda es la carcasa de la celda (acero), el colector de corriente del ánodo que es de cobre, y un material negro que se desmenuza fácilmente que está compuesto principalmente del material catódico. Se ha escogido la que está en peor estado en disposición vertical y en disposición horizontal.



Fig. 4.70. *Estado de la celda 7 ensayada (Ensayo 4: disposición vertical conexión en paralelo SoC 100%).*



Fig. 4.71. *Estado de la celda 10 (Ensayo 3: disposición horizontal conexión paralelo SoC 100%).*

En el caso de la disposición en vertical el colector de cobre permanece intacto y esta recubierto de materiales activos, el colector de aluminio desaparece. En el caso de la celda en disposición horizontal el colector de cobre no desparece, pero no puede desenrollarse entero como en el caso de la disposición vertical.

La temperatura de inicio (onset temperature) de las reacciones para distintas químicas y distintos estados de carga de celdas, es aquella a la que comienza la descomposición de la SEI y se da la cascada de reacciones que conducen al TR. Se observa que a mayor SoC, antes comienzan las reacciones de descomposición de la SEI y menor es la temperatura de inicio. Para valores de SoC comprendidos entre 80 y 100 no está tan claro, y la desviación estándar es mayor. En las celdas NMC comienza antes la descomposición que en la NCA. Las celdas LFP, objeto de los ensayos, no tienen una clara tendencia de la influencia del SoC, generalmente el inicio de las reacciones de descomposición es a mayor temperatura que en el resto de las químicas, este es uno de los motivos por los que son más seguras. En todos los SoC analizados y en todas las químicas de celdas analizadas, la temperatura promedio de inicio de las reacciones de descomposición fue de 113 °C y osciló entre 81 °C y 151 °C [76].

En la siguiente figura se muestra una gráfica de la temperatura de inicio de las reacciones para distintos estados de carga y para distintas químicas de celda:

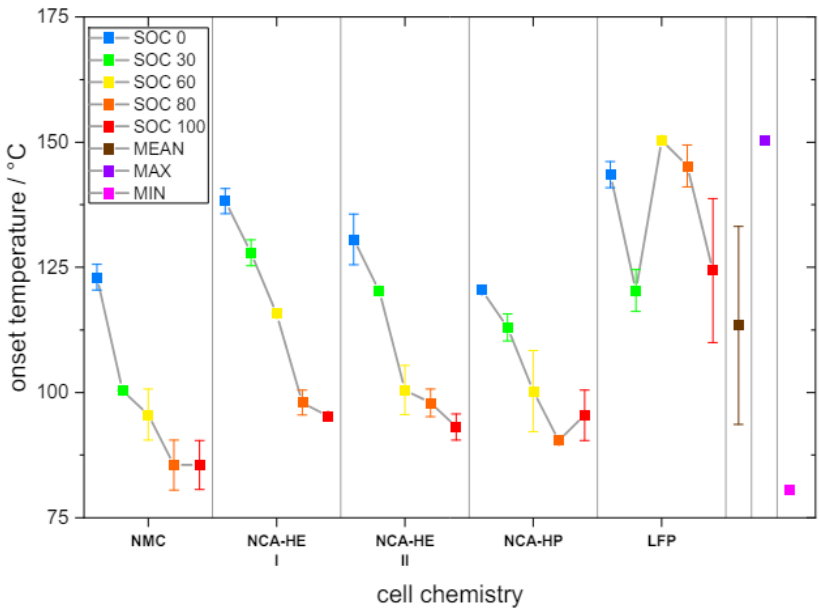


Fig. 4.72. *Temperaturas críticas de inicio de reacciones (onset temperature) para distintos SoC y para distintas químicas [76].*

Por lo tanto, las celdas LFP ante un abuso térmico, reaccionan más lentamente y a temperaturas significativamente más altas que el resto de químicas, haciendo que esta química de celda sea considerablemente más segura. Las celdas LFP son menos comunes, pero recientemente han adquirido mayor relevancia debido a su mayor seguridad [77], por este motivo se han ensayado estas celdas en esta tesis para comprobar su comportamiento ante un abuso térmico.

Las celdas LFP tienen una velocidad de reacción 3 órdenes de magnitud inferior al resto de químicas debido a la limitada producción de oxígeno [78]. No obstante, cuando se sobrecarga una celda LFP, el cátodo no dispone de una reserva de sobrecarga como las células NMC y NCA y, por tanto, se daña antes de forma irreversible.[77]

Se concluye que a medida que al aumentar el SoC aumenta la graveda del TR y la estabilidad de la celda se reduce. El SoC de la celda influye en el calor liberado en kW, por lo que dependiendo del SoC de las celdas el comportamiento de estas ante un fallo es diferente. El problema que existe principalmente para los profesionales de primera intervención es que no se puede saber el SoC de la batería.

4.4 Conclusiones

En este capítulo se ha analizado cómo influye la disposición de las celdas en la evolución del incendio y en el gradiente de la temperatura que experimentan las celdas, para ello se han llevado a cabo varios ensayos controlados de incendio a escala con celdas que nos ha permitido obtener las siguientes conclusiones en función del tipo de ensayo llevado a cabo.

Las conclusiones obtenidas de los ensayos llevados a cabo por abuso mecánico (perforación) son las siguientes:

- Los ensayos para evaluar mecánicamente una celda no reproducen fielmente las condiciones de un fallo, sino que muestran el comportamiento de las celdas en condiciones abusivas. Hay que tener en cuenta que las celdas se fabrican para que sean resistentes o seguras frente algunos abusos mecánicos, pero hay que tener en cuenta que una batería instalada en un vehículo puede sufrir una deformación mecánica significativa durante un accidente de tráfico. El creciente número de vehículos eléctricos en nuestras vías pude dar mayor peso a la consideración de distintos modos de fallo mecánico abusivo.

- Por lo tanto, es importante conocer el comportamiento de las celdas sometidas a distintos ensayos de abuso mecánico. Las técnicas de abuso mecánico siguen siendo un método ampliamente aceptado para la seguridad y la evaluación de la respuesta de las celdas de ion litio ante un abuso. Sin embargo, hay que tener en cuenta que los cambios en las condiciones de ensayo e incluso los cambios en la construcción de la célula pueden dar lugar a respuestas significativamente diferentes. Se propone como futuras líneas de investigación analizar la interdependencia entre las condiciones de ensayo y la construcción de la celda. Se propondrá realizar ensayos de abuso mecánico controlados y programados, para poder controlar ciertos parámetros del ensayo.

- El objeto es analizar cómo influye la estructura de la celda en el ensayo mecánico y cómo influye su estado de carga.

- En el caso de los ensayos de abuso mecánico por perforación se concluye que es necesario que tenga lugar un daño de un cierto nivel sobre los componentes internos de la celda (electrodos) para que se produzca el cortocircuito.

- Se puede afirmar que, ante el mismo abuso mecánico por perforación en dirección perpendicular al eje longitudinal de la celda, el comportamiento de las celdas con mayor SoC es más peligroso.

- Tanto por el estado final de la celda como por el análisis del ΔDCIR (mΩ), se puede afirmar que la celda que sufre mayores daños y está más degradada y deteriorada es la celda con un SoC del 100% sometida a un ensayo de perforación en dirección el eje longitudinal de la misma, en la zona del polo negativo. Y la celda que sufre menos daños y esta menos degradada, es la celda sometida a un ensayo de perforación en dirección perpendicular al eje longitudinal de la celda, con un SoC del 50%.

- Se concluye que el estado de la carga es uno de los factores que mayor influencia tienen a la hora de producirse el Thermal Ruanway tras un abuso mecánico por perforación.

- Por lo que se concluye, que la peor disposición ante un fallo por abuso mecánico por perforación es que la celda/batería se encuentre cargada al 100% y que la perforación se produzca en la dirección del eje longitudinal.

- Por lo tanto, tras realizar la comparativa entre la celda NMC y la celda LFP sometidas al mismo abuso mecánico por perforación, se concluye que la celda NMC llega a incendiarse

mientras que la celda LFP no, no obstante la temperatura máxima que alcanza la celda LFP es mayor que la que alcanza la celda NMC, esto puede deberse por un lado a que los ensayos se han realizado a temperatura ambiente y el día que se realizó el ensayo con la celda LFP la temperatura ambiente era mayor que el día que se realizó el ensayo con la celda NMC. Por otro lado, el hecho de que la temperatura máxima alcanzada sea menor en el caso de la celda LFP que en el caso de la celda NMC pude deberse a que las celdas ensayadas por abuso mecánico por perforación tienen diferente diámetro y existen estudios que indican que tamaño de las celdas influye en el comportamiento de estas ante un escape térmico. Por lo tanto, se debería realizar una comparación entre celdas de NMC y LFP del mismo diámetro, sometidas al mismo ensayo por abuso mecánico por perforación para analizar el perfil de la temperatura alcanzada.

Las conclusiones obtenidas de los ensayos llevados a cabo por abuso eléctrico (sobrecarga) son las siguientes:

- Se deduce y comprueba que la sobrecarga de una batería se traduce en un aumento de su temperatura de la batería. Por otro lado, se concluye que a mayor temperatura ambiente los efectos sobre la celda sobrecargada son más peligrosos ya que la temperatura de la celda es mayor. Por lo tanto, las condiciones ambientales en las que funciona una celda pueden afectar a la gravedad de un fallo. Con estos ensayos se concluye que la sobrecarga de un vehículo eléctrico con un pack de baterías de celdas pouch (celdas ensayadas) a elevadas temperaturas, por ejemplo un día de verano al mediodía, es crítica y peligrosa. Deberían repetirse los mismos ensayos de sobrecarga a distintas temperaturas ambiente y con distintos tipos de celdas.

- Tras analizar los dos ensayos se concluye que cuando se alcanza el voltaje máximo debido a la sobrecarga es cuando se alcanza la temperatura máxima y cuando se alcanza el hinchado máximo de las dos celdas

- Los resultados del análisis de los ensayos de sobrecarga con celdas pouch dan una información muy importante desde el punto de vista de la seguridad y pueden ser útiles para generar procedimientos de carga seguro de baterías de vehículos eléctricos con el objeto de prevenir posibles condiciones de mal uso peligrosas.

Las conclusiones obtenidas de los ensayos llevados a cabo por abuso térmico (calentamiento) son las siguientes:

- Se concluye que la pérdida de material interno de las celdas debido a los ensayos térmicos por calentamiento es variable en función de distintas condiciones experimentales. Se observa que hay mayor material interno fundido en el caso de las celdas con un SoC del 100%, que en el caso de las celdas con un SoC del 50%. En el caso del SoC del 100% se produce la expulsión de material con desprendimiento completo de material sólido interno, mientras que en el caso de un SoC del 50% la cantidad de aluminio fundido es muy reducida.

- La situación más peligrosa en la propagación de TR debido a un fallo térmico por calentamiento es la disposición vertical con las celdas conectadas en paralelo y con un SoC

del 100%. Mientras que la situación más segura es la disposición horizontal con las celdas conectadas en serie y con un SoC del 50%.

- Con los ensayos realizados, se pueden obtener conclusiones respecto a la temperatura máxima alcanzada en el TR pero no respecto al tiempo en el que se alcanza ya que al realizarse los ensayos a temperatura ambiente, ésta va a influir en el tiempo en el que se alcance el TR. Se concluye que la temperatura ambiente va a influir en gran medida en la propagación del TR debido al fallo térmico por calentamiento.
- Por lo tanto, las celdas LFP ante un abuso térmico, reaccionan más lentamente y a temperaturas significativamente más altas que el resto de las químicas, haciendo que esta química de celda sea considerablemente más segura.

Por lo tanto, se concluye que la temperatura es un parámetro crucial, ya que el sobrecalentamiento de la batería puede provocar una reacción exotérmica y destruirla por completo. Asimismo, la sobrecarga de la celda puede comprometer su estructura interna, lo que resalta la importancia de que el sistema de gestión de baterías (BMS) funcione correctamente.

El estado de carga (SoC) de una celda influye directamente en el calor emitido durante una reacción: a mayor SoC, mayor será el calor generado. Algunas líneas de investigación se están enfocando en mejorar la seguridad de las celdas mediante el desarrollo de nuevos tipos de electrolitos que, ante un sobrecalentamiento o una sobrecarga, no emitan compuestos tóxicos.

Es fundamental diseñar baterías para vehículos eléctricos que puedan soportar temperaturas extremas, sobrecalentamiento, altas corrientes de carga y descarga, baja tensión debida a un alto grado de descarga (DoD), sobretensión causada por una sobrecarga, así como golpes e impactos durante colisiones.

Seguir procedimientos adecuados de carga y descarga (respetando los rangos de temperatura y tensión recomendados por el fabricante) prolongará la vida útil de la batería y ayudará a evitar posibles riesgos.

4.5 Bibliografía

[1] E. Musk, Model S Fire, Tesla Blog, 2013

[2] J. Voelcker, Chrysler Yanks Plug-In Hybrid Test Fleet Off Roads, Will Replace Batteries, Green Car Reports 2012 (cited 2014 8-7-2014), available from: http://www.greencarreports.com/news/1079368_chrysler-yanks-plug-inhybrid-test-fleet-off-roads-will-replace-batteries.

[3] J. Lowy, Overcharging Batteries Eyed in Boeing 787 Mishaps, 2013. Phys.org [cited 2014 8-7-2014].

[4] A. Kriston, A. Kersys, A. Antonelli, S. Ripplinger, S. Holmstrom, S. Trischler, H. Döring, A. Pfrang. Initiation of thermal runaway in lithium-ion cells by inductive heating, 2020. Journal of Power

Sources, Volume 454, article id. 227914. 2020. DOI: https://ui.adsabs.harvard.edu/link_gateway/2020JPS...45427914K/doi:10.1016/j.jpowsour.2020.227914.

[5] C. Arbizzani, G. Gabrielli, M. Mastragostino, Thermal stability and flammability of electrolytes for lithium-ion batteries. 2011. J. Power Sources 196 (10) (2011) 4801-4805.

[6] T.M. Bandhauer, S. Garimella, T.F. Fuller, J. Electrochem. Soc. 158 (3) (2011) R1eR25.

[7] C.L. Campion, W.T. Li, B.L. Lucht, J. Electrochem. Soc. 152 (12) (2005) A2327eA2334.

[8] J.R. Dahn, G.M. Ehrlich, in: T.B. Reddy (Ed.), Linden's Handbook of Batteries, McGraw Hill, New York, 2011, pp. 26.1e79.

[9] D.H. Doughty, et al., J. Power Sources 110 (2) (2002) 357e363.

[10] D.H. Doughty, et al., J. Power Sources 146 (1e2) (2005) 116e120.

[11] R. Fei, T. Cox, W. Hsin, J. Power Sources 249 (2014) 156e162.

[12] J.A. Jeevarajan, et al., in: S. Surampudi, et al. (Eds.), Lithium Batteries, Proceedings, vol. 99, Electrochemical Society Inc., Pennington, 2000, pp. 694e705.

[13] C.Y. Jhu, et al., J. Therm. Anal. Calorim. 106 (1) (2011) 159e163.

[14] G.-H. Kim, A. Pesaran, R. Spotnitz, J. Power Sources 170 (2) (2007) 476e489.

[15] E.P. Roth, in: Battery Safety and Abuse Tolerance at the 212th ECS Meeting, 2008, pp. 19e41.

[16] E.P. Roth, et al., Advanced Technology Development Program for Lithium-ion Batteries: Thermal Abuse Performance of 18650 Li-ion Cells, SAND2004-0584, Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM, 2004.

[17] R.M. Spotnitz, et al., J. Power Sources 163 (2) (2007) 1080e1086.

[18] J. Lamb, C. J. Orendorff, L. A. M. Steele, S. W. Spangler. Failure propagation in multi-cell lithium-ion batteries, 2015. Journal of Power Sources 283(2015) 517-523.

[19] Z. Wang, N. Mao, F. Jiang, Study of the effect on spacing on thermal runaway propagation for lithium-ion batteries, 2020. Journal of Thermal Analysis and Calorimetry (2020) 140:2849-2863.

[20] P. Huang, Q. Wang, K. Li, P. Ping, J. Sun, Sci. Rep. 5 (2015) 12, https://doi.org/10.1038/srep07788.

[21] Y. Fu, S. Lu, K. Li, C. Liu, X. Cheng, H. Zhang, J. An experimental study on burning behaviors of 18650 lithium ion batteries using a cone calorimeter. Power Sources 273 (2015) 216–222, https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2014.09.039.

[22] M. Chen, D. Zhou, X. Chen, W. Zhang, J. Liu, R. Yuen, J. Wang, J. Therm. Anal. Calorim. 122 (2) (2015) 755–763, https://doi.org/10.1007/s10973-015-4751-5.

[23] X. Feng, M. Fang, X. He, M. Ouyang, L. Lu, H. Wang, M. Zhang, J. Power Sources 255 (2014) 294–301, https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2014.01.005.

[24] E.P. Roth, D.H. Doughty, J. Power Sources 128 (2) (2004) 308–318, https://doi. Org/10.1016/j.jpowsour.2003.09.068.

[25] Q. Wang, J. Sun, X. Yao, C. Chen, J. Electrochem. Soc. 153 (2) (2006) A329–A333, https://doi.org/10.1149/1.2139955.

[26] S. Ma, M. Jiang, P. Tao, C. Song, J. Wu, J. Wang, T. Deng, W. Shang, Prog. Nat. Sci. 28 (6) (2018) 653–666, https://doi.org/10.1016/j.pnsc.2018.11.002

[27] S. Zhang, Energy Storage Mater. 24 (2020) 247–254, https://doi.org/10.1016/j. ensm.2019.08.013.

[28] Y. Peng, L. Yang, X. Ju, B. Liao, K. Ye, L. Li, B. Cao, Y. Ni, J. Hazard. Mater. 381 (2020) 11, https://doi.org/10.1016/j.jhazmat.2019.120916. .

[29] Q. Wang, P. Ping, X. Zhao, G. Chu, J. Sun, C. Chen, J. Power Sources 208 (2012) 210–224, https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2012.02.038.

[30] F. Bai, M. Chen, W. Song, Z. Feng, Y. Li, Y. Ding, Appl. Therm. Eng. 126 (2017) 17–27, https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2017.07.141.

[31] M. Garg, T.R. Tanim, C.D. Rahn, H. Bryngelsson, N. Legnedahl, Energy 159 (2018) 716–723, https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.06.169.

[32] N.E. Galushkin, N.N. Yazvinskaya, D.N. Galushkin, J. Electrochem. Soc. 166 (6) (2019) A897–A908, https://doi.org/10.1149/2.0041906jes.

[33] G. Wang, D. Kong, P. Ping, X. He, H. Lv, H. Zhao, W. Hong, Appl. Energy 334 (2023), https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.120660.

[34] J. Fang, J. Cai, X. He. Experimental study on the vertical thermal runaway propagation in cylindrical Lithium-ion batteries: Effects of spacing and state of charge. Applied Thermal Engineering Volume 197, October 2021, 11739

[35] X. Feng, J. Sun, M. Ouyang, F. Wang, X. He, L. Lu, H. Peng, Characterization of penetration induced thermal runaway propagation process within a large format lithium ion battery module, J. Power Sour. 275 (2015) 261–273.

[36] X. Feng, L. Lu, M. Ouyang, J. Li, X. He, A 3D thermal runaway propagation model for a large format lithium ion battery module, Energy 115 (2016) 194–208.

[37] C.F. Lopez, J.A. Jeevarajan, P.P. Mukherjee, Experimental analysis of thermal runaway and propagation in lithium-ion battery modules, J. Electrochem. Soc. 162 (2015) A1905–A1915.

[38] S. Wilke, B. Schweitzer, S. Khateeb, S. Al-Hallaj, Preventing thermal runaway propagation in lithium ion battery packs using a phase change composite material: An experimental study, J. Power Sour. 340 (2017) 51–59.

[39] J. Lamb, C.J. Orendorff, L.A.M. Steele, S.W. Spangler, Failure propagation in multi-cell lithium ion batteries, J. Power Sour. 283 (2015) 517–523

[40] S. Gao., X. Feng, L. Lu, N. Kamyab, J. Du, P. Comsn, R. E. White, M. Ouyang. An experimental and analytical study of thermal runaway propagation in a large format lithium ion battery module with NMC pouch-cells in parallel. 2019, International Journal of Heat and Mass Transfer Volume 135, June 2019, Pages 93-103.

[41] Wang, Q.; Jiang, L.; Yu, Y.; Sun, J. Progress of enhancing the safety of lithium ion battery from the electrolyte aspect. Nano Energy 2019, 55, 93–114.

[42] D. Yu, D. Ren, K. Dai, H. Zhang, J. Zhang, B. Yang, S. Ma, X. Wang, Z. You, Failure mechanism and predictive model of lithium-ion batteries under extremely high transient impact,2021. Journal of Energy Storage 43 (2021) 103191.

[43] J. Lamb, C. J. Orendorff. Evaluation of mechanical abuse techniques in lithium ion batteries, 2014. Journal of Power Sources 247 (2014) 189-196.

[44] Disponible online:https://www.agu.ch/1.0/crashtest-datenbank/ (consultado online: 15 de Abril de 204-24)

[45] https://euroncap.newsmarket.com/images-and-videos/all/nio-el6---euro-ncap-2024-results---5-stars/s/71368fe6-5ad6-49d2-bc72-ca95a589c4c9 (consultado online: 15 de Abril de 204-24)

[46] Z. Zou, F. Xu, H. Tian, X. Niu. Testing and impact modeling of lithium-ion prismatic battery under quasi-static and dynamic mechanical abuse, 2023. Journal of Energy Storage 68 (2023) 107639.

[47] L. Wang, J. Li, J. Chen, X. Duan, B. Li, J. Li. Revealing the internal short circuit mechanisms in lithium-ion batteries upon dynamic loading based on Multiphysics simulation, 2023. Applied Energy 351 (2023) 121790.

[48] S. Xi, Q. Zhao, L. Chang, X. Huang, Z. Cai. The dynamic failure mechanism of a lithium-ion battery at different impact velocity, 2020. Engineering Failure Analysis 116 (2020) 104747.

[49] Ch. Zhao, J. Sun, Q. Wang. Thermal runaway hazards investigation on 18650 lithium-ion battery using extended volume accelerating rate calorimeter. Journal of Energy Storage 28 (2020) 101232.

[50]F.W. Williams, G.G. Back, 2014. Lithium Battery Fire Tests and Mitigation. Naval Research Laboratory, NRL/fr/6104—14-10,262.

[51] D. Ouyang, M. Chen y J.Wang, 2018. Fire behaviours study on 18650 batteries pack using cone-calorimeter. Journal of Thermal Analysis and Calorimetry, 2018.

[52] Kemeny M, Ondrejka P, Mikolasek M. Comprehensive Degradation Analysis of NCA Li-Ion Batteries via Methods of Electrochemical Characterisation for Various Stress-Inducing Scenarios. Batteries. 2023; 9(1):33.

[53] J. Lamb, C.J. Orendorff, 2014. Evaluation of mechanical abuse techniques in lithium ion batteries. Journal of Power Sources 247 (2014) 189-196.

[54] Yih-Shing Duh, Jia-Huei Theng, Chia-Chi Chen, Chen-Sahn Kao. Comparative study on thermal runaway of commercial 14500, 18650 and 26650 $LiFePO_4$ batteries used in electric vehicles. 2020, Journal of Energy Storage 31 (2020)101580.

[55] E.P. Roth, Abuse response of 18650 Li-ion cells with different cathodes using EC:EMC/LiPF6 and EC:PC:DMC/LiPF6 Electrolytes, ECS Trans. 11 (19) (2008) 19–41 https://doi.org/10.1149/1.2897969.

[56] B. Lei, W. Zhao, C. Ziebert, N. Uhlmann, M. Rohde, H.J. Seifert, Experimental analysis of thermal runaway in 18650 cylindrical Li-ion cells using an accelerating rate calorimeter, Batteries 3 (2017) 1–14 https://doi.org/10.3390/ batteries3020014.

[57] J.B. Peter, N.D. Jonathan, J.C. Denis, F.B. Solomon, Pursuing safer batteries: thermal abuse of LiFePO4 cells, J. Power Sources 414 (2019) 557–568 https://doi. Org/10.1016/j.jpowsour.2019.01.013

[58] Lebkowski A. Temperature, Overcharge and Short-Circuit Studies of Batteries used in Electric Vehicles. Gdynia Maritime University, Department of Ship Automation, 2017. Doi:10.15199/48.2017.05.13

[59] Larsson F., Mellander B.E., Abuse by External Heating, Overcharge and Short Circuiting of Commercial Lithium-Ion Battery Cells, Journal of The Electrochemical Society, 161 (2014), p.1611-1617.

[60] Feng X., Weng C., Ouyang M., Sun J., Online internal short circuit detection for a large format lithium ion battery, Applied Energy, 161 (2016), p.168-180.

[61] A. Nedjalkov, J. Meyer, M. Kohring, A. Doering, M. Angelmahr, S. Dahle, A. Sander, € A. Fischer, W. Schade, Toxic gas emissions from damaged lithium ion batteries, analysis and safety enhancement solution, Batteries 2 (2016) 5–14.

[62] S. Koch, A. Fill, K. P. Birke, Comprehensive gas analysis on large scale automotive lithium-ion cells in thermal runaway, J. Power Sources 398 (2018) 106-112. 821

[63] A. Perea, A. Paolella, J. Dubé, D. Champagne, A. Mauger, K. Zaghib, State of charge influence on thermal reactions and abuse tests in commercial lithium-ion cells, J. Power Sources 399 (2018) 392–397.

[64] R.A. Leising, M.J. Palazzo, E.S. Takeuchi, K.J. Takeuchi, Abuse testing of lithium-ion batteries: characterization of the overcharge reaction of LiCoO2/graphite cells, J. Electrochem. Soc. 148 (8) (2001) A838–A844.

[65] A. Nedjalkov, J. Meyer, M. Kohring, A. Doering, M. Angelmahr, S. Dahle, A. Sander, € A. Fischer, W. Schade, Toxic gas emissions from damaged lithium ion batteries, analysis and safety enhancement solution, Batteries 2 (2016) 5–14.

[66] Y. Fernandes, A. Bry, S. De Persis, Identification and quantification of gases emitted during abuse tests by overcharge of a commercial Li-ion battery, J. Power Sources 389 (2018) 106-119.

[67] A. W. Golubkov, S. Scheikl, R. Planteu, G. Voitic, H. Wiltsche, C. Stangl, G. Fauler, G. Voitic, A. Thaler, V. Hacker, Thermal runaway of commercial 18650 Li-ion batteries with LFP and NCA cathodes – impact of state charge and overcharge, RSC Adv. 5, (2015) 57171-57186.

[68] Q. F. Yuan, F. Zhao, W. Wang, Y. Zhao, Z. Linag, D. Yan, Overcharge failure investigation of lithium-ion batteries, Electrochim. Acta 178 (2015) 682-688.

[69] T. Ohsaki, T. Kishi, T. Kuboki, N. Takami, N. Shimura, Y. Sato, M. Sekino, A. Satoh, Overcharge reaction of lithium ion batteries, J. Power Sources 146 (2005) 97-100.

[70] S.Ciorba, M. Marracci, C. Antonetti, M. Martinelli, G. Caposciutti, B. Tellini, A.M. Raspolli Galletti. Experimental analysis of overcharged Li-polymer batteries.

[71] Fu, Y.; Lu, S.; Li, K.; Liu, C.; Cheng, X.; Zhang, H. An Experimental Study on Burning Behaviors of 18650 Lithium Ion Batteries Using a Cone Calorimeter. J. Power Sources 2015, 273, 216–222.

[72] A. Tomaszewska, Z. Chu, X.Feng, S. O'Kane, X. Liu, J. Chen, E. Endler, R. Li, L. Liu, Y. Li, S. Zheng, S. Vetterlein, M. Gao, J. Du, M. Parkes, M. Ouyang, M. Marinescu, G. Offer, B. Wu. Lithium-ion battery fast charging: A review. eTransportation August 2019. DOI: 10.1016/j.etran.2019.100011.

[73] Thermal Abuse Tests on 18650 Li-Ion Cells Using a Cone Calorimeter and Cell Residues Analysis Maria Luisa Mele 1 , Maria Paola Bracciale 1 , Sofia Ubaldi 1 , Maria Laura Santarelli 1 , Michele Mazzaro 2 , Cinzia Di Bari 3 and Paola Russo 1,

{74]25. Fu, Y.; Lu, S.; Li, K.; Liu, C.; Cheng, X.; Zhang, H. An Experimental Study on Burning Behaviors of 18650 Lithium Ion Batteries Using a Cone Calorimeter. J. Power Sources 2015, 273, 216–222. [CrossRef]

[75] Lithium-Ion Batteries Hazard and Use Assessment Final Report Prepared by: Celina Mikolajczak, PE Michael Kahn, PhD Kevin White, PhD Richard Thomas Long, PE Exponent Failure Analysis Associates, Inc. (accessible online: https://content.nfpa.org/-/media/Project/Storefront/Catalog/Files/Research/Research-Foundation/Reports/Hazardous-materials/RFLithiumIonBatteriesPhaseIII.pdf?rev=a511861eecaa43b88a9cbc80d8395387)

[76] Ohneseit, S.; Finster, P.; Floras, C.; Lubenau, N.; Uhlmann, N.; Seifert, H.J.; Ziebert, C. Thermal and Mechanical Safety Assessment of Type 21700 Lithium-Ion Batteries with NMC, NCA and LFP Cathodes–Investigation of Cell Abuse by Means of Accelerating Rate Calorimetry (ARC). Batteries 2023, 9, 237. https://doi.org/10.3390/ batteries9050237

[77] Brand, M.; Gläser, S.; Geder, J.; Menacher, S.; Obpacher, S.; Jossen, A.; Quinger, D. Electrical safety of commercial Li-ion cells based on NMC and NCA technology compared to LFP technology. World Electr. Veh. J. 2013, 6, 572–580. [CrossRef]

[78] Pursuing safer batteries: Thermal abuse of LiFePO4 cells Peter J. Bugrynieca , Jonathan N. Davidsonb , Denis J. Cumminga , Solomon F. Browna,∗ Journal of Power Sources Volume 414, 28 February 2019, Pages 557-568

Capítulo 5: Ensayo influencia de la T sobre la batería de tracción durante la fase de secado en una cabina de pintura.

5. Ensayo influencia de la T sobre la batería de tracción durante la fase de secado en una cabina de pintura.

Se han llevado a cabo muchos ensayos sobre celdas individuales, pero no se han estudiado los efectos que tiene la T sobre un pack de baterías. Se supone que algunos protocolos de carga que dan como resultado un rendimiento mejorado para celdas individuales pueda dar lugar a heterogeneidades de corriente o temperatura cuando se realizan en un paquete.

Por lo tanto, es necesaria **investigación sobre este tema y sobre cómo influye la T en la batería antes de que se apliquen protocolos no convencionales en sistemas del mundo real.** Además, pocos trabajos de modelado han abordado los impactos de la variación de celda a celda en el rendimiento a nivel de paquete. Dado que se puede esperar que la carga rápida amplifique las heterogeneidades, estos estudios multiescala se necesitan con urgencia. Los avances en el modelado multiescala serán fundamentales para integrar el diseño y el control a nivel de celda y paquete, y desempeñarán un papel importante en la vinculación de la investigación a diferentes escalas con las mejoras en el rendimiento de los sistemas comerciales.

La temperatura tiene un importante impacto sobre el rendimiento, la seguridad y la vida útil de las baterías de ion litio. Cuanto mayor sea la temperatura a la que este expuesta una batería de ion litio, menor será la vida útil de dicha batería.

Por este motivo, respecto a la reparación de vehículos eléctricos, se pueden plantear las siguientes preguntas:

- ¿Afecta la temperatura de secado a las baterías de tracción de ion litio?
- ¿Es necesario desmontar las baterías de alta tensión antes de secar un vehículo en la cabina?
- ¿Podrían sufrir las celdas una degradación de su vida útil?
- ¿La temperatura que alcanzan sus módulos en el interior de la cabina durante el proceso de secado, será inferior o superior a la alcanzada durante el funcionamiento habitual del vehículo? Por ejemplo, durante la conducción o la carga de la batería.

Para dar respuesta a todas estas preguntas, dentro del doctorado se realizaron unos ensayos no destructivos para analizar y caracterizar el efecto que tiene la temperatura de secado de una cabina de pintura en la temperatura alcanzada por la batería de tracción y en este capítulo se van a presentar los resultados.

5.1 Introducción

La temperatura es un factor crítico que influye en la seguridad, la vida útil y el rendimiento de las baterías de iones de litio (LIB). Se han realizado numerosas investigaciones sobre cómo afecta la temperatura a la degradación de varios componentes de las LIB. Los estudios han examinado la degradación del ánodo a temperaturas elevadas [1], el envejecimiento térmico de materiales catódicos como $LiCoO_2$ y $LiMn_2O_2$ [2], y los efectos sobre los electrolitos [3]. Se ha establecido que el aumento de las tasas de degradación y la disminución del estado de salud (SoH) a temperaturas más elevadas se deben principalmente a cambios en las películas superficiales del electrodo y en la estructura del electrodo de LCO [4]. El intervalo de temperaturas de funcionamiento seguro para las baterías de ion litio suele estar comprendida entre 15 °C y 40 °C [5,6], ya que las temperaturas superiores a 40 °C pueden causar problemas importantes [7,8]. Las altas temperaturas pueden reducir drásticamente la capacidad y la vida útil de las baterías de iones de litio, y hay estudios que demuestran una pérdida de capacidad de casi el 70% tras 500 ciclos de descarga a 55 °C [9]. Este efecto acorta enormemente la vida de las LIB [10]. Los fallos en las baterías de ion litio pueden ser mecánicos, eléctricos o térmicos, y producirse a nivel de célula, módulo o paquete de baterías [11], pudiendo provocar un embalamiento térmico (Thermal Runaway, TR). El sobrecalentamiento, a menudo debido a conexiones de contacto deficientes o a un calor excesivo cerca del paquete de baterías, es una de las principales preocupaciones. También se producen altas temperaturas durante la carga rápida y cuando los vehículos eléctricos (EV) están aparcados al aire libre en los calurosos días de verano.

Durante las reparaciones de vehículos eléctricos, y en concreto en la cabina de pintura, se utilizan equipos para acelerar el proceso de secado de la pintura aplicada sobre las piezas reparadas. Normalmente, la cabina de pintado y secado opera durante el proceso de secado a temperaturas comprendidas entre 60 y 80 ˚C durante 30 minutos. Aunque algunos fabricantes de pintura han desarrollado productos que reducen la temperatura de secado, esto suele aumentar el tiempo que el vehículo permanece en la cabina.

La temperatura de las baterías de iones de litio debe controlarse, ya que afecta a su rendimiento, salud y seguridad. A veces se producen fallos catastróficos debido a variaciones excesivas de temperatura, que pueden causar TR que provoque un incendio y la consiguiente explosión. Cuando los separadores entre el ánodo y el cátodo se rompen o funden, los electrodos dejan de funcionar correctamente o desaparecen, y se inicia una reacción química en el litio que vuelve a liberar oxígeno, dióxido de carbono, otros gases nocivos y mucho calor. Esta reacción química hace que la batería se caliente en un proceso llamado TR, una reacción química que genera calor y que se acelera por la propia temperatura que genera, haciendo que entre en un bucle que a menudo acaba en incendio. La TR se mantiene por el calor de la celda, generando cada vez más calor.

Las reacciones químicas ocurren una tras otra, formando reacciones en cadena, una vez que la temperatura aumenta anormalmente al estar sometida a una carga mecánica muy elevada. La reacción cíclica de calor-temperatura es la causa de las reacciones en cadena. Un calor elevado genera el aumento de temperatura de la célula, y se inician nuevas reacciones secundarias, como puede ser la descomposición de SEI (Solid Electrolyte Interphase). Las reacciones secundarias

liberan más calor, formando así un bucle. Realizando ciclos a temperaturas extremadamente altas hasta que la célula sufre thermal runaway.

Las baterías de litio pueden experimentar embalamiento térmico debido a defectos de la pila, daños de la pila, calor, descarga rápida, o sobrecarga, lo que generan temperaturas que superan los 550 °C en el caso de baterías de ion litio y 760 °C para el caso de metal litio. Si una sola celda genera calor suficiente para que las celdas adyacentes experimenten embalamiento térmico, se produce una propagación de celda a celda y de modulo a modulo. El embalamiento térmico puede producir la liberación de electrolitos inflamables y, en el caso de metal litio, la liberación de litio fundido y en combustión.

Nos podemos plantear la siguiente pregunta ¿qué podría hacer que una batería de ion litio de un vehículo eléctrico arda? Que la batería arda podría deberse a un recalentamiento de la batería o una rotura y fuga de electrolito. En cuanto al recalentamiento, en condiciones normales las baterías de ion litio disponen de un sistema de protección que regula la carga y evita el calentamiento. Cuando se produce una rotura y fuga del electrolito, se mezclan elementos y se liberan gases, que ocupan cada vez más espacio, generan calor y agrietan las paredes de la batería llegando a reventar dichas paredes.

Por otro lado, como se ha indicado la temperatura de funcionamiento también puede afectar al rendimiento de la batería de ion litio que, con el paso del tiempo, reducirá su vida útil.

La mayoría de los fabricantes de vehículos recomiendan no superar una temperatura de 65 ˚C sobre la superficie de la batería durante el proceso de secado durante más de 60 minutos. Por este motivo, cada vez que se realice un proceso de secado de un vehículo eléctrico o híbrido, se debe controlar y monitorear la temperatura a la que se ve expuesta la batería de tracción.

Algunos fabricantes incluso indican que antes de introducir el vehículo eléctrico a la cabina de pintura es necesario desmontar la batería de tracción de ion litio para evitar su degradación. Ya que los fabricantes de automóviles facilitan procedimientos para reparar los vehículos eléctricos e híbridos de manera segura.

A continuación, se muestra lo que indican distintos fabricantes de vehículos:

1. **BMW i3**

   BMW indica que la **máxima temperatura permitida en la cabina de pintado no debe superar los 80 ˚C** con la unidad de batería de alto voltaje montada en el vehículo. Para evitar envejecimiento excesivo de las celdas de la batería de alto voltaje, **el tiempo de permanencia debería ser de 60 minutos como máximo** [12].

2. **NISSAN**

   Para el caso del Nissan Leaf indica lo siguiente [13]:

Para utilizar la cabina de pintado, hay que **mantener el estribo exterior (A) a una T ≤ 60˚C** para prevenir daños en la batería de ion litio.

NOTAS:

- Medir la T con un termómetro sin contacto.
- Si hay una cubierta (resina) sobre el estribo, hay que quitarla para medir la T.

Si la T del estribo exterior es más de 60 ˚C, hay que quitar la batería de ion litio con antelación y meter el vehículo a la cabina de pintado. La Fig.5.1 muestra la ubicación del estribo que hay que quitar en el Nissan Leaf.



Fig. 5.1. *Ubicación del estribo (A) [13]. Imagen en la que se puede observar la posición de la batería de alta tensión y la posición del estribo [14]*

3. TESLA

El fabricante Tesla indica que antes de introducir el vehículo en la cabina de secado debe **permanecer en el interior**, es decir, no en el exterior, a una **temperatura < 35˚C durante al menos 12 horas.**

Antes de introducir el vehículo en la cabina de secado si no se han completado las reparaciones del sistema térmico (aire acondicionado y calefacción), hay que desconectar la batería de 12 V y el alto voltaje para evitar que estos sistemas se activen durante el secado.

Una vez pintado el Modelo S, X y 3, se pueden introducir en la cabina de secado con la batería de alta tensión instalada, siempre que no se excedan estos parámetros [16]:

- Tiempo máximo de secado: 45 minutos
- Temperatura máxima de cocción: 74˚C

4. TOYOTA

En el caso de Toyota no indica precauciones específicas a adoptar cuando se prepara un vehículo eléctrico para introducirlo en la cabina de secado, adopta esta posición porque indica que **no se pueden alcanzar temperaturas que puedan dañar la batería de alto voltaje durante los ciclos de secado en una cabina de pintura [17].**

5. HONDA

Honda indica que las elevadas temperaturas pueden dañar la batería de alto voltaje, por lo tanto, en la fase de secado en la cabina de pintura, hay que asegurarse de que la temperatura no supere los 65˚C [18,19].

6. AUDI

Audi indica para el Audi Q5 con batería de alto voltaje lo siguiente [20]: El tiempo de secado para la reparación con pintura comercial dependiendo del material y del fabricante, se encuentra entre 30 y 60 minutos a 60 °C. Los vehículos de Audi con batería de alto voltaje están equipados con una batería potente. Este tipo de baterías funcionan correctamente hasta 55 °C. Las celdas pueden dañarse cuando la temperatura se encuentra por encima de los 70 °C. Para no exceder los 70 °C, no debe dejarse el vehículo Audi dentro de la cabina de pintura durante el secado más de 60 minutos.

Si los materiales que se utilizan para la reparación necesitan un tiempo de secado de más de 60 minutos, hay que encontrar un método alternativo para secar el vehículo como son los rayos infrarrojos.

Además, hay que tener en cuenta que, en un procedimiento de reparación de taller, normalmente el sistema de alta tensión, por razones de seguridad, debe desconectarse cuando se trabaja con vehículos eléctricos. Al desconectar el sistema de alta tensión se desconecta el sistema de refrigeración de la batería, por lo que puede sobrecalentarse y por lo tanto dañarse.

Las elevadas temperaturas pueden afectar a la vida útil de las baterías de tracción. Hay que tener en cuenta que durante el pintado de un vehículo en la fase de acabado (color + barniz), el barniz requiere un secado en la cabina a 60˚C durante 30 minutos, según indican varios proveedores, otra posibilidad es utilizar un tipo de barniz que se puede secar al aire o en cabina a 40 ˚C, incrementando para ello el tiempo utilizado a más de 30 minutos. Aunque este método es eficaz, duplica el tiempo de secado, lo que ralentiza la reparación y reduce el rendimiento general del taller.

Otra solución posible, cómo indicaba Audi, para secar la pintura de los vehículos eléctricos sin causarles daños ni empeorar el rendimiento del taller es la tecnología de secado por infrarrojos de onda corta, esta tecnología penetra directamente en la superficie del sustrato, ya sea metal, plástico u otro material, para calentarlo y curar el revestimiento desde dentro hacia fuera, concentrándose solamente en los paneles pintados.

En resumen, se puede afirmar que la mayoría de los fabricantes indican que cuando un vehículo eléctrico se introduce en una cabina de pintura durante la fase de secado, no debe superar los 60 °C durante más de 60 min. Hay excepciones, como Tesla, que permite 74 °C pero durante menos tiempo (45 min). En otras palabras, si se aumenta la temperatura de secado, el tiempo de permanencia en la cabina de pintura debe ser menor para evitar la degradación y los daños en la batería de tracción de alto voltaje.

Las baterías de tracción del vehículo eléctrico/híbrido deben cumplir unos requisitos para garantizar su seguridad y que se encuentran definidos en el Reglamento nº 100 CEPE/ONU: Disposiciones uniformes relativas a la homologación de vehículos en relación con los requisitos específicos del grupo motopropulsor eléctrico. Por este motivo las baterías son sometidas a unos ensayos térmicos, dentro de estos requisitos de seguridad que deben cumplir las baterías.

En el anexo 9 B se indica el tipo de ensayo de choque térmico y de ciclos a los que se somete la batería. El objeto de este ensayo es comprobar la resistencia del SAEER (Sistema de almacenamiento de energía eléctrica recargable) a los cambios bruscos de temperatura, para ello se someterá a un número determinado de ciclos de temperatura que comiencen a temperatura ambiente y vayan seguidos de ciclos de alta y baja temperatura. Se simula un cambio rápido de temperatura ambiental al que puede estar expuesto un SAEER durante su vida útil.

Antes de someter la batería a ensayo se debe ajustar el SoC, cargando hasta el máximo SoC de conformidad con lo especificado por el fabricante para el funcionamiento en uso normal hasta que el proceso de carga finalice. En el caso de que el dispositivo sometido a ensayo no controle el SoC por sí solo, la carga del SoC se efectuará como mínimo hasta el 95 % del SoC máximo en funcionamiento normal definido por el fabricante para la configuración específica del dispositivo sometido a ensayo.

Por otro lado, estarán funcionando todos los dispositivos de protección que puedan afectar sobre el funcionamiento de la batería sometida a ensayo y que sean oportunos para el resultado del ensayo. Se va a enfriar y calentar la batería ensayada a lo largo de varios ciclos. En primer lugar, la batería sometida a ensayo se almacenará durante un período de al menos seis horas a una temperatura de ensayo igual a 60 ± 2 °C, o superior si así lo solicita el fabricante, seguido de un período de almacenamiento de al menos seis horas a una temperatura de ensayo igual a -40 ± 2 °C, o inferior si así lo solicita el fabricante.

El intervalo máximo de tiempo entre los extremos de temperatura de ensayo deberá ser de treinta minutos. Se repetirá la misma operación hasta que se haya completado un mínimo de cinco ciclos totales. Posteriormente la batería sometida a ensayo se almacenará durante veinticuatro horas a una temperatura ambiente de 22 ± 5 °C. Después del almacenamiento de veinticuatro horas, se llevará a cabo un ciclo estándar, tal como se describe en el reglamento. El ensayo finalizará con un período de observación de una hora en las condiciones de temperatura ambiente del entorno de ensayo.

Sin embargo, las comparaciones con las mediciones de temperatura en otros escenarios (por ejemplo, carga, estacionamiento a alta temperatura) muestran temperaturas significativamente más altas. Se ha llevado a cabo una revisión bibliográfica más profunda de las mediciones de temperatura VE en otros escenarios para compararlas con los resultados obtenidos en este trabajo.

Algunos estudios han analizado [21] el impacto de las altas temperaturas ambientales en la eficiencia de los vehículos que circulan en una región de altas temperaturas (>50 °C) en Kuwait en comparación con las registradas por Liu et al. [22] (<35 °C). Se observó el impacto negativo de las altas temperaturas en la eficiencia de los vehículos eléctricos. Los vehículos con excelentes sistemas de gestión térmica pueden controlar la temperatura incluso en un entorno extremo. Sin embargo, para los vehículos con peores sistemas de gestión térmica, la situación será peor. Se han

analizado las curvas de carga entre -20 °C y 50 °C. En la prueba de carga a alta temperatura a 50 °C, la corriente de carga fluctúa entre 32 A y 100 A para controlar la temperatura de la batería por debajo de 40 °C. Se admite que hay una baja eficiencia de carga a temperaturas extremas para controlar la temperatura de la batería para que esté en un rango seguro [23].

Las pruebas de carga rápida de CC se realizaron a diferentes temperaturas, incluyendo pruebas que medían la duración de la carga, la transferencia de energía y la energía utilizada para regular térmicamente el sistema de almacenamiento de energía (ESS) para los eventos de carga a diferentes temperaturas: 0, 25 y 50 °C [24]. La carga rápida a 50 °C no se pudo realizar durante las pruebas para evitar un evento, es decir, por motivos de seguridad. Se observa que en la prueba a 0 °C la temperatura máxima alcanzada en la batería es de 6,1 °C y en la prueba a 25 °C la temperatura máxima alcanzada en la batería es de 27,8 °C.

La temperatura de la batería tiene un gran impacto en la velocidad de carga de los vehículos eléctricos, razón por la cual la mayoría de los vehículos utilizan un sistema de calefacción para calentar su batería y mejorar el tiempo de carga. Existen completos informes de análisis que ayudan a comprender la estrategia elegida por cada fabricante de automóviles. En esta carga rápida a -20 °C, el Hyundai Ioniq 5 y el Mercedes EQS utilizan calentadores de refrigerante para aumentar la temperatura de la batería hasta 25 °C durante la carga. La potencia máxima del calefactor del Ioniq 5 es de 5 kW y la del EQS, de 8 kW. La estrategia del Tesla Model S Plaid es diferente, ya que la carga solo se inicia cuando la temperatura de la batería supera los 0 °C y la mantiene en torno a los 50 °C. Las cadenas cinemáticas se utilizan como calefactores del refrigerante con una potencia máxima de 12 kW. Se realizan pruebas adicionales a -7 °C, 22 °C, 35 °C y 45 °C para comprender la estrategia de gestión térmica de la batería de alto voltaje [25].

Dado el impacto crítico de la temperatura sobre el rendimiento, la salud y la seguridad de las baterías de litio, este estudio pretende investigar el comportamiento térmico de los sistemas de baterías de alto voltaje de los vehículos eléctricos en diversas condiciones. Los objetivos principales son entender cómo las variaciones de temperatura durante diferentes escenarios operativos afectan al rendimiento de la batería y desarrollar estrategias eficaces de gestión térmica.

Motivación y novedad:

Este trabajo está motivado por la necesidad de mejorar la seguridad y la eficiencia de las baterías de iones de litio de los vehículos eléctricos, especialmente en condiciones extremas de temperatura que se dan durante diversos escenarios operativos y de mantenimiento. La novedad de este estudio radica en su enfoque integral para examinar el comportamiento térmico a través de una amplia gama de condiciones, incluyendo la fase de secado en cabinas de pintura, carga de baterías, estacionamiento en verano y conducción. Mediante el empleo de avanzados equipos de diagnóstico y mediciones de temperatura con termopares, esta investigación proporciona información detallada sobre las tendencias de temperatura, el rendimiento de los compresores y el comportamiento de los módulos de las baterías. Estos resultados contribuirán al desarrollo de mejores sistemas de gestión térmica y protocolos de seguridad que, en última instancia, aumentarán la vida útil y la fiabilidad de las baterías de los vehículos eléctricos.

Este estudio también abordará lagunas específicas de la investigación actual proponiendo futuras investigaciones sobre la instalación de termopares en módulos de baterías para la monitorización

continua de la temperatura, los efectos de las variaciones estacionales en las temperaturas de las baterías y el impacto de los diferentes estilos de conducción en la distribución de la temperatura dentro de los paquetes de baterías. Estas vías de investigación propuestas pretenden profundizar en nuestra comprensión de la gestión de la temperatura de las baterías en diversas condiciones operativas, contribuyendo así al avance de la tecnología de los vehículos eléctricos.

5.2 Ensayos llevados a cabo

Los principios experimentales se centran en evaluar el impacto térmico en la batería de tracción de un BMW i3 durante la fase de secado en una cabina de pintura. Aprovechando una combinación de mediciones directas de temperatura mediante termopares de tipo T y herramientas de diagnóstico conectadas al OBD (On Board Diagnostics) del vehículo, este estudio pretende supervisar y registrar la temperatura de la batería en diferentes estados de carga (SoC). Las condiciones de la cabina de pintura se controlan cuidadosamente, con la temperatura ajustada a 60 °C durante 60 minutos, seguida de una fase de ventilación, para reproducir los procesos típicos de fabricación y reparación de automóviles.

Esta configuración garantiza que la respuesta térmica de la batería pueda observarse en condiciones realistas que el vehículo podría encontrar en una cabina de pintura. Los datos recogidos permiten comprender mejor el comportamiento térmico de las celdas de la batería, los posibles puntos calientes y la eficacia del sistema de refrigeración del vehículo. Esta información es fundamental para evaluar la seguridad y longevidad de la batería, ya que la exposición prolongada a altas temperaturas puede acelerar su degradación y plantear riesgos para la seguridad.En general, el procedimiento experimental combina la monitorización precisa de la temperatura con condiciones ambientales controladas para comprender la dinámica térmica de las baterías de los vehículos eléctricos durante los procesos de fabricación. Este enfoque permite identificar los parámetros operativos óptimos para garantizar la seguridad y el rendimiento de las baterías.

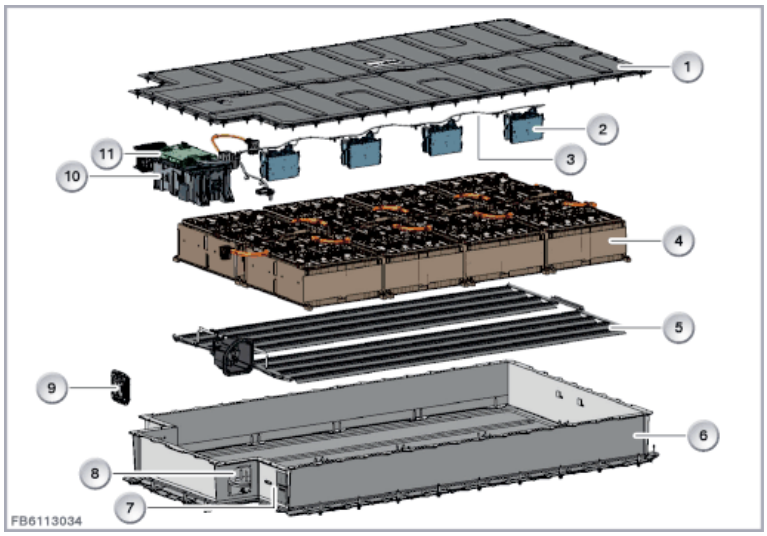
5.2.1 Vehículo utilizado en los ensayos

En los ensayos llevados a cabo se ha utilizado un BMW i3 de 60 Ah, Model Year 2013. A continuación, se indican las especificaciones de la batería utilizada por este vehículo (Tabla 5.1):

	Unidad de batería de alto voltaje 60 Ah 2013
Número de celdas de ion litio en la batería	96 (en serie)
Número de módulos de celdas (cada uno de 12 celdas)	8
Tensión nominal	360 V
Tensión al 100% de estado de carga	395 V
Tensión al 0% de estado de carga	259 V
Capacidad	60 Ah
Energía (Valor nominal)	21,6 kWh
Energía (útil)	18,8 kWh
Dimensiones de la carcasa (largo x ancho x alto)	1660 mm x 964 mm x 174 mm
Peso	~ 233 kg

Tabla 5.1. *Tabla de las características de la unidad de batería de alto voltaje del vehículo BMW i3 utilizado en los ensayos.*

A continuación, se indican las distintas partes de la batería de tracción del vehículo ensayado en la Fig.5.2:



1	Tapa de la carcasa de la batería
2	Circuito de supervisión de la celda (CSC)
3	Cableado del circuito de supervisión de las celdas
4	Módulo de celdas
5	Conducto de refrigeración y de calefacción
6	Carcasa de la batería
7	Conector electrónico
8	Conexión de la línea de refrigeración
9	Orificio de ventilación
10	Caja de seguridad (Safety Box)
11	Electrónica de gestión de baterías (SME, Battery Management Electronics)

Fig. 5.2. *Distintas partes de la unidad de batería de alto voltaje del vehículo BMW i3 utilizado en los ensayos. Fuente: Manuales BMW.*

La electrónica de gestión de la batería (SME) supervisa continuamente el estado de las celdas de la batería y los parámetros necesarios para un funcionamiento seguro de la batería. La unidad de control realiza las siguientes funciones:

- El control del arranque y la parada del sistema de alta tensión se realiza a petición a través de la electrónica de la máquina eléctrica (EME).

- Evaluación de las señales de medición de tensión y temperatura de todas las celdas de batería y del nivel de corriente en el circuito de alta tensión.

- Control del sistema de refrigeración de la unidad de baterías de alto voltaje.

- Determinación del estado de carga (SoC) y estado de salud (SoH) de la batería de alto voltaje.

- Determinación de la potencia disponible de la batería de alta tensión.

- Función de seguridad (por ejemplo, supervisión de la tensión y la temperatura, del bucle de enclavamiento de alta tensión, supervisión del sistema de alta tensión en busca de fallos de aislamiento).

Por otro lado, la **caja de seguridad o safety box** que puede verse en la Fig.5.2, incluye lo siguiente:

1. **Contactores de conmutación:**

   La batería de alto voltaje se conecta/desconecta del sistema eléctrico de alto voltaje mediante dos contactores electromecánicos que son activados por el SME. Un tercer contactor de conmutación se utiliza para la precarga: antes de cellar los contactores electromecánicos, se comprueba la conexión del sistema eléctrico de alto voltaje.

2. **Sensor de voltaje y de corriente en el paso de corriente del borne negativo de la batería:** Un sensor de voltaje y corriente mide la tensión y la corriente en la salida de la batería de alto voltaje y en la conexión del sistema eléctrico de alto voltaje. Este sensor está conectado a la electrónica de gestión de la batería (SME) a través de una red interna de control local.

3. **Fusible de seguridad** en el paso de corriente en el borne positivo de la batería.

4. **Electrónica de control de la calefacción (en función de las opciones instaladas):** En función del equipamiento, puede haber calefacción instalada en la unidad de batería de alto voltaje. La electrónica de control se encuentra en la caja de seguridad y está conectada con el sensor de tensión y corriente a través del LIN bus.

Existe un **circuito de supervisión de celdas (CSC)**. El SME alimenta los circuitos de supervisión de celdas con una tensión de alimentación de 5 V. Un CSC controla el estado de 12 celdas de ion litio (número de celdas que hay en un módulo):

- Midiendo y monitorizando el voltaje de cada celda individual de la batería.

- Midiendo y supervisando la temperatura en varios puntos del bloque de celdas.

- Comunicación de la variable medidas en la SME.

- Realización del proceso de ajuste de tensión en las celdas de la batería.

La unidad de batería de alto voltaje se refrigera en este vehículo mediante refrigerante. Por este motivo, el circuito de aire acondicionado se amplía para incluir la unidad de batería de alto voltaje. En dicha batería, debajo del bloque de celdas, hay un intercambiador de calor de tubos planos de aluminio que está conectado con el circuito de refrigerante del aire acondicionado.

Se describen las siguientes **funciones del sistema** para la unidad de batería de alto voltaje:

- Control de los contactores de conmutación para la conexión y desconexión de la instalación de alta tensión.

- Control del sistema de alta tensión para detectar fallos de aislamiento.

- Control de la refrigeración y el calentamiento de la batería de alto voltaje.

- Equilibrado de las celdas individuales de la batería (equilibrado).

El arranque del sistema de alta tensión se produce mediante la interacción entre las unidades de control EME (control de la electrónica de la máquina eléctrica) y SME (control de la electrónica de gestión de la batería).

El EME solicita el arranque del sistema de alto voltaje cuando se conecta el Borne 15 o cuando hay una solicitud de refrigeración estacionaria o de carga. Este arranque se realiza en varias etapas:

- Comprobación del sistema eléctrico de alta tensión (precarga): Comprobación del funcionamiento del sistema eléctrico de alto voltaje. Además, el circuito de la línea piloto debe estar cerrado.

- Aumento de la tensión: Debido a la existencia de condensadores fluiría una corriente de conexión muy elevada, que podría dañar con el tiempo tanto a los condensadores como al contactor de conmutación. Por este motivo, la tensión aumenta lentamente.

- Cierre de los contactos del contactor de conmutación: En la desconexión de la instalación de alta tensión se diferencia la desconexión normal y la desconexión rápida. Durante la desconexión regular, la protección de los componentes eléctricos y la comprobación de la instalación de alta tensión se para. Por ejemplo, los contactos del contactor del interruptor electromecánico sólo deben abrirse una vez que el nivel de corriente haya descendido a un valor cercano a 0 A, ya que de lo contrario están sometidos a una gran tensión.

En el vehículo BMW i3, vehículo ensayado, contiene una estación de control central (Cell Supervision Circuits, CSC) para cada uno de los ocho módulos. El CSC analiza las medidas tomadas por los sensores de temperatura (cuatro en cada módulo) así como los voltajes de cada celda. Además de ser un punto de recogida de información, la principal función del CSC es reequilibrar ocasionalmente las células utilizando su resistencia de derivación integrada. Este procedimiento es necesario, ya que las celdas de la batería tienden a desequilibrarse ligeramente durante su uso debido a que algunas baterías alcanzan un estado de carga y un voltaje de circuito abierto asociado más bajo que otros. Sin reequilibrio, y si solamente se considera la tensión del módulo para definir los límites de carga y descarga, una celda de alto SoC puede ser fácilmente sobrecargada ya que otras celdas todavía están a un voltaje más bajo durante el proceso de carga. De manera similar, durante el proceso de descarga, una celda de bajo SoC puede alcanzar un SoC o un voltaje de circuito abierto más bajo para el que fue diseñado. La sobrecarga y sobredescarga puede dañar las celdas, lo que genera problemas de seguridad o, al menos, reduce la vida útil del ciclo. El equilibrio de las celdas es muy importante para mantener la funcionalidad correcta.

En todo momento se monitoriza la T de la batería, el CSC recoge información para enviarla a la SME, rebalancea las celdas utilizando una resistencia de derivación integrada.

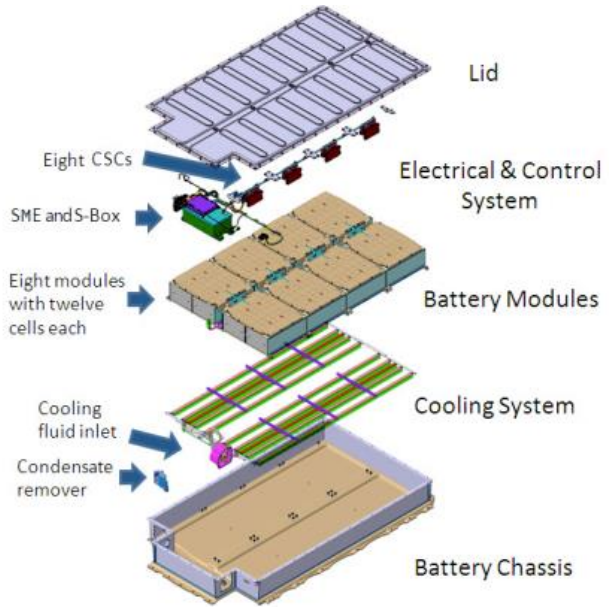


Fig. 5.3. *Componentes y disposición del sistema de almacenamiento de energía del vehículo BMW i3 [26].*

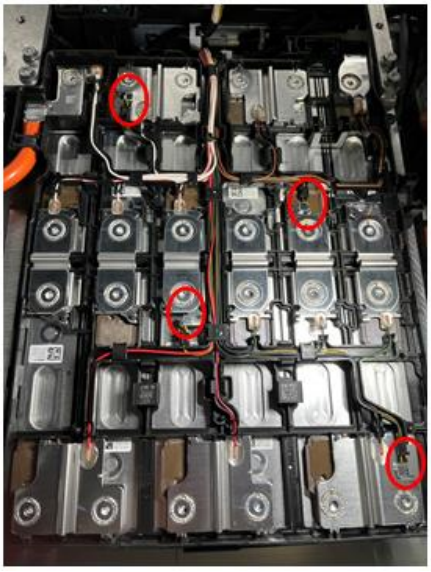


Fig. 5.4. *Imagen de un módulo de la batería de tracción del vehículo BMW i3 utilizado en los ensayos de la cabina de pintura y ubicación de los sensores de temperatura.*

Los sensores de temperatura se identifican porque llevan dos cables. Se han señalado los cuatro sensores de T que tiene cada uno de los módulos.

Para formar un bloque eléctrico mayor con un voltaje más elevado, normalmente llamado módulo, se conectan en serie un número determinado de celdas. En la batería de tracción del vehículo BMW i3 utilizado en los ensayos hay doce celdas prismáticas de 60 Ah en cada módulo (3) (véase la figura 5). Para evitar cortocircuitos entre dos celdas o entre una celda y la carcasa, se utiliza aislamiento de baja tensión entre las celdas individuales y aislamiento de alta tensión alrededor de los conjuntos de celdas. A continuación, los elementos se conectan eléctricamente mediante un sistema de contacto de celdas (CCS) (2) montado en la parte superior. Por último, se colocan placas laterales y placas exteriores de aluminio, así como una tapa y una placa inferior (7), esta última

diseñada específicamente para disipar el calor de las celdas. Como las celdas de ion litio tienden a dilatarse durante su uso, lo que reduce su rendimiento, esta dilatación debe evitarse, por este motivo las placas exteriores (6) se colocan a presión y se fijan en su lugar mediante las placas laterales (5). También se fijan, como se ha nombrado anteriormente y como puede verse en la figura 5, varios sensores de temperatura, que se colocan en varios puntos alrededor del módulo para controlar la temperatura de la celda. Las mediciones de temperatura son cruciales para el sistema de control. Una vez ensamblados estos componentes, el módulo está listo para ser utilizado en un sistema de almacenamiento.

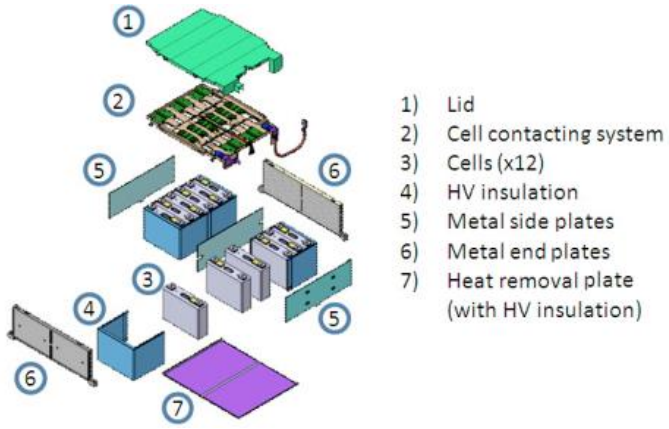


Fig. 5.5. *Componentes y disposición del módulo del sistema de almacenamiento de energía del vehículo BMW i3 [26].*

5.2.2 Cabina de pintura utilizada en los ensayos

La cabina de pintura (Fig.5.6 y 5.7) utilizada en los ensayos es del proveedor SAICO, modelo KL/78, equipada con cuadro de control TRONIC. El quemador AZ-20 que utiliza es de gasóleo, con una potencia mínima de 128 Kw y una potencia máxima de 249 Kw (112.000 y 214.000 Kcal respectivamente). Posee un consumo de combustible nominal de 6,9 a 15 Kg/h.

Para conectar la cabina de pintura en fase de secado, se posicionó el regulador de temperatura en el valor deseado para la fase de secado a alta temperatura. Generalmente este valor es de a 60 ˚C para los productos utilizados en la reparación de vehículos. A continuación, se procedió a regular el temporizador de calentamiento en la fase de secado, girándolo en el sentido de las agujas del reloj, hasta que el indicador del mando señala el tiempo de secado establecido (si el tiempo de secado es de 30 minutos habrá que poner el regulador en 40 minutos porque la T no sube instantáneamente).

Posteriormente se regula el temporizador de ventilación en la fase de secado (el tiempo de ventilación ha de ser superior al del calentamiento, de este modo se enfría la instalación y el vehículo o pieza pintada).

Hay que tener en cuenta que para una temperatura de secado de 60 ˚C el tiempo de enfriamiento recomendado es de 10 minutos.

En cuanto a la conexión de la cabina en la fase de secado:

- Si el tiempo regulado en el calentamiento ha sido 40 minutos en la ventilación debe ser 50 minutos.
- Hacer efectiva la conexión de la cabina en fase de secado, conectando los temporizadores de calentamiento y ventilación. Se deben pulsar a la vez los interruptores situados en el centro de ambos temporizadores.
- A continuación, comienza la fase de secado.



Fig. 5.6. *Distintos trabajos de pintado en la cabina de pintura de CENTRO ZARAGOZA.*

A continuación, se detallan las dimensiones de la cabina de pintura:

- **Planta:** Interiores: largo 7080 mm, ancho 4280 mm

  Exteriores: largo 7320 mm, ancho 4520 mm
- **Altura de Plenum (techo superior dónde se distribuye el calor):** Exteriores: largo 7420 mm, ancho 4520 mm
- **Altura:** Interior 3080 mm

  Exterior 3630 mm

En cuanto al cerramiento de la cabina, las paredes son cristales y en el suelo tiene rejas tipo 40 x 2 mm en 2 fosos.

El grupo generador (impulsor calefactor) está constituido por dos motores eléctricos asíncronos trifásicos de 5,5 kW, y 2 ventiladores, siendo el caudal de aire total de 24.000 m^3/h. Por otro lado, el grupo extractor (depurador expulsión), está constituido por 2 motores eléctricos trifásicos de 5,5 kW, siendo el caudal de aire de aspiración de 22.500 m^3/h.



Fig. 5.7. *Imagen del exterior (izquierda) y del interior (derecha) de la cabina de pintura de CENTRO ZARAGOZA utilizada durante los ensayos.*

5.2.3 Equipo utilizado para la medición de temperatura

Para medir la temperatura de la batería se ha utilizado un equipo de medida de temperatura compuesto por:

- Datalogger Keysight 970ª (ver Fig.5.8) que mide, registra y almacena, junto con un módulo de adquisición de 20 canales. Este Datalogger también puede leer/almacenar variables eléctricas, cambiando el tipo de módulo de registro.
- Incluye software de visualización y registro: BenchVue 2020 actaulización 2.0.
- Panel para 12 minitermopares tipo T.



Fig. 5.8. *Imagen del Datalogger Keysight 970 A y del módulo de adquisición de 20 canales.*

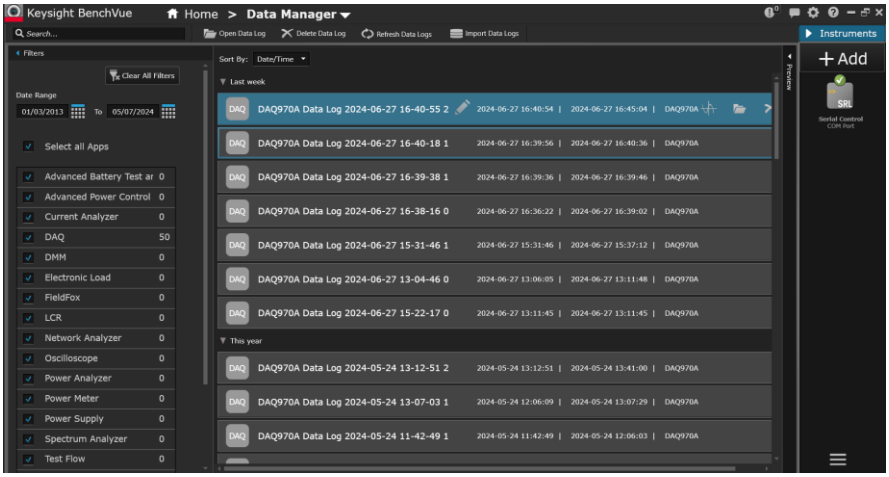


Fig. 5.9. *Imagen de un pantallazo del software de visualización y registro BenchVue.*

Además, dispone de un panel para 12 miniTermopares de tipo **T clase 1 (±0,5˚C)** y caja para su atornillado en el interior de la cabina de pintura, y también dispone de un tubo corrugado para la conducción de los termopares. Los termopares tipo T hasta los 100 ˚C dan buena precisión. Poseen un cable de 4 m, para que nos permita medir dentro de la cámara climática.

Los termopares tipo T se colocan sobre la superficie a medir, poseen un cable de 4 metros (Fig.5.10), y después se colocan en el panel de conexión de termopares que dispone de un cable de 4 metros hasta el datalogger lo que permite que el equipo de extracción de datos se encuentre fuera de la cabina durante los ensayos.



Fig. 5.10. *Imagen del termopar tipo T con un cable de 4 metros para conectarlo en el panel de termopares.*

5.2.4 Caracterización de los ensayos llevados a cabo

El objeto de este estudio es realizar medidas de la temperatura que experimentan los módulos de la batería cuando el vehículo está en la cabina de pintura (según especificaciones del fabricante) durante la fase de secado.

Una vez realizado el ensayo estos valores de temperatura se quieren comparar con la temperatura que experimenta la batería en otras situaciones:

- Cuando se está cargando la batería (analizar la influencia de la velocidad de carga en función de la potencia y del cargador y analizar la influencia del nivel de carga sobre la temperatura.

- En distintas situaciones de conducción y solicitaciones del vehículo.

- Cuando el vehículo eléctrico se encuentra en el exterior durante el verano, expuesto a elevadas temperaturas.

Para realizar el ensayo, es necesario medir la temperatura de la cabina de pintura, por un lado, se ha anotado la temperatura indicada en el termómetro de la propia cabina, y por otro lado se ha medido la temperatura y la humedad relativa en el interior de la cabina colocando un termómetro en el interior.

Además, se realizaron mediciones de temperatura en puntos de la carrocería cercanos a la ubicación de la batería, en este caso en la zona inferior y en la zona del estribo. Para ello, se ha utilizado una cámara termográfica.

En cuanto a la temperatura de la batería, se ha medido mediante equipo de diagnosis. En el caso concreto del vehículo BMW i3 utilizado para los ensayos, el equipo de diagnosis nos permite realizar la medición en 4 módulos de la batería. Para distintos instantes comprendidos entre 0 y 90 minutos con intervalos de 15 minutos se ha realizado la medición de la temperatura en los 4 puntos de la batería, se estableció que si en algún momento la temperatura medida en la batería superarse los 60˚C, se interrumpiría el ensayo.

Estas mediciones se han realizado con distintos estados de carga de la batería para analizar también la **influencia que tiene el estado de carga de la batería sobre la temperatura que alcanza la batería de tracción.**

Para la medición de la temperatura de la batería vamos a utilizar los siguientes métodos de medición:

- **Equipo de diagnosis de la marca BMW**, que se conecta a la OBD del vehículo. Con este equipo se pueden medir temperaturas y tensiones individuales de cada uno de los módulos, es decir se obtienen 8 mediciones de temperatura.

- **Equipo de diagnosis TEXA**, multimarca, que se conecta a la OBD del vehículo. Con este equipo de diagnosis podemos obtener en el caso del BMW i3 ensayado, un valor de Temperatura media en la batería (Fig.5.11), cuando realmente la batería, tal como hemos visto en su análisis de especificaciones y componentes posee un CSC por cada uno de los 8 módulos.

- **Equipo de medición de temperatura**, utilizando para ello termopares de tipo T.

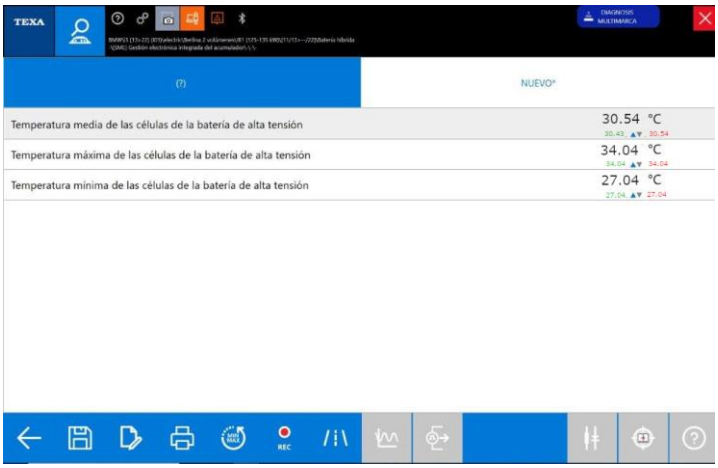


Fig. 5.11. *Imagen de la información que muestra el equipo de diagnosis TEXA respecto a la temperatura de la batería de tracción.*

Para realizar el ensayo el contacto del vehículo está dado. La batería se encuentra cargada al 100% en los primeros ensayos, pero luego se repiten los ensayos con la batería cargada al 50%.

En cuanto a la programación de la temperatura de la cabina de pintura durante el secado, consideramos lo que indica BMW: *"la máxima temperatura permitida en la cabina de pintado no debe superar los 80 ˚C con la unidad de batería de alto voltaje montada. Para evitar el envejecimiento excesivo de las celdas de la batería de alto voltaje, el tiempo de permanencia debería ser de 60 min como máximo",* y lo que indica el proveedor de pintura indica que no se supere 60˚C durante más de 60 minutos.

En cuanto a la programación de la cabina de pintura, teniendo en cuenta lo que indica BMW y lo que indica el proveedor de pintura, se establece como niveles máximos de ensayo 60 ˚C y 60 minutos.

5.3 Resultados

5.3.1 Medición de temperatura utilizando equipo de diagnosis de la marca BMW.

Se obtienen los datos conectando la máquina de BMW a la OBD del vehículo BMW i3 (Fig.5.12). El programa que utiliza es BMW ISTA (Integrated Service Technical Application) 4.39.20. ISTA consta de varios componentes orientados a comunicarse entre sí a través de vía LAN, WLAN e Internet. Todo el sistema proporciona información y datos de diagnóstico actualizados desde la sede de BMW. Se trata de una herramienta importante de diagnóstico, que ofrece varias opciones para la identificación del vehículo, para la búsqueda de información muy específica y para la resolución guiada de problemas.

El software para clientes está instalado en dispositivos con pantalla de información de servicio integrada (Integrated Service Information Display (ISID)) y en el PC del taller.



Fig. 5.12. *Imagen de conexión del equipo de diagnosis de la marca BMW a la OBD del vehículo BMW i3.*

La siguiente figura Fig.5.13 muestra dos imágenes del vehículo BMW i3 en el interior de la cabina de pintura:



Fig. 5.13. *Imagen del BMW i3 en el interior de la cabina de pintura, preparado para realizar el ensayo de medición de temperatura.*

Y la Fig.5.14 muestra dos instantes durante la realización de los ensayos:



Fig. 5.14. *Imágenes durante la realización de los ensayos con el equipo de diagnosis de la marca BMW.*

El ensayo se realiza con el vehículo BMW i3 conectado ya que el contacto del vehículo tiene que estar dado para que pueda conectarse la máquina, dicha máquina se conecta al conector OBD II (On Board Diagnostics).

Se programa la cabina a 60 minutos 60 ˚C, como la cabina tarda en alcanzar los 60 ˚C aproximadamente unos 60 minutos, después lo prolongamos 60 minutos más. A continuación, se programa la cabina para que alcance los 80 ˚C pero no los llega a alcanzar, siendo la temperatura máxima alcanzada 65 ˚C.

La cabina controla la temperatura por medio de una sonda situada en la parte central del techo, tal como se observa en la imagen anterior (Fig.5.15). Por otro lado, se mide la temperatura interior de la cabina y la humedad con un medidor de temperatura EL-USB-2-LCD, se programa para que mida cada minuto (Fig.5.16). Se coloca en el interior de la cabina con un soporte y se mide la evolución de la temperatura y de la humedad, así como el punto de condensación (Dew Point ˚C) en función del tiempo.

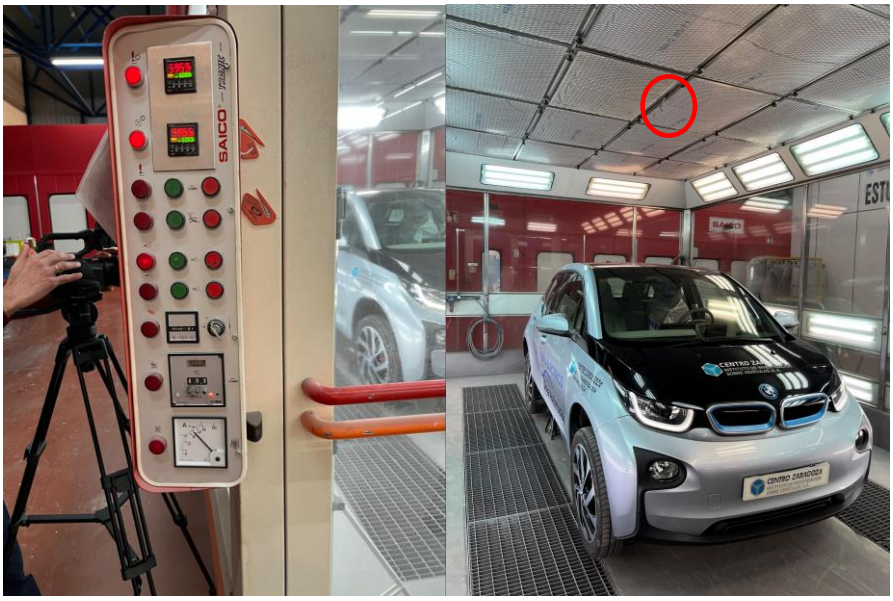


Fig. 5.15. *Imagen del cuadro de mandos de la cabina de pintura, en la que se observa la temperatura y el tiempo programado (izquierda). Imagen de la ubicación de la sonda que controla la temperatura en el interior de la cabina.*



Fig. 5.16. *Imagen del medidor EL-USB-2-LCD utilizado para medir la temperatura y la humedad en el interior de la cabina de pintura durante los ensayos.*

Para realizar la medición de temperatura en distintos puntos de la carrocería cercanos a la ubicación de la batería de alto voltaje, en este caso en la zona inferior del vehículo y en la zona del estribo, se ha utilizado una cámara termográfica HTI 03 THERMAL IMAGER (120X90)(Fig.5.17).



Fig. 5.17. *Imagen de la cámara termográfica HTI 03 THERMAL IMAGER (120x90) utilizada para medir la temperatura en distintos puntos de la carrocería cercanos a la ubicación de la batería de alto voltaje.*

A continuación, se muestran los cuatro puntos (Fig.5.18) sobre los que se va a realizar la medición de la temperatura utilizando la cámara termográfica HTI 03 THERMAL IMAGER (120x90).



T_1 medida en la parte trasera del vehículo.



T_2 medida en la parte delantera del vehículo.

Fig. 5.18. *Imágenes de los puntos de medición en la parte inferior del vehículo (bajo la batería de alto voltaje).*

Para medir la temperatura en la zona del estribo, previamente hay que desmontar el plástico exterior (Fig.5.19).







T_3 lateral derecho zona delantera (según sentido de la marcha del vehículo)



T_4 lateral derecho zona trasera (según sentido de la marcha del vehículo)

Fig. 5.19. *Imágenes de los puntos de medición en la zona del estribo.*

5.3.1.1 Estado de carga de la batería SoC 50%

En el primer ensayo realizado con el equipo de diagnosis de la marca BMW, la batería de alto voltaje se encuentra con un **estado de carga visualizado del 49,9% (SoC)** (ver Fig.5.20)**,** no obstante, si comprobamos el estado de carga real que registra el equipo de diagnosis de la marca BMW es 35,20%, esto es así para darle mayor seguridad y tranquilidad al conductor.

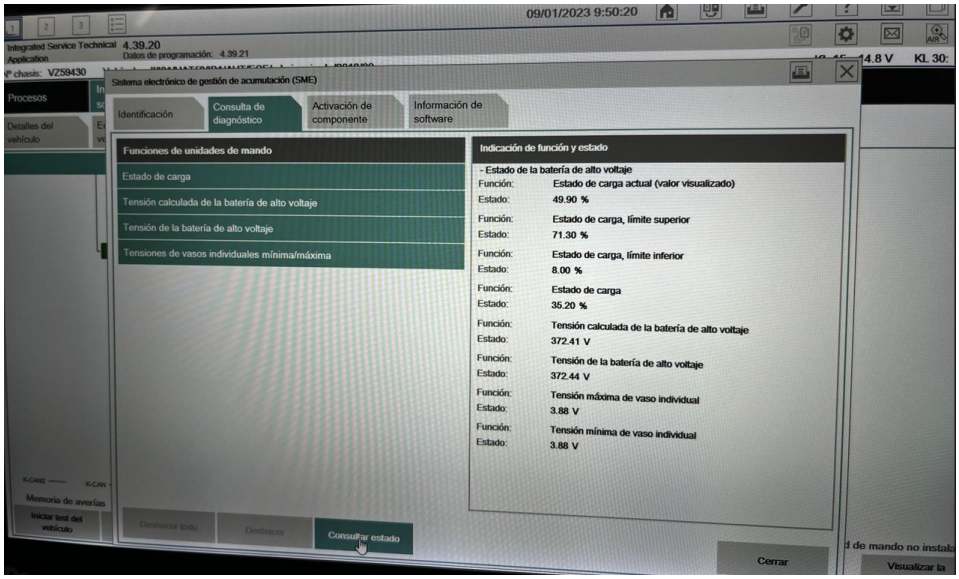


Fig. 5.20. *Imagen de los valores que muestra el equipo de diagnosis, entre los que se puede observar el valor de estado de carga actual (valor visualizado) y el estado de carga.*

Al comenzar el ensayo, el estado de la válvula de cierre de la batería del sistema de refrigeración de la batería de alto voltaje se encuentra cerrada y la temperatura media de las celdas es de 11 ˚C, tal como se puede observar en la siguiente imagen (Fig.5.21):

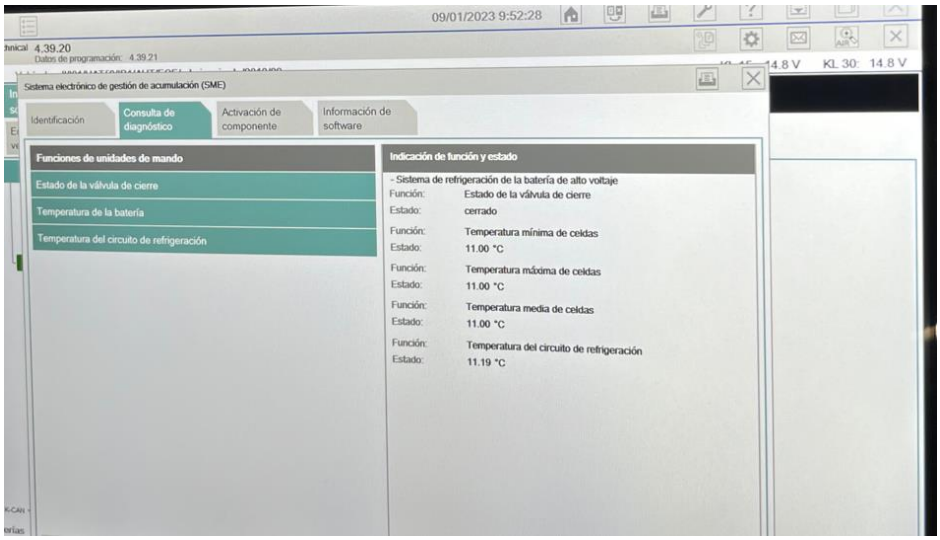


Fig. 5.21. *Imagen donde se muestra el estado de la válvula de cierre del sistema de refrigeración de la batería de alto voltaje y la temperatura media de las celdas.*

En la siguiente imagen (Fig.5.22) se muestra la temperatura y el voltaje de cada uno de los módulos de la batería de alta tensión:

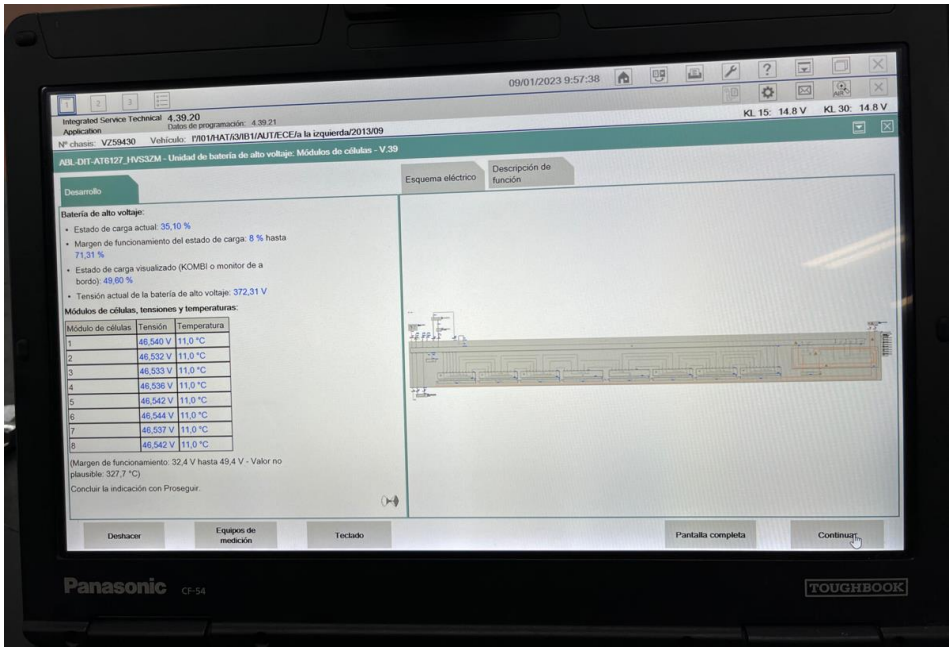


Fig. 5.22. *Imagen donde se muestra la temperatura y el voltaje de cada uno de los módulos de la batería de tensión ensayada (estado de carga de la batería SoC 50%).*

A continuación, se muestra una gráfica (Fig.5.23) en la que se puede observar la temperatura y la humedad de la cabina de pintura durante el ensayo, datos registrados mediante el medidor de temperatura EL-USB-2-LCD colocado en el interior de la cabina:

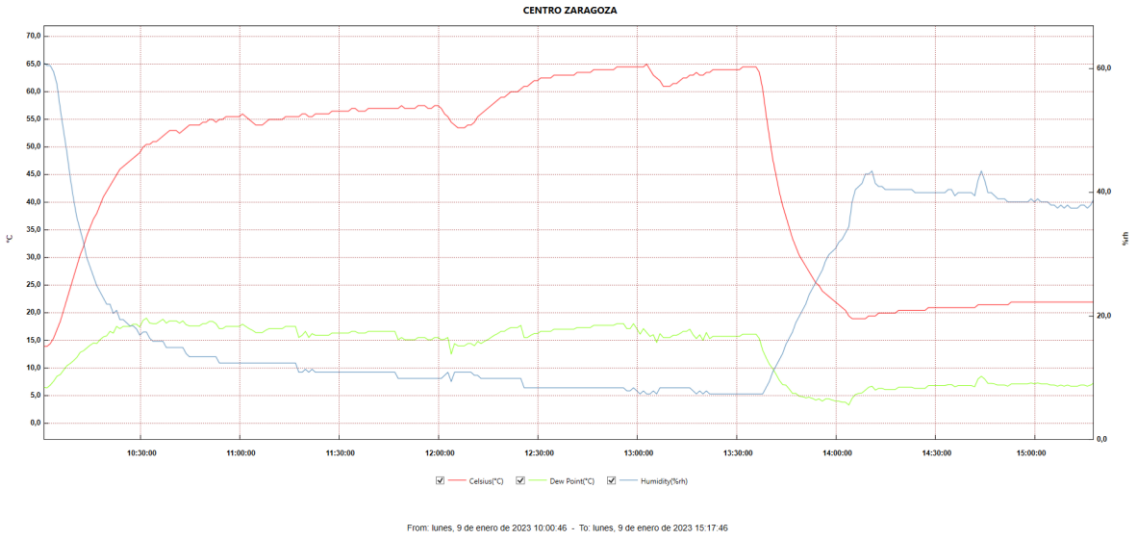


Fig. 5.23. *Gráfica en la que se muestra la temperatura (rojo) y la humedad (azul) registradas por el medidor EL-USB-2-LCD situado en el interior de la cabina durante el ensayo llevado a cabo con la batería con un SoC del 50%.*

Se procede a realizar la medición de la temperatura en distintos puntos de la carrocería del vehículo BMW i3 (Fig.5.24), utilizando para ello la cámara termográfica.



Fig. 5.24. *Imagen de la medición de la temperatura en la parte inferior del vehículo BMW i3, utilizando para ello la cámara termográfica.*

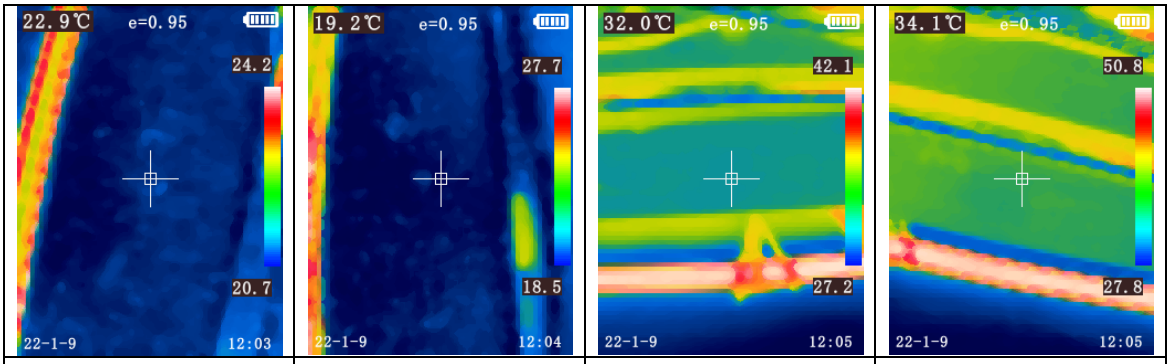
Para los distintos estados de carga que se van a analizar, en este caso SoC 50%, se van a definir 4 ensayos, en primer lugar el ensayo de referencia que es programando la temperatura de la cabina a 60˚C durante los 60 minutos primeros, después se mide de nuevo a 60˚C una vez transcurridos 60 minutos más, a continuación se programa a 80 ˚C y se realiza la medición transcurridos 60 minutos, y se vuelve a realizar la medición transcurriendo 35 minutos más.

A continuación, se detalla una tabla (Tabla 5.2) con los ensayos definidos a realizar:

Nº Ensayo	***SoC***	***Vehículo***	***Refrigeración***	***T_{cabina} Programada***	***$Tiempo_{secado}$ Programado***	***T_{cabina} Medida***	***$Humedad_{cabina}$ Medida***
1 (referencia)	*50%*	*Conectado*	*Conectado**	*60˚C*	*60 min (primeros)*	*56˚C*	*12,5%rh*
2	*50%*	*Conectado*	*Conectada**	*60 ˚C*	*60 min*	*57,5 ˚C*	*10,0%rh*
3	*50%*	*Conectado*	*Conectado**	*80 ˚C*	*60 min*	64,5˚C	8,0%rh
4	*50%*	*Conectado*	*Conectado***	*80 ˚C*	*35 min*	64,5˚C	7,5%rh

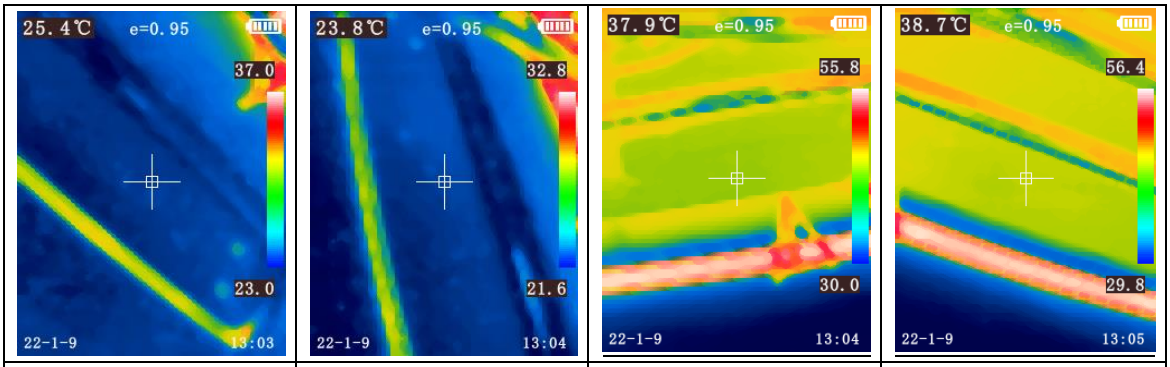
Tabla 5.2*. Definición de ensayos llevados a cabo con la batería de tracción con un estado de carga del 50%.*
*Refrigeración conectada pero no entra en funcionamiento el ventilador, la válvula de ventilador está cerrada.
**Detenemos el ensayo porque la válvula se abre y ya comienza a refrigerar, por lo tanto, no subirá la temperatura de los módulos más. Cuando un módulo llega a los 32˚C se abre la válvula de refrigeración, cuando tomo la medida ya está refrigerado porque la válvula está abierta.

En la siguientes imágenes (Figura 5.25-5.28) se muestra el resultado de las mediciones en los cuatro puntos de medición definidos anteriormente, para cada uno de los ensayos llevados a cabo.



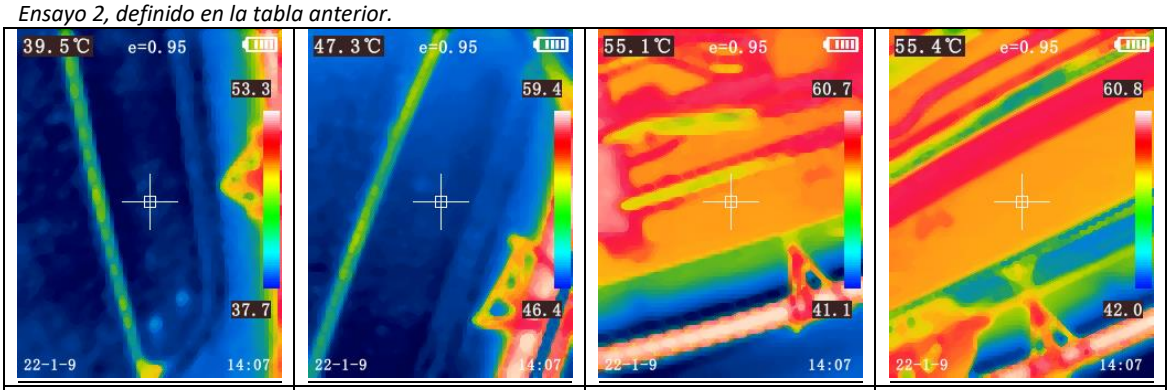
T_1= 22,9 ˚C	***T_2= 19,2˚C***	***T_3= 32,0 ˚C***	***T_4= 34,1 ˚C***

Fig. 5.25. *Imágenes captadas con la cámara termográfica en los cuatro puntos de medición definidos, al finalizar el Ensayo 1, definido en la tabla anterior.*



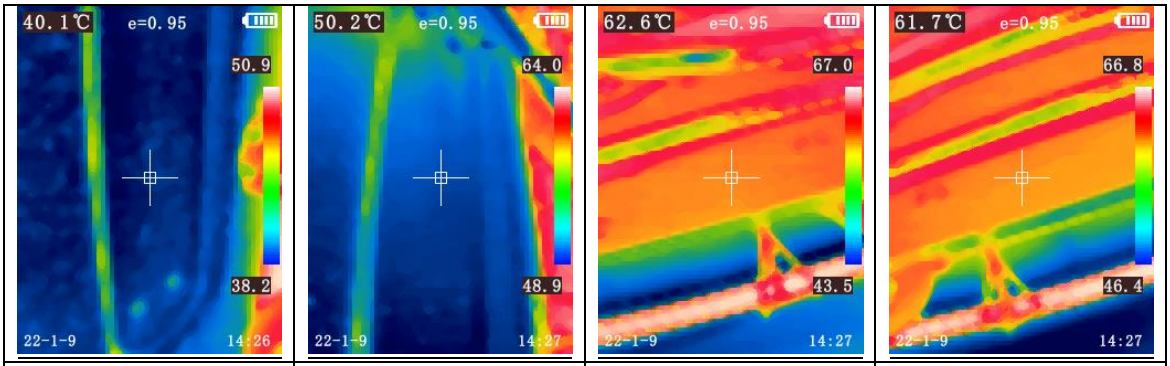
T_1= 25,4 ˚C	T_2= 23,8˚C	T_3= 37,9 ˚C	T_4= 38,7 ˚C

Fig. 5.26. *Imágenes captadas con la cámara termográfica en los cuatro puntos de medición definidos, al finalizar el Ensayo 2, definido en la tabla anterior.*



T_1= 39,5 ˚C	T_2= 47,3˚C	T_3= 55,1 ˚C	T_4= 55,4 ˚C

Fig. 5.27. *Imágenes captadas con la cámara termográfica en los cuatro puntos de medición definidos, al finalizar el Ensayo 3, definido en la tabla anterior.*



T_1= 40,1 ˚C	T_2= 50,2˚C	T_3= 62,6 ˚C	T_4= 61,7 ˚C

Fig. 5.28. *Imágenes captadas con la cámara termográfica en los cuatro puntos de medición definidos, al finalizar el Ensayo 4, definido en la tabla anterior.*

En la siguiente Tabla 5.3 se recogen las temperaturas obtenidas en los cuatro puntos de medición definidos sobre la carrocería para los cuatro ensayos llevados a cabo:

Nº Ensayo	SoC	Vehículo	Refrigeración	T_1 medida carrocería	T_2 medida carrocería	T_3 medida carrocería	T_4medida carrocería
1 (referencia)	50%	Conectado	Conectado*	**22,9 ˚C**	**19,2 ˚C**	**32,0 ˚C**	**34,1˚C**
2	50%	Conectado	Conectado*	**25,4˚C**	**23,8˚C**	**37,9˚C**	**38,7˚C**
3	50%	Conectado	Conectado*	**39,5˚C**	**47,3˚C**	**55,1˚C**	**55,4˚C**
4	50%	Conectado	Conectado**	**40,1˚C**	**50,2˚C**	**62,6˚C**	**61,7˚C**

Tabla 5.3. *Resultado de la medición realizada sobre los cuatro puntos de medición definidos sobre la carrocería para los cuatro ensayos llevados a cabo.*

*Refrigeración conectada pero no entra en funcionamiento el ventilador, la válvula de ventilador está cerrada.

**Detenemos el ensayo porque la válvula se abre y ya comienza a refrigerar, por lo tanto, no subirá la temperatura de los módulos más. Cuando un módulo llega a los 32˚C se abre la válvula de refrigeración, cuando tomo la medida ya está refrigerado porque la válvula está abierta.

Por último, en la siguiente Tabla 5.4 se recogen los datos de la temperatura en cada uno de los módulos, obtenidos a través del equipo de diagnosis de BMW.

Nº Ensayo	SoC	Vehículo	Refrigeración	$T_{módulo1\ BMW}$	$T_{módulo2\ BMW}$	$T_{módulo3\ BMW}$	$T_{módulo4\ BMW}$	$T_{módulo5\ BMW}$	$T_{módulo6\ BMW}$	$T_{módulo7\ BMW}$	$T_{módulo8\ BMW}$
1 (referencia)	50%	Conectado	Conectado*	**16,5 ˚C**	**14,5 ˚C**	**14,0 ˚C**	**14,0˚C**	**14,5 ˚C**	**14,5 ˚C**	**14,5 ˚C**	**16,0 ˚C**
2	50%	Conectado	Conectada*	**22,0˚C**	**19,0˚C**	**18,0˚C**	**19,0˚C**	**19,0 ˚C**	**18,5 ˚C**	**18,5 ˚C**	**21,0 ˚C**
3	50%	Conectado	Conectado*	**28,5˚C**	**24,5˚C**	**24,0˚C**	**24,5˚C**	**26,0 ˚C**	**24,5 ˚C**	**25,0 ˚C**	**28,5 ˚C**
4	50%	Conectado	Conectado**	**30,0˚C**	**25,5˚C**	**25,0˚C**	**26,0˚C**	**27,0 ˚C**	**25,5˚C**	**26,5 ˚C**	**30,0 ˚C**

Tabla 5.4. *Temperatura en cada uno de los módulos de la batería de tracción obtenida a través del equipo de diagnosis de BMW, para los cuatro ensayos llevados a cabo con un SoC en la batería del 50%.*

*Refrigeración conectada pero no entra en funcionamiento el ventilador, la válvula de ventilador está cerrada

**Detenemos el ensayo porque la válvula se abre y ya comienza a refrigerar, por lo tanto, no subirá la temperatura de los módulos más. Cuando un módulo llega a los 32˚C se abre la válvula de refrigeración, cuando tomo la medida ya está refrigerado porque la válvula está abierta

A continuación, se muestra una gráfica (Fig.5.29) de la temperatura alcanzada en los distintos puntos de medición de la carrocería:

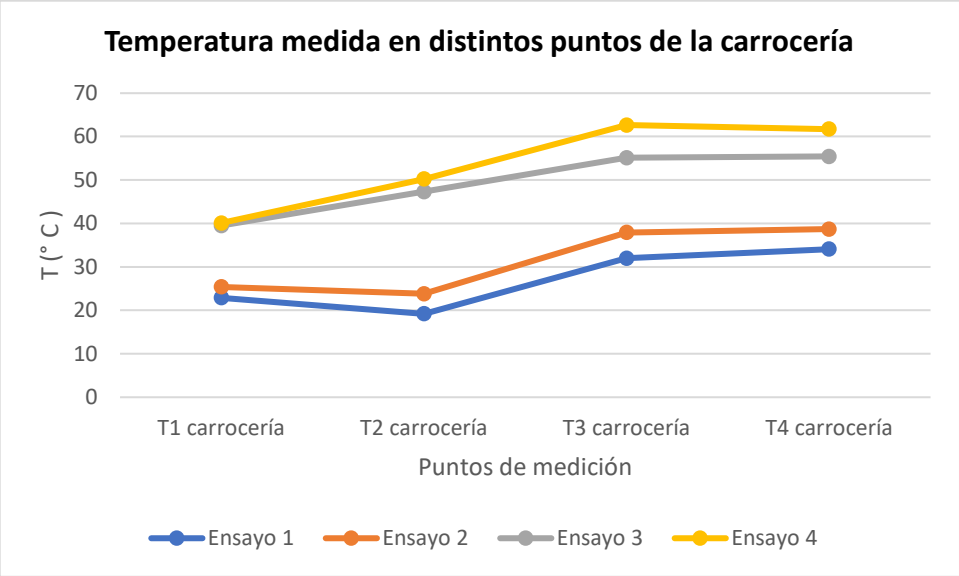


Fig. 5.29. *Gráfica de la temperatura medida en distintos puntos de la carrocería con cámara termográfica en los cuatro ensayos llevados a cabo.*

En la gráfica anterior se aprecia que a medida que aumenta la temperatura de la cabina y la duración del ensayo de medición, la temperatura en los distintos puntos medidos sobre la carrocería aumenta. Por otro lado, en cada uno de los ensayos llevados a cabo se observa que el punto de medición en el que se obtiene mayor temperatura es en el estribo en la zona trasera según el sentido de la marcha del vehículo. La temperatura en la zona del estribo es mayor que en la parte inferior, esto puede deberse a la placa de refrigeración que hay en la parte inferior que se encuentra entre el punto de medición y la batería de alto voltaje.

A continuación, se muestra una gráfica (Fig.5.30) de la temperatura alcanzada en cada uno de los módulos de la batería de tracción obtenida con el equipo de diagnosis de BMW:

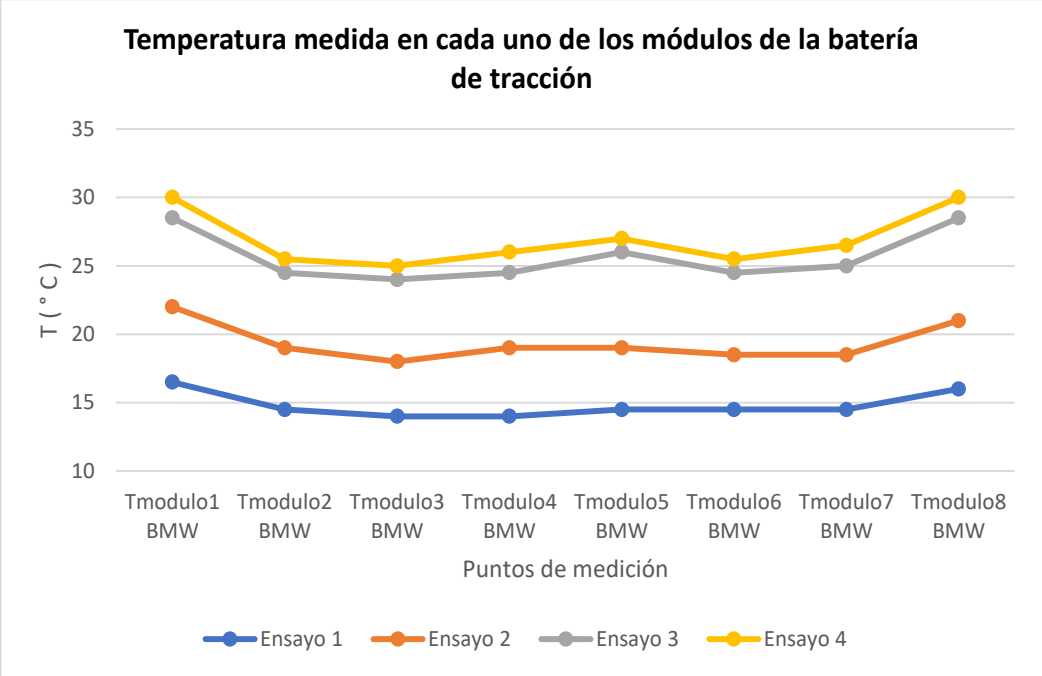
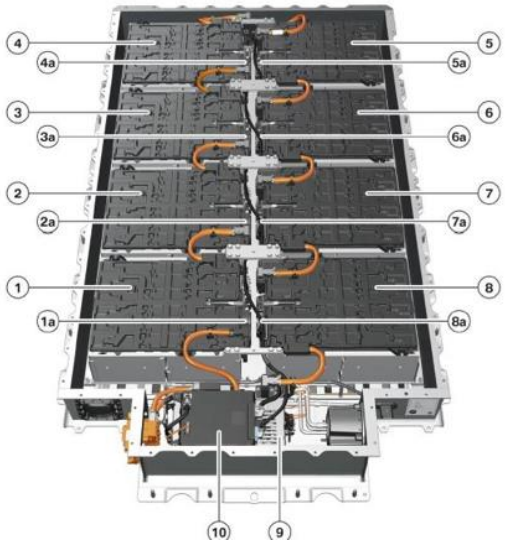


Fig. 5.30. *Gráfica de la temperatura en cada uno de los módulos de la batería de tracción obtenida con el equipo de diagnosis de BMW en los cuatro ensayos llevados a cabo.*

En la gráfica anterior se aprecia que como en el caso de la temperatura medida en distintos puntos de la carrocería, a medida que aumenta la temperatura de la cabina y la duración del ensayo de medición, la temperatura en los distintos módulos aumenta. Por otro lado, en cada uno de los ensayos llevados a cabo, se observa que los módulos que alcanzan mayor temperatura son el módulo 1 y el módulo 8, seguidos del módulo 5.

Se observa que en el caso de las temperaturas medidas en el ensayo 4, ningún módulo supera los 30 ° C ya que están refrigerados porque como se ha visto cómo la válvula de refrigeración se ha abierto.

Si analizamos la posición de los módulos en el interior de la batería de tracción (Fig.5.31), se observa que los que alcanzan mayor temperatura son los que se encuentran en los extremos (módulo 1, módulo 8 y módulo 5). La Fig.5.31 muestra la posición de cada módulo en el interior de la batería, dando a cada uno de los módulos un número del 1 al 8.



	Componente
1-8	Módulos de celdas
1a-8a	CSC Sistema de control de celdas
9	S-Box Caja de Seguridad
10	SME Unidad de mando de la batería

Fig. 5.31. *Identificación de la posición de los módulos en el pack de baterías. Fuente: Manual BMW i01.*

5.3.1.2 Estado de carga de la batería SoC 100%

Se repite el mismo ensayo que en el apartado anterior, pero en este caso la batería se encuentra al 100% de estado de carga, el objeto es analizar cómo influye el SoC en la temperatura de la batería cuando se introduce a la cabina de pintura durante la fase de secado. Se obtienen los datos conectando el equipo de diagnosis de BMW a la OBD II del vehículo BMW i3. El ensayo se realiza con el contacto dado del vehículo ya que es necesario para que se pueda conectar el equipo de diagnosis a la OBD II (On Board Diagnostics).

Como en el ensayo anterior, se programa la cabina de pintado a 60 °C durante 60 minutos, como la cabina tarda en alcanzar los 60 °C aproximadamente 60 minutos, después lo prolongamos 60 minutos más para realizar una nueva medición. A continuación, se programa la cabina para que alcance los 80 °C que indica el fabricante, pero no los llega a alcanzar siendo la temperatura máxima alcanzada 67 ˚C.

Como en el ensayo anterior, se mide la temperatura interior de la cabina y la humedad con un medidor de temperatura EL-USB-2-LCD.

En el segundo ensayo realizado con el equipo de diagnosis de la marca BMW, la batería de alto voltaje se encuentra con un **estado de carga visualizado del 100% (SoC),** no obstante, si comprobamos el estado de carga real que registra el equipo de diagnosis de la marca BMW es 70,10% (ver Fig.5.32), esto es así para darle mayor seguridad y tranquilidad al conductor.

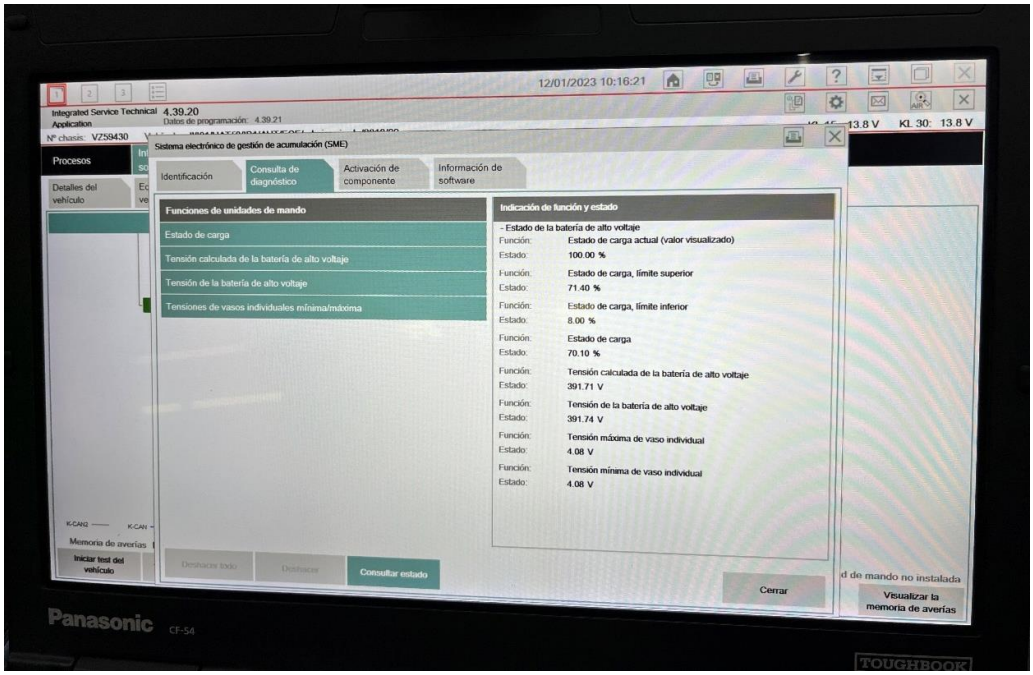


Fig. 5.32. *Imagen de los valores que muestra el equipo de diagnosis, entre los que se puede observar el valor de estado de carga actual (valor visualizado) y el estado de carga.*

Al comenzar el ensayo, el estado de la válvula de cierre del sistema de refrigeración de la batería de alto voltaje se encuentra cerrada y la temperatura media de las celdas es de 11˚C.

A continuación, se muestra una gráfica (Fig.5.33) en la que se puede observar la temperatura y la humedad de la cabina de pintura durante el ensayo, registradas mediante el medidor de temperatura EL-USB-2-LCD colocado en el interior de la cabina:



Fig. 5.33. *Gráfica en la que se muestra la temperatura (rojo) y la humedad (azul) registradas por el medidor EL-USB-2-LCD situado en el interior de la cabina durante el ensayo llevado a cabo con la batería con un SoC del 100%.*

Esta gráfica parte de 49˚C porque después de 50 minutos calentando, faltan 10 minutos para los 60 minutos, conecto el termómetro. A las 9:40 h (53 ˚C) desciende la temperatura porque apagamos

la cabina porque todavía no se pueden iniciar los ensayos. A las 9:55 h encendemos la cabina pero como la puerta esta abierta porque tenemos que conectar el equipo al OBD, la temperatura sigue bajando hasta 32 ˚C (10:11 h). A partir de ahí comenzamos a calentar durante 60 minutos. Tomamos la medida de la temperatura y es 56 ˚C, seguimos calentando a 60 ˚C durante 60 minutos más y alcanza 58,5 ˚C.

Cuando la temperatrua en la cabina es de 56 °C (a las 11:21 h), la temperatura en cada módulo es la que se muestra en la siguiente Figura 5.34:

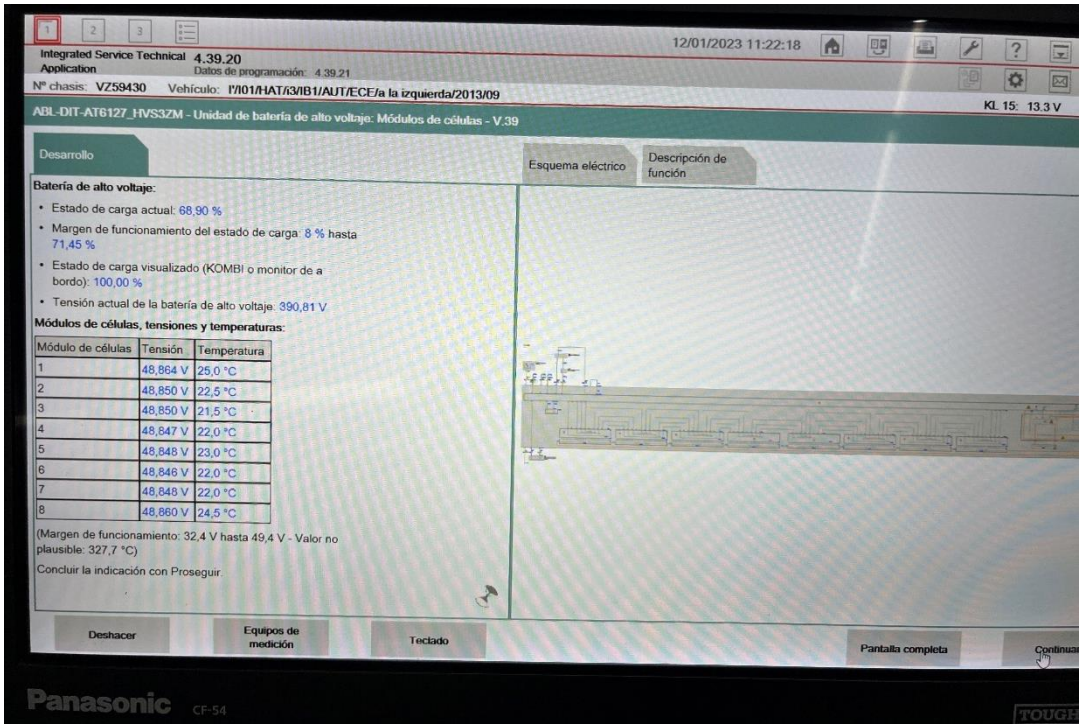


Fig. 5.34. *Imagen donde se muestra la temperatura y el voltaje de cada uno de los módulos de la batería de tensión ensayada.*

Se observa que la temperatura más elevada es alcanzada por el módulo 1 y es de 25,0 °C. Después de 60 minutos la temperatura en la cabina es 58,5 °C (a las 12:26 h) y la temperatura de cada módulo se muestra en la siguiete gráfica (Figura 5.35):

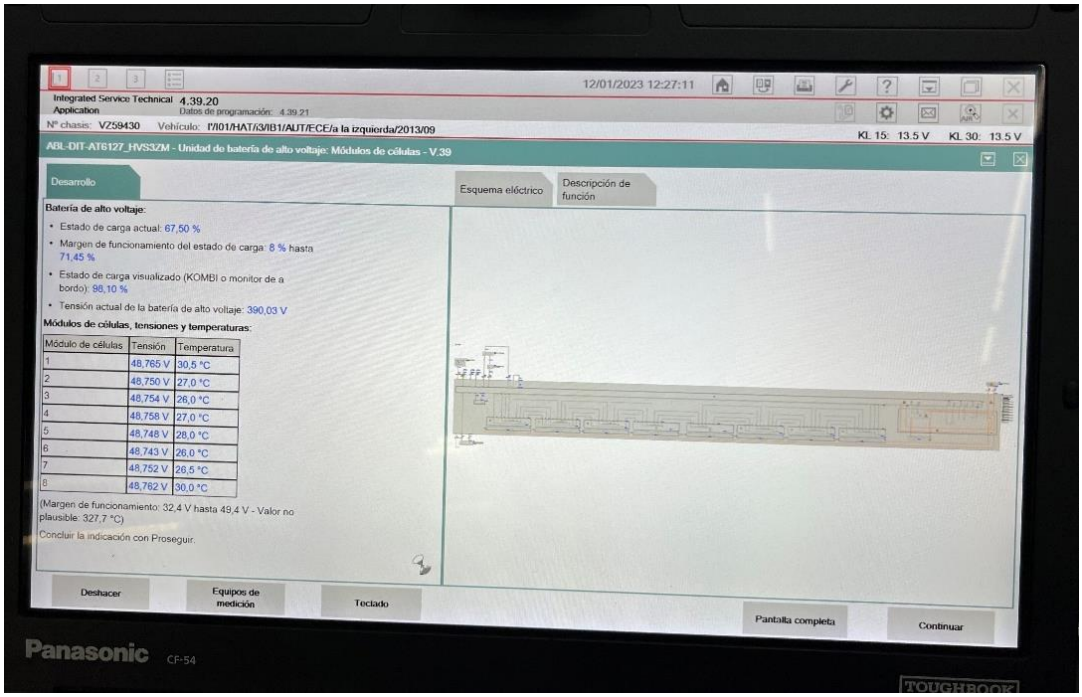


Fig. 5.35. *Imagen donde se muestra la temperatura y el voltaje de cada uno de los módulos de la batería de alta tensión ensayada, cuando la temperatura de la cabina es 58,5 °C.*

A las 12:31 h la válvula de cierre del sistema de refrigeración del compresor (que refrigera la batería) esta abierta (Fig.5.36), alcanzando las celdas una temperatura máxima de 32,99 °C.

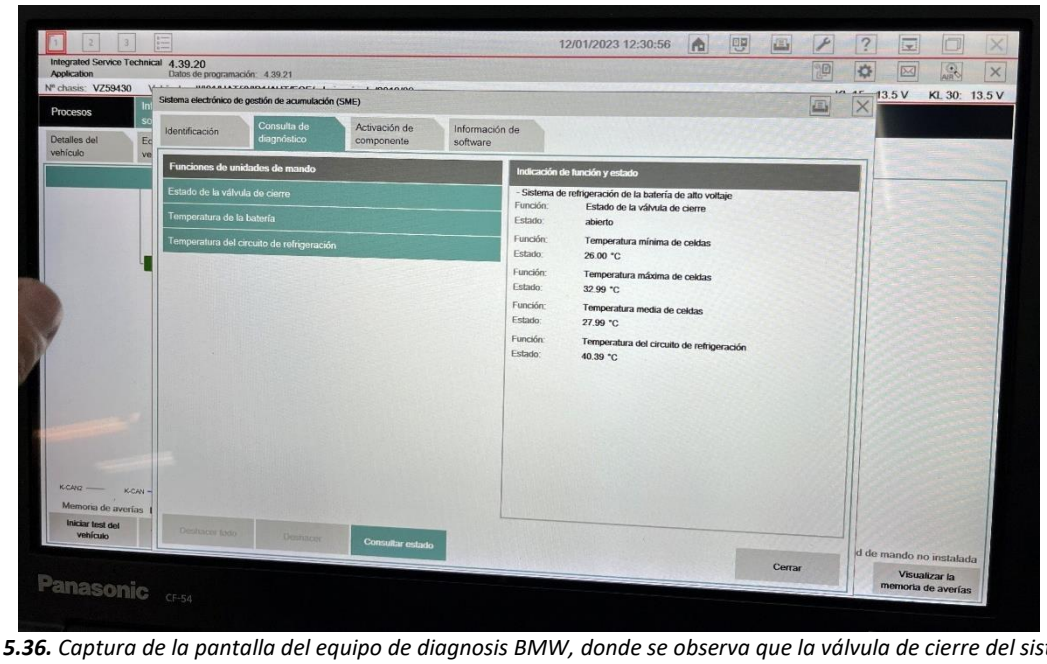


Fig. 5.36. *Captura de la pantalla del equipo de diagnosis BMW, donde se observa que la válvula de cierre del sistema de refrigeración está abierta.*

No obstante, se observa que la temperatura de los módulos no disminuye, sino que sigue aumentando, tal como se puede apreciar en la siguiente imagen (Fig.5.37):

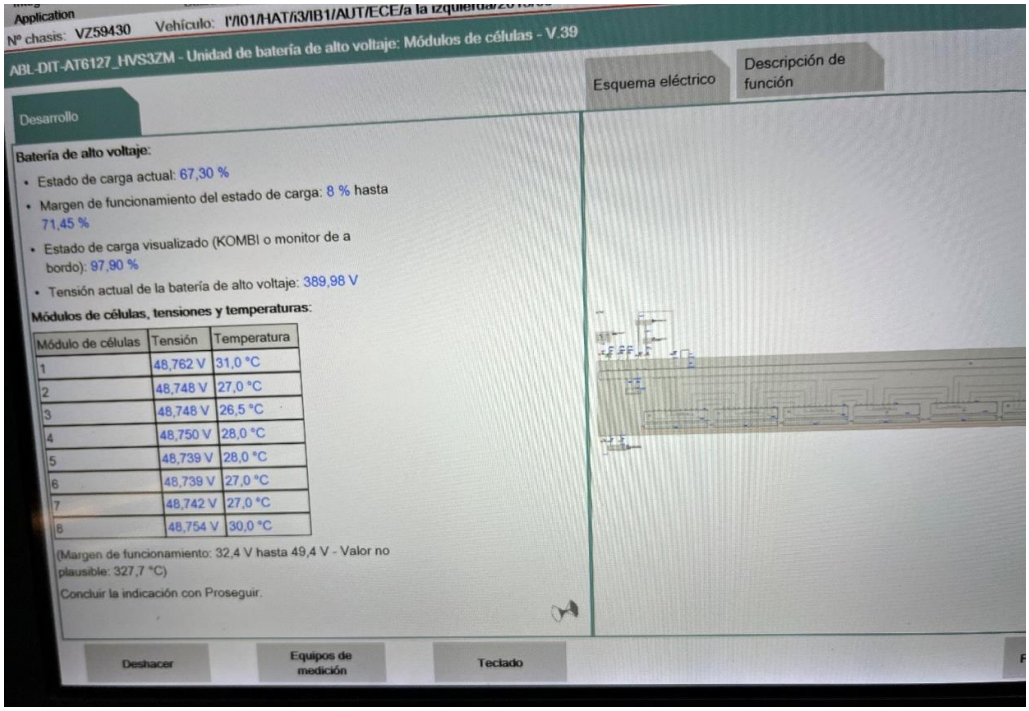


Fig. 5.37. *Captura de la pantalla de equipo de diagnosis de BMW, donde se observa la temperatura de cada uno de los módulos después de abrirse la válvula de cierre del sistema de refrigeración.*

Se comprueba que el compresor que refrigera la batería de alto voltaje no está funcionando, pero observamos que el ventilador funciona, por lo que es raro que no se active el compresor. A continuación se mide la temperatrua del refrigerante del inversor y es 41,13 °C, por esta elevada temperatura se activa el ventilador ya que el ventilador del radiador refrigera tanto el refrigerante del inversor, del módulo de carga y de la máquina eléctrica, como el condensador que enfría el gas del aire acondicionado. La bomba del líquido refrigerante que refrigera todos los compoenentes de alta tensión (inversor, máquina eléctrica, conversor,…) menos la batería de alta tensión, está funcionando. Esta comprobación de la medición de la temperatura del refrigerante del inversor se realiza porque observamos que el ventilador estaba funcionando girando a máxima velociad y se pretende comprobar si se ha activado por exceso de temperatura en el inversor.

Se realiza una comprobación del compresor y observamos que no hay voltaje ni intensidad. A continuación, se mide la temperatura del compresor con la cámara termográfica y se observa que es de 54,4 °C. Por lo tanto se deduce, que el compresor no se activa porque ha alcanzado una elevada temperatrua que lo puede dañar, y por lo tanto por seguridad el propio sistema no le deja funcionar ya que si arrancase el comrpesor todavia aumentaría más su temperatura.

A continuación, se lee la memoria de averías y se comprueba que aparece un código de avería (IHKA 801251 Compresor eléctrico del climatizador: desconexión debido a errores en la fase de arranque) en el sistema que nos indica que puede ser debido entre otras cosas al exceso de temperatura alcanzado en el compresor eléctrico del climatizador EKK y por descarte del resto de causas de fallo (demasiada carga debido a una presión del agente frigorífico demasiado alta en el circuito de líquido refreigerante, valvula de cierre del refrigerante defectuosa, defecto mecánico del EKK) se deduce que se ha generado el código de avería debido a la detección de sobretemperatura del EKK.

A las 13:12 h, la temperatura de la cabina es de 65 °C y la temperatura de cada uno de los módulos continua subiendo. Intentamos activar el compresor con el equipo de dignosis de BMW y no se activa, lo intentamos con el equipo de diagnosis de TEXA y tampoco A las 13:20 h se realiza la última medida y la temperatura de la cabina es de 67 °C, se detiene el ensayo por seguridad ya que la temperatura en las celdas siguie subiendo. A continuación, se muestra la temperatura alcanzada en cada uno de los módulos (Fig.5.38):

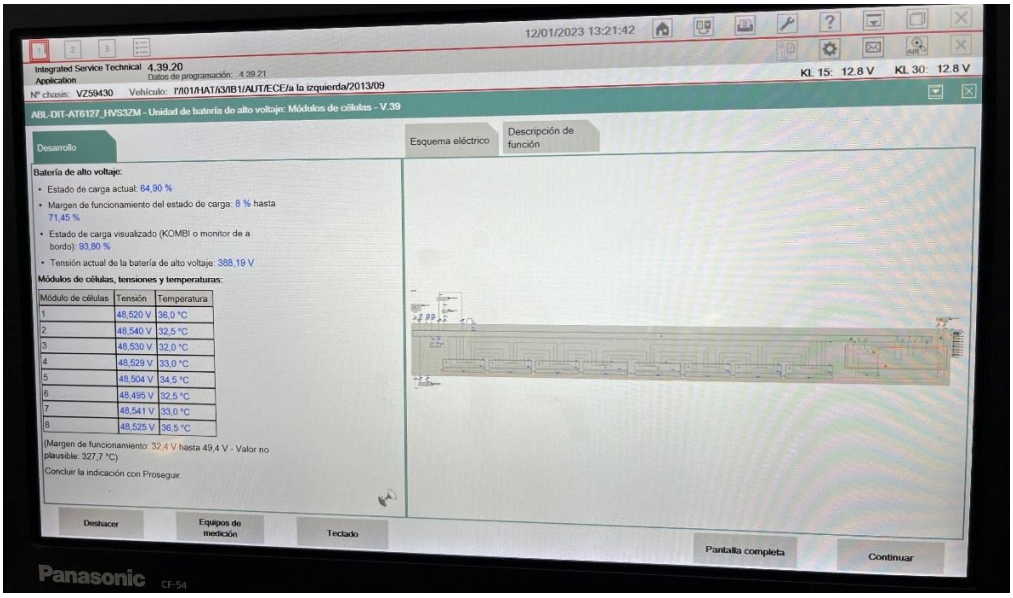
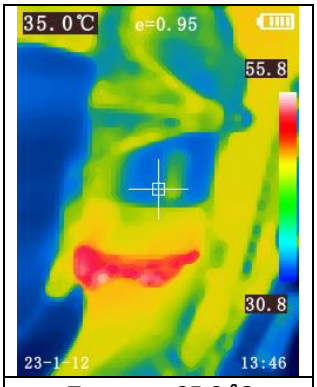


Fig. 5.38. *Captura de la pantalla del equipo de diagnosis de BMW, donde se muestra la temperatura y el voltaje de cada uno de los módulos de la batería de tensión ensayada, alcanzados cuando se detiene el ensayo.*

A continuación se procede a enfriar con aire el compresor ya que ha alcanzado una temperatura de 55,5 °C (Fig.5.39). Se comprueba que el compresor se activa a las 13:45 h cuando el compresor alcanza una temperatura de 35 °C. Cuando el compresor se activa, la válvula de cierre del sistema de refrigeración se cierra.



$T_{compresor}$= 35,0 ˚C

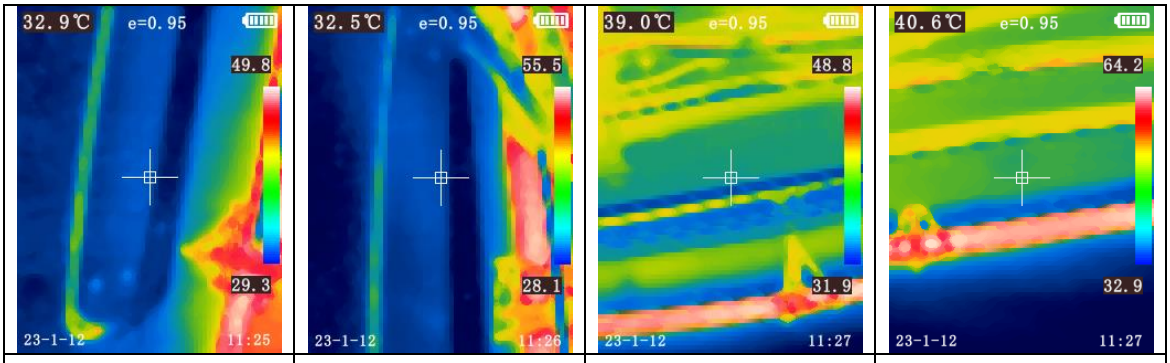
Fig. 5.39. *Imagen donde se muestra la temperatura alcanzada en el compresor en el momento en el que se activa.*

A continuación, se detalla una tabla (Tabla 5.5) con los ensayos definidos que se han realizado:

Nº Ensayo	***SoC***	***Vehículo***	***Refrigeración***	***T_{cabina} Programada***	***$Tiempo_{secado}$ Programado***	***T_{cabina} Medida***	***$Humedad_{cabina}$ Medida***
1 (referencia)	*100%*	*Conectado*	*Conectado**	*60˚C*	*60 min (primeros)*	*56˚C*	*10,5%rh*
2	*100%*	*Conectado*	*Conectada**	*60 ˚C*	*60 min*	*58,5 ˚C*	*9,0%rh*
3	*100%*	*Conectado*	*Conectado**	*80 ˚C*	*43 min*	65˚C	7,5%rh
4	*100%*	*Conectado*	*Conectado***	*80 ˚C*	*10 min*	67˚C	7,5%rh

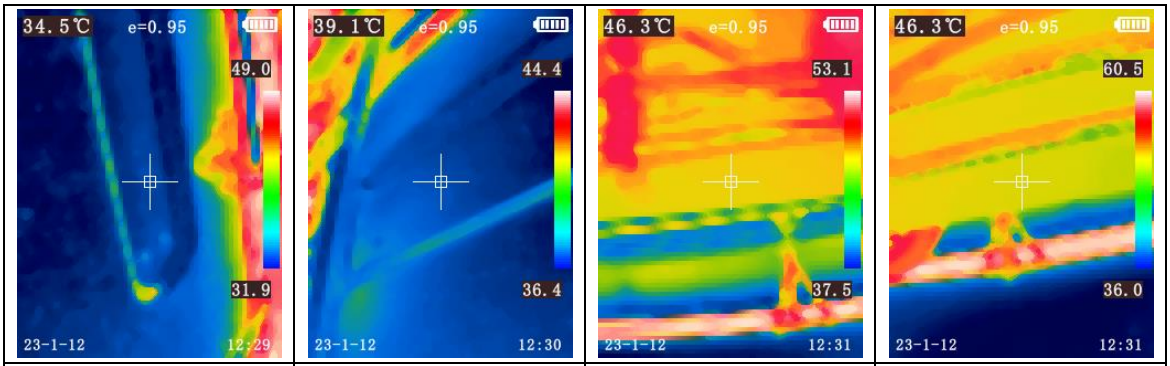
Tabla 5.5. *Definición de ensayos llevados a cabo con la batería de tracción con un estado de carga del 100%.*
*Refrigeración conectada pero no entra en funcionamiento el ventilador, la válvula de ventilador está cerrada
**Detenemos el ensayo por seguridad ya que la temperatura de los módulos sigue subiendo porque el compresor se ha calentado y debido a esa sobretemperatura no está funcionando.

En la siguientes imágenes (Fig.5.40 y 5.41) se muestra el resultado de las mediciones en los cuatro puntos de medición definidos anteriormente para los ensayos 1 y 2, respectivamente.



T_1= 32,9 ˚C	***T_2= 32,5˚C***	***T_3= 39,0 ˚C***	***T_4= 40,6 ˚C***

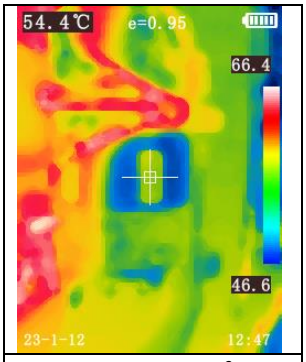
Fig. 5.40. *Imágenes captadas con la cámara termográfica en los cuatro puntos de medición definidos, al finalizar el Ensayo 1, definido en la tabla anterior.*



T_1= 34,5 ˚C	***T_2= 39,1˚C***	***T_3= 46,3 ˚C***	***T_4= 46,3 ˚C***

Fig. 5.41. *Imágenes captadas con la cámara termográfica en los cuatro puntos de medición definidos, al finalizar el Ensayo 2, definido en la tabla anterior.*

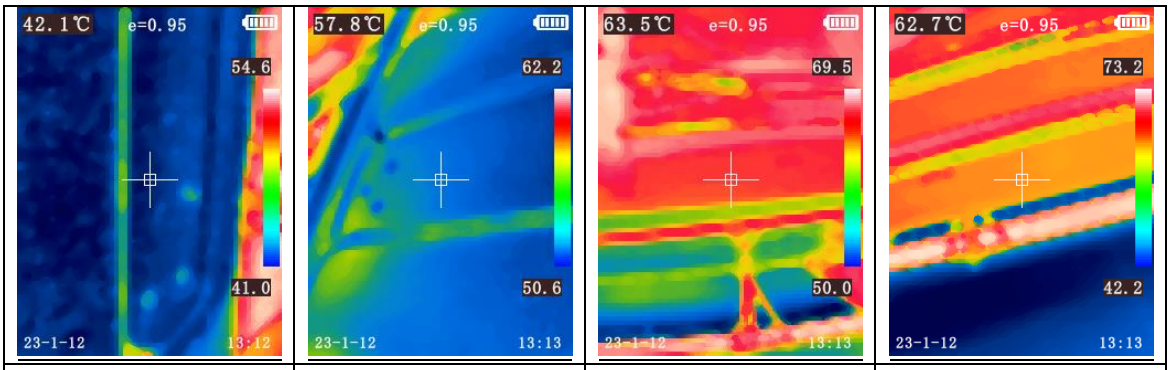
A continuación, se mide la temperatura que se alcanza en el compresor (Fig.5.42) para comprobar su funcionamiento durante la realización del Ensayo 2:



$T_{compresor}$= 54,4 ˚C

Fig. 5.42. *Imagen captada con la cámara termográfica en el compresor para comprobar su funcionamiento en el Ensayo 2.*

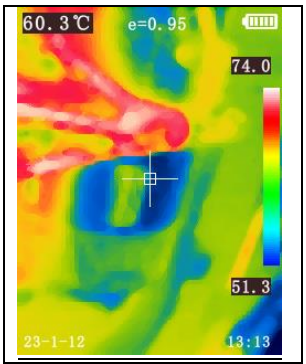
Transcurridos 43 minutos se detiene el tercer ensayo, ya que queremos comprobar la temperatura de los módulos y del compresor y comprobamos que sigue subiendo, por lo que se detiene el ensayo para realizar la medición y comprobación. La siguiente figura (Fig.5.43) muestra el resultado de las mediciones en los cuatro puntos de medición definidos anteriormente para el ensayo 3.



T_1= 42,1 ˚C	T_2= 57,8˚C	T_3= 63,5˚C	T_4= 62,7 ˚C

Fig. 5.43. *Imágenes captadas con la cámara termográfica en los cuatro puntos de medición definidos, al finalizar el Ensayo 3, definido en la tabla anterior.*

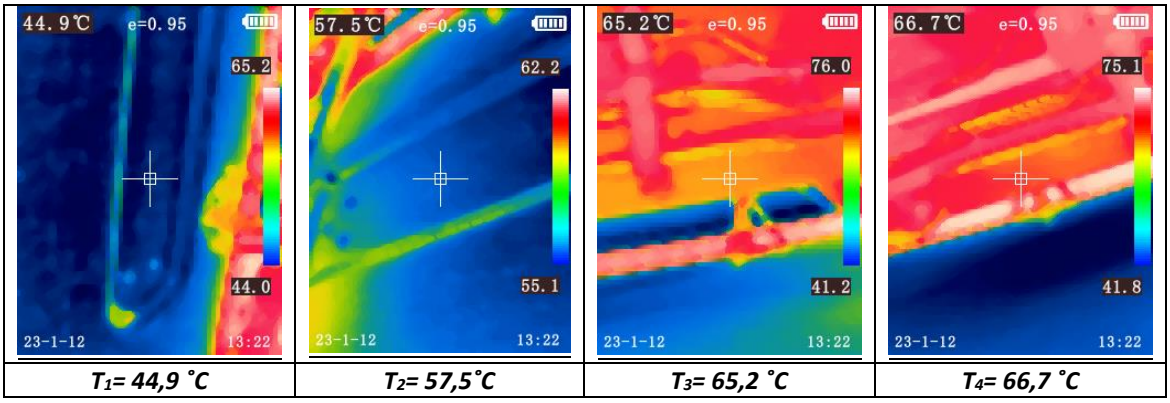
A continuación, se mide la temperatura que se alcanza en el compresor para comprobar su funcionamiento durante la realización del Ensayo 3 (Fig.5.44):



$T_{compresor}$= 60,3 ˚C

Fig. 5.44. *Imagen captada con la cámara termográfica en el compresor para comprobar su funcionamiento en el Ensayo 3.*

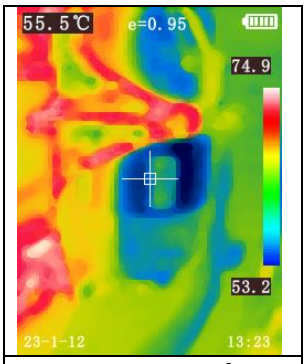
Transcurridos 10 minutos se detiene el cuarto ensayo, ya que comprobamos que el compresor sigue sin funcionar y por seguridad se detiene el ensayo. La siguiente figura (Fig.5.45) muestra el resultado de las mediciones en los cuatro puntos de medición definidos anteriormente para el ensayo 3.



T_1= 44,9 ˚C	T_2= 57,5˚C	T_3= 65,2 ˚C	T_4= 66,7 ˚C

Fig. 5.45. *Imágenes captadas con la cámara termográfica en los cuatro puntos de medición definidos, al finalizar el Ensayo 4, definido en la tabla anterior.*

A continuación, se mide la temperatura que se alcanza en el compresor para comprobar su funcionamiento durante la realización del Ensayo 4 (Fig.5.46):



$T_{compresor}$= 55,5 ˚C

Fig. 5.46*. Imagen captada con la cámara termográfica en el compresor para comprobar su funcionamiento en el Ensayo 4.*

A partir de este momento es cuando se comienza a refrigerar el compresor con aire hasta que alcanza los 35 °C y comienza a funcionar, tal como se ha indicado anteriormente.

En la siguiente Tabla 5.6 se recogen las temperaturas obtenidas en los cuatro puntos de medición definidos sobre la carrocería para los cuatro ensayos llevados a cabo:

Nº Ensayo	*SoC*	*Vehículo*	*Refrigeración*	*T_1 medida carrocería*	*T_2 medida carrocería*	*T_3 medida carrocería*	*T_4medida carrocería*
1 (referencia)	*100%*	*Conectado*	*Conectado**	***32,9 ˚C***	***32,5 ˚C***	***39,0 ˚C***	***40,6˚C***
2	*100%*	*Conectado*	*Conectado**	***34,5˚C***	***39,1˚C***	***46,3˚C***	***46,3˚C***
3	*100%*	*Conectado*	*Conectado**	**42,1˚C**	**57,8˚C**	**63,5˚C**	**62,7˚C**
4	*100%*	*Conectado*	*Conectado***	**49,9˚C**	**57,5˚C**	**65,2˚C**	**66,7˚C**

Tabla 5.6. *Resultado de la medición realizada sobre los cuatro puntos de medición definidos sobre la carrocería para los cuatro ensayos llevados a cabo con un SoC en la batería del 100%.*

*Refrigeración conectada pero no entra en funcionamiento el ventilador, la válvula de ventilador está cerrada

**Detenemos el ensayo por seguridad ya que la temperatura de los módulos sigue subiendo porque el compresor se ha calentado y debido a esa sobretemperatura no está funcionando.

Por último, en la siguiente Tabla 5.7 se recogen los datos de la temperatura en cada uno de los módulos, obtenidos a través del equipo de diagnosis de BMW.

Nº Ensayo	SoC	Vehículo	Refrigeración	$T_{módulo1\ BMW}$	$T_{módulo2\ BMW}$	$T_{módulo3\ BMW}$	$T_{módulo4\ BMW}$	$T_{módulo5\ BMW}$	$T_{módulo6\ BMW}$	$T_{módulo7\ BMW}$	$T_{módulo8\ BMW}$
1 (referencia)	100%	Conectado	Conectado*	**25,0 ˚C**	**22,5 ˚C**	**21,5 ˚C**	**22,5˚C**	**23,0˚C**	**22,0 ˚C**	**22,0 ˚C**	**24,5 ˚C**
2	100%	Conectado	Conectada*	**30,5˚C**	**27,0˚C**	**26,5˚C**	**27,0˚C**	**28,0 ˚C**	**26,5 ˚C**	**26,5 ˚C**	**30,0 ˚C**
3	100%	Conectado	Conectado*	**35,0˚C**	**31,5˚C**	**31,0˚C**	**32,0˚C**	**33,0 ˚C**	**31,5 ˚C**	**32,0 ˚C**	**35,5 ˚C**
4	100%	Conectado	Conectado**	**36,0˚C**	**32,5˚C**	**32,0˚C**	**33,0˚C**	**34,5 ˚C**	**32,5˚C**	**33,0 ˚C**	**36,5 ˚C**

Tabla 5.7. *Temperatura en cada uno de los módulos de la batería de tracción obtenida a través del equipo de diagnosis de BMW, para los cuatro ensayos llevados a cabo con un SoC en la batería del 100%.*

*Refrigeración conectada pero no entra en funcionamiento el ventilador, la válvula de ventilador está cerrada

**Detenemos el ensayo por seguridad ya que la temperatura de los módulos sigue subiendo porque el compresor se ha calentado y debido a esa sobretemperatura no está funcionando.

A continuación, se muestra una gráfica (Fig.5.47) de la temperatura en los distintos puntos de medición de la carrocería:

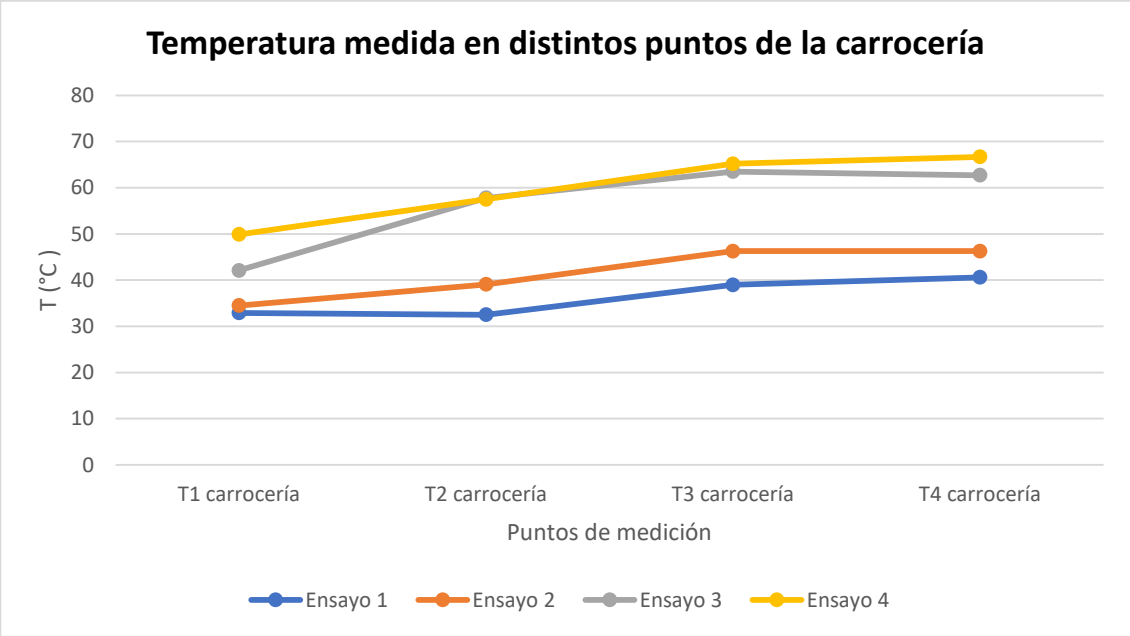


Fig. 5.47. *Gráfica de la temperatura medida en distintos puntos de la carrocería con cámara termográfica en los cuatro ensayos llevados a cabo con un SoC en la batería del 100%.*

En la gráfica anterior se aprecia que a medida que aumenta la temperatura de la cabina y la duración del ensayo de medición, la temperatura en los distintos puntos medidos sobre la carrocería aumenta, al igual que pasaba en el caso de que la batería tuviese un SoC del 50%. Por otro lado, en cada uno de los ensayos llevados a cabo se observa que el punto de medición en el que se obtiene mayor temperatura es en el estribo en la zona trasera según el sentido de la marcha del vehículo. La temperatura en la zona del estribo es mayor que en la parte inferior, esto puede deberse a la placa de refrigeración que hay en la parte inferior que se encuentra entre el punto de medición y la batería de alto voltaje.

A continuación, se muestra gráfica (Fig.5.48) de la temperatura en cada uno de los módulos de la batería de tracción obtenida con el equipo de diagnosis de BMW:

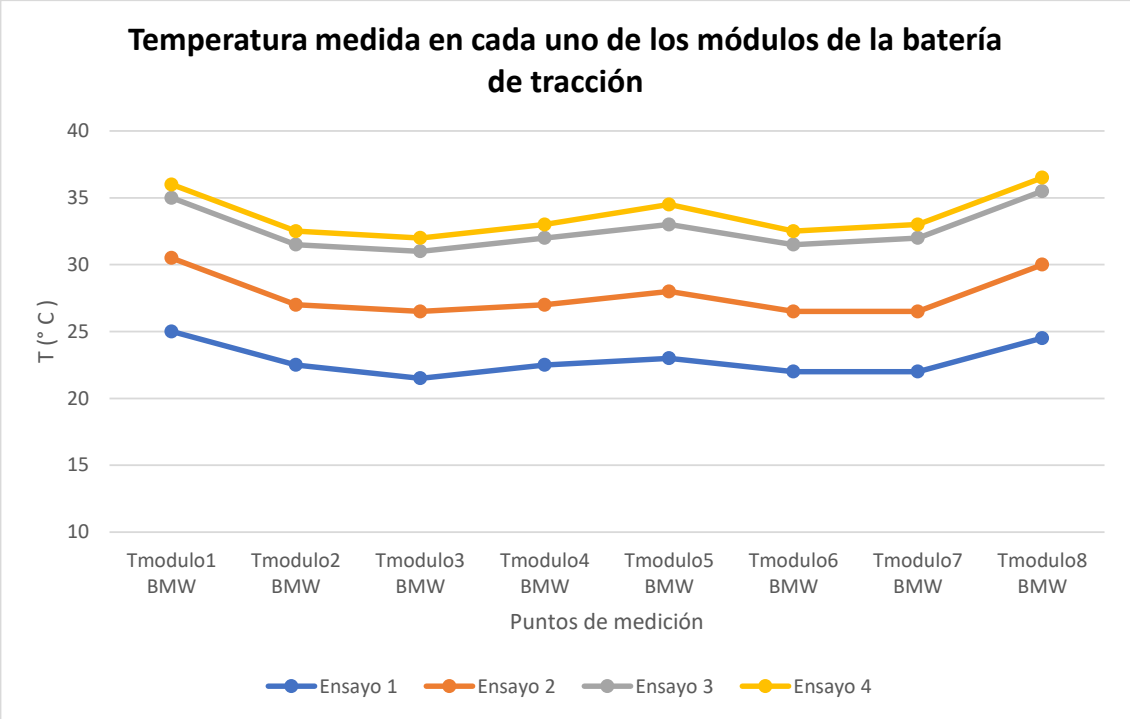


Fig. 5.48. *Gráfica de la temperatura en cada uno de los módulos de la batería de tracción obtenida con el equipo de diagnosis de BMW en los cuatro ensayos llevados a cabo con un SoC en la batería del 100%.*

En la gráfica anterior se aprecia que como en el caso de la temperatura medida en distintos puntos de la carrocería, a medida que aumenta la temperatura de la cabina y la duración del ensayo de medición, la temperatura en los distintos módulos aumenta. Por otro lado, en cada uno de los ensayos llevados a cabo, se observa que los módulos que alcanzan mayor temperatura son el módulo 1 y el módulo 8, seguidos del módulo 5.

Se observa que en el caso de las temperaturas medidas en el ensayo 3, los módulos 1,4,5,7 y 8 superan los 32 ° C, y en el caso del ensayo 4 todos los módulos han superado dicha temperatura, esto es debido a que en estos dos ensayos no se ha activado el compresor por alcanzar una sobretemperatura como se ha explicado anteriormente.

A continuación, se van a mostrar unas gráficas en las que se va a comparar los valores de temperatura alcanzados en los distintos puntos de medición de la carrocería (Fig.5.49) y en los distintos módulos de la batería de tracción (Fig.5.50), para distintos SoC de la batería analizados:

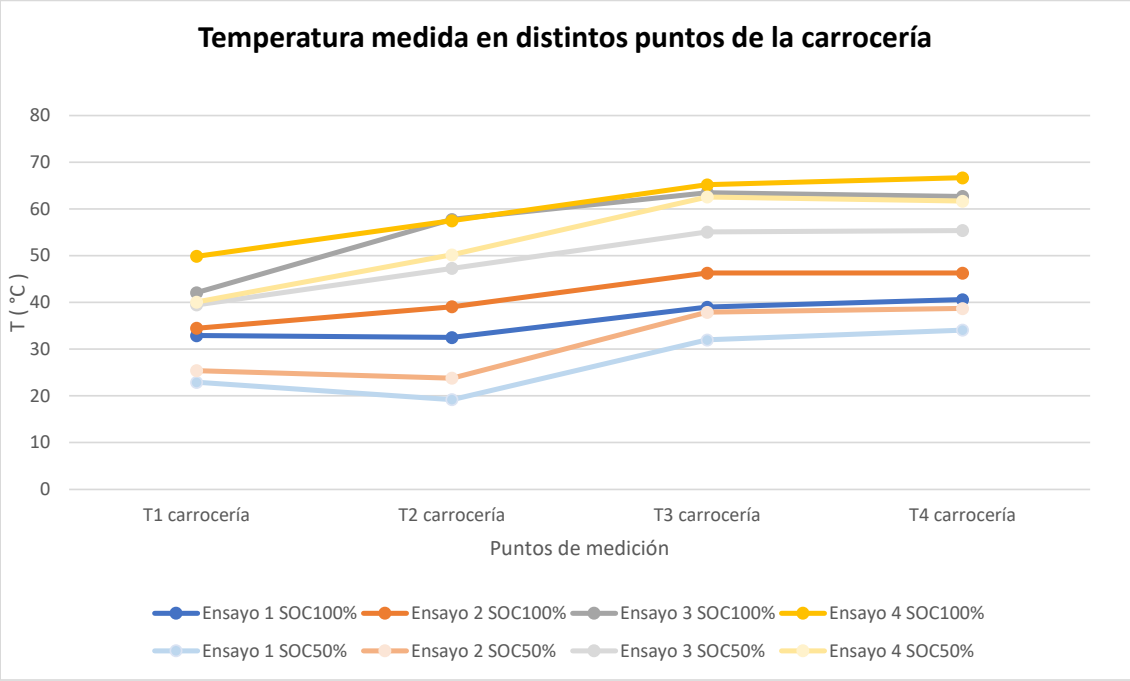


Fig. 5.49. *Gráfica de la temperatura medida en distintos puntos de la carrocería con cámara termográfica en los cuatro ensayos llevados a cabo para distintos SoC de la batería analizados.*

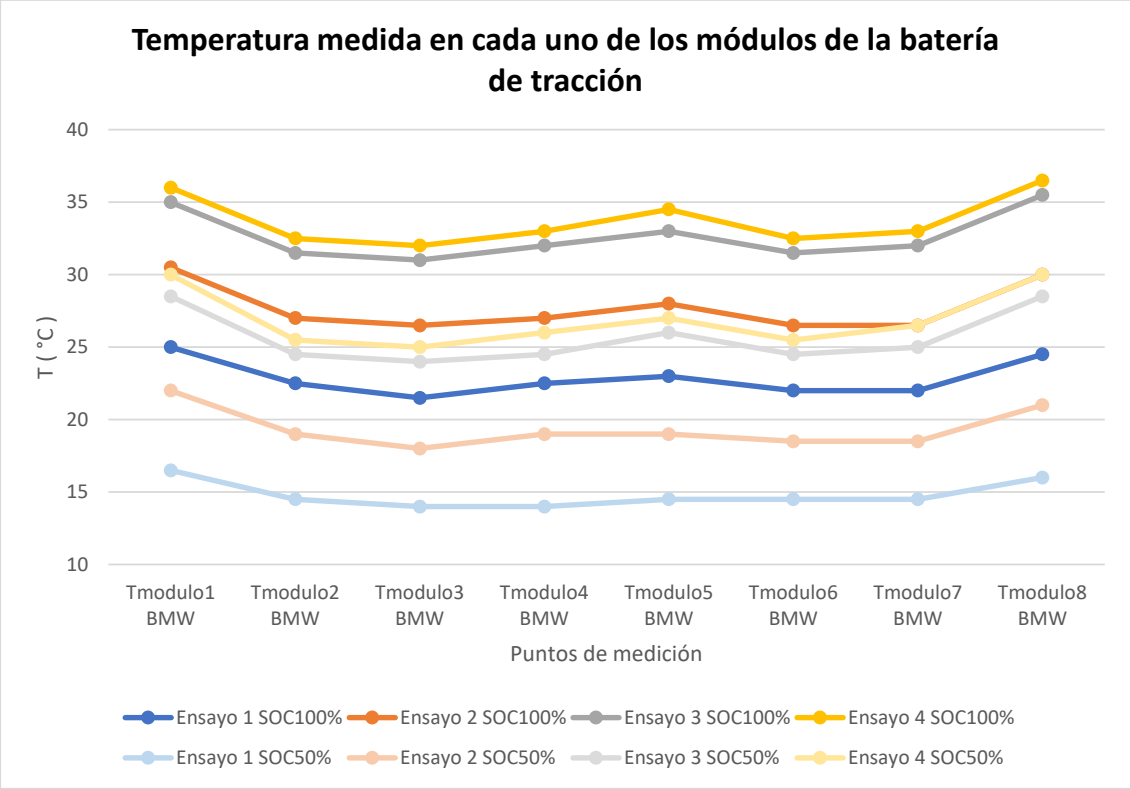


Fig. 5.50. *Gráfica de la temperatura en cada uno de los módulos de la batería de tracción obtenida con el equipo de diagnosis de BMW en los cuatro ensayos llevados a cabo para distintos SoC de la batería analizados.*

En las dos gráficas anteriores se observa lo siguiente:

- Independientemente del SoC de la batería, siempre los módulos que alcanzan mayor temperatura son el módulo 1 y el módulo 8, seguidos del módulo 5.
- Por otro lado, también independientemente del SoC de la batería, siempre se alcanza mayor temperatura en el estribo lateral derecho en la zona trasera (T_4) que, en la parte inferior, esto puede deberse a la existencia de una placa de refrigeración en la parte inferior, que se encuentra ubicada ente el punto dónde realizamos la medición y la parte inferior de la batería de tracción de alto voltaje.
- Respecto a la temperatura alcanzada en los módulos de la batería de tracción, se observa que la tendencia es la misma independientemente el estado de carga SoC de la batería, es decir, los módulos que alcanzan mayor temperatura son el módulo 1 y el módulo.
- Se concluye que los módulos alcanzan mayores valores de temperatura cuando la batería tiene un SoC del 100%. El incremento de temperatura en el caso del SoC 100% respecto el SoC 50%, es mayor en el ensayo 1 y va disminuyendo para el resto de los ensayos, siendo menor en el caso del ensayo 4. Esta reducción del incremento de temperatura en los ensayos puede deberse a que en el caso del SoC 50% en los ensayos 3 y 4 funciona el sistema de refrigeración.
- Se observa que el compresor tiene una limitación de funcionamiento por temperatura, y aunque el fabricante por seguridad quiere asegurarse que las celdas no superen los 32 °C haciendo funcionar el sistema de refrigeración, en el caso de tener que introducir el vehículo a la cabina de pintura, el compresor no va a funcionar por encima de 35 °C.

5.3.2 Medición de temperatura utilizando equipo de diagnosis multimarca TEXA.

En los siguientes ensayos se obtienen los datos conectando el equipo de diagnosis multimarca TEXA a la OBD del vehículo BMW i3. El software de diagnosis que utiliza es IDC5 que consta de varios componentes orientados a comunicarse entre sí a través de vía LAN, WLAN e Internet. Todo el sistema proporciona información y datos de diagnóstico actualizados. Se trata de una herramienta importante de diagnóstico, que ofrece varias opciones para la identificación del vehículo, para la búsqueda de información muy específica y para la resolución guiada de problemas. Permite el escaneo automático de aquellas centralitas electrónicas del vehículo que sean diagnosticables, permite el registro de parámetros y errores de una prueba dinámica de conducción, permite conectar instantáneamente el error leído en la centralita y el componente relacionado presente en el esquema eléctrico, entre otras funciones.

Este equipo permite obtener el valor de la temperatura media (T_{media}) en la batería y el valor de temperatura máxima ($T_{máx}$) y mínima (T_{min}) que se alcanza en dicha batería.

A la vez que se realiza la medición con el equipo TEXA también se obtiene la medición con los termopares colocados en cada uno de los módulos del pack de baterías. Para identificar en qué

posición colocar el sensor de T, se identifica dónde se encuentran los sensores de T y se colocan los termopares (Fig.5.51).

El ensayo se realiza con el vehículo BMW i3 conectado ya que el contacto del vehículo tiene que estar dado para que pueda conectarse el equipo de diagnosis de TEXA al igual que el equipo de diagnosis de BMW, dicha máquina se conecta al conector OBD II (On Board Diagnostics) (Fig.5.52). Además, el resto de las condiciones de ensayo son las mismas que en el caso de los ensayos realizados con el equipo de diagnosis de BMW.



Fig. 5.51.*Imagen del BMW i3 ensayado dentro de la cabina de pintura con el panel de conexión de termopares (izquierda). Detalle del panel dónde van conectados los cables de los 8 termopares colocados en cada uno de los módulos de la batería y el del termopar colocado en el compresor.*

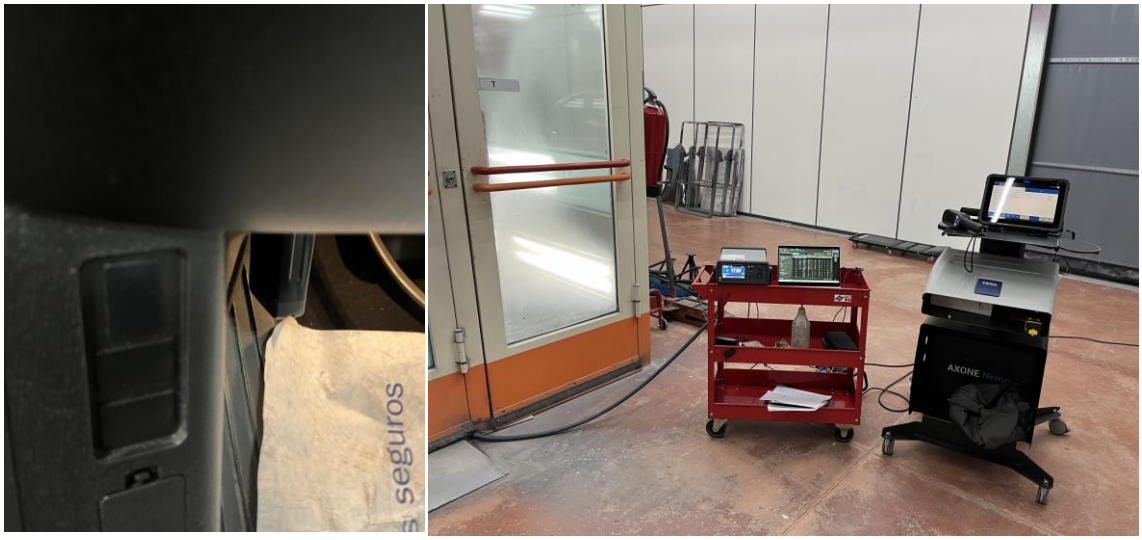


Fig. 5.52. *Imagen de la conexión del equipo de diagnosis TEXA a la OBD II del vehículo BMW I3 (izquierda) e imagen de los equipos de medición, por un lado, el equipo de medición de temperatura y por otro lado el equipo de TEXA.*

A la hora de colocar los termopares sobre los módulos y sobre el compresor se aíslan para evitar problemas ya que se comprueba que la carcasa de cada celda está derivada a positivo.

5.3.2.1 Colocación termopares en batería

En primer lugar, se desmonta la batería de alto voltaje del vehículo BMW i3 a ensayar, para ello se sigue el procedimiento que indica el fabricante tal como se muestra a continuación (Fig.5.53):

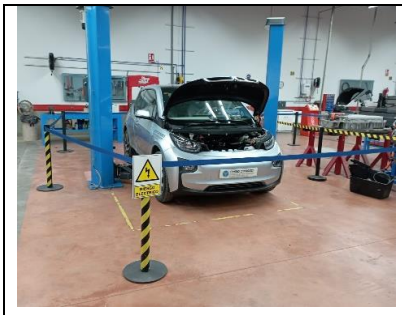
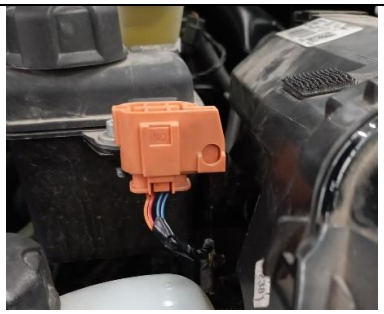
		
1.Perimetrar y señalizar la zona de trabajo.	2.Abrir la línea piloto para desconectar el sistema de alto voltaje.	3.Una vez abierta la línea piloto poner el candado de seguridad para evitar la reconexión accidental.
		
4.Esperar y comprobar que en la pantalla aparece que el Sistema de Alto Voltaje está desconectado.	5.Vaciado del circuito del gas del aire acondicionado.	6.Desconexión de la batería de 12 V.
		
7.Desconectar el conector de alta tensión y proteger el terminal.	8.Desconectar el conector de alta tensión y proteger el terminal.	9.Soltar tuberías de circuito del gas de refrigeración de la batería, el conector y la válvula.
		
10.Colocar la mesa elevadora para poder desmontar la batería.	11.Batería de Alto Voltaje desmontada del vehículo.	12.Salida de + y – de la batería a la caja de relés.
		
13.Batería de Alto Voltaje desmontada y con la tapa superior quitada,		

Fig. 5.53. *Procedimiento de desmontaje de la batería de alto voltaje del vehículo BMW i3 a ensayar.*

A continuación, en las siguientes imágenes (Fig.5.54) se muestra dónde se han colocado los termopares en cada uno de los módulos, siguiendo la numeración establecida por BMW para que correspondan con las lecturas que hace el equipo de BMW y se puedan comparar. Se ha pasado el cableado siguiendo el lugar por donde van el resto de los cables y se han sacado por el orificio de la válvula de alivio trans desmontar y quitar la válvula de alivio, tal y como puede apreciarse en las imágenes.

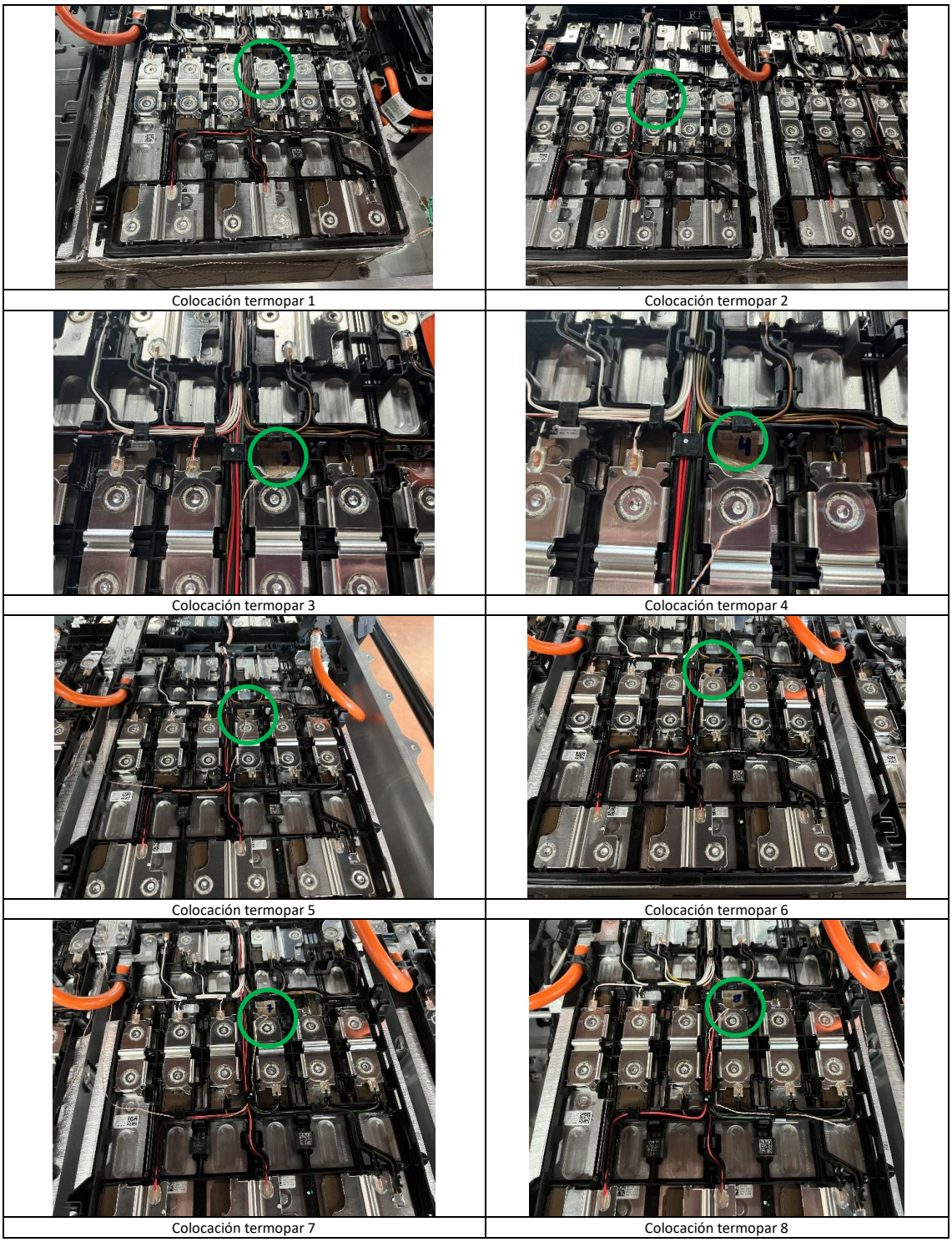


Fig. 5.54. *Colocación de los termopares en cada uno de los 8 módulos de la batería de alto voltaje del vehículo BMW i3 a ensayar.*

La siguiente Figura 5.55 ilustra la posición de los distintos módulos dentro de la batería de tracción, asignando a cada uno de ellos un número (de 1 a 8) teniendo en cuenta la numeración facilitada por el fabricante:

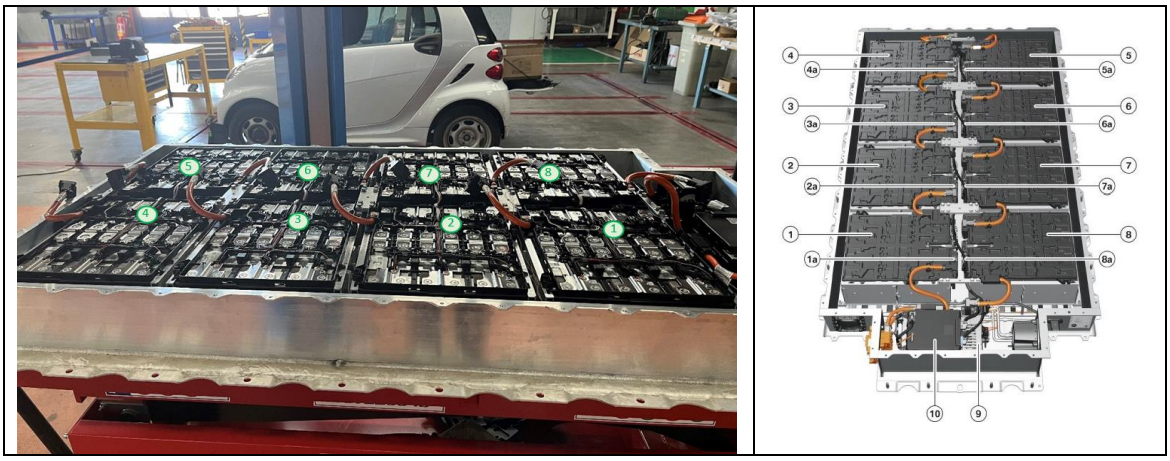


Fig. 5.55. *Imagen en la que se muestra la numeración que se le ha dado a cada uno de los módulos de la batería de tracción del vehículo BMW i3 (izquierda), teniendo en cuenta la numeración que tienen dichos módulos según indica el fabricante (derecha).*

Los termopares se han colocado según la disposición utilizada por BMW para que la numeración de las mediciones realizadas con los termopares coincida con la realizada por el equipo de BMW.

A continuación, se muestra una imagen (Fig. 5.56) en la que se puede observar el orificio por el que se saca el cableado de los termopares colocados en la batería de tracción.

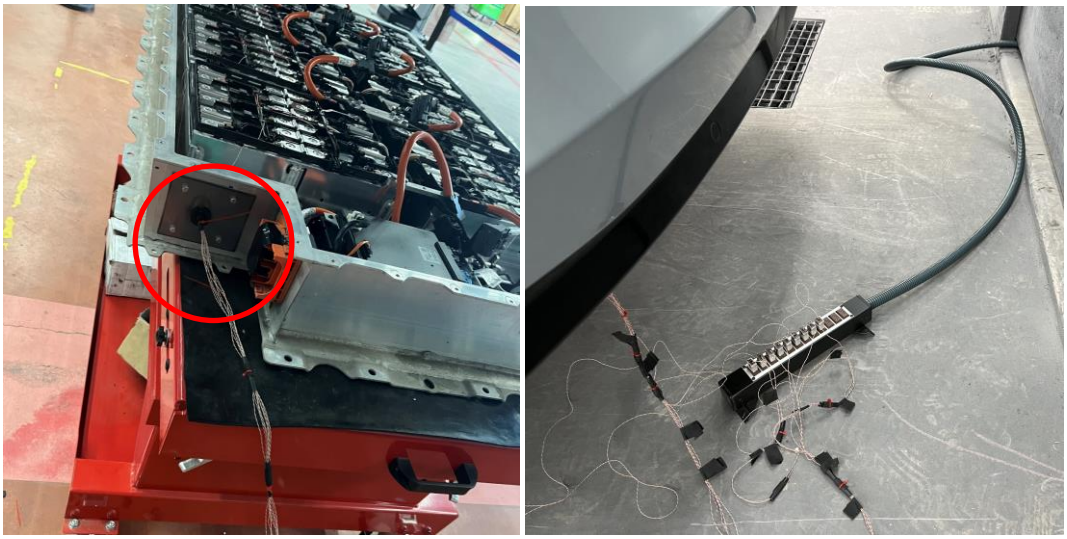


Fig. 5.56. *Imagen donde puede apreciarse el orificio (válvula de alivio) por donde se saca el cableado de los termopares colocados, que posteriormente se conectaran a un panel de conexión (izquierda). Imagen del panel de conexión donde se conectan los cables de los termopares para posteriormente con el datalogger visualizar la temperatura en la zona medida (derecha).*

En las siguientes imágenes (Fig.5.57) se observa cómo se monta la batería después de haber colocado los termopares sobre cada uno de los módulos de la batería:

	
1.Desconexión de la alta tensión Esperar y comprobar que en la pantalla aparece que el Sistema de Alto Voltaje está desconectado .	2.Se coloca la batería de alta tensión en el elevador para poder montarla en el vehículo (vista frontal).
	
3.Se coloca la batería de alta tensión en el elevador para poder montarla en el vehículo (vista trasera).	4.Se sube la batería de alta tensión en el elevador para poder montarla en el vehículo (vista trasera), se pueden ver los cables de los termopares.
	
5.Detalle de la posición de los cables de los termopares una vez colocada la batería de alta tensión en el vehículo.	6.A continuación hay que sujetar la batería apretando los tornillos correspondientes.
	
7.Detalle de la posición del termopar aislado sobre la carcasa del compresor.	8.Detalle de la parte inferior del vehículo una vez colocada la batería de alta tensión.
	
9.Detalle del panel dónde se conectan los cables de los termopares.	10.Posición del panel de conexión en el interior de la cabina.

Fig. 5.57. *Procedimiento de montaje de la batería de alto voltaje del vehículo BMW i3 a ensayar, una vez que se han colocado los termopares sobre los módulos en los que se va a medir su temperatura durante los ensayos a realizar.*

Para visualizar los datos de temperatura medidos con los termopares, se conectan los termopares al panel de conexión y luego el datalogger se conecta al ordenador donde está instalado el programa Keysight BenchVue para visualización de los datos de temperatura registrados por los termopares colocados en cada uno de los módulos de la batería de tracción y también por el termopar colocado en el compresor. Con este programa se puede configurar el registro de datos de temperatura, se registra la temperatura de los 9 canales cada 30 segundos durante una hora y se exportan los datos registrados en formato Excel.

5.3.2.2 Estado de carga de la batería SoC 50%

En el primer ensayo realizado con el equipo de diagnosis multimarca TEXA, la batería de alto voltaje se encuentra con un **estado de carga visualizado del 50,0 % (SoC).**

A continuación, se muestra una gráfica (Fig.5.58) en la que se puede observar la temperatura y la humedad de la cabina de pintura durante el ensayo, registradas mediante el medidor de temperatura EL-USB-2-LCD colocado en el interior de la cabina:

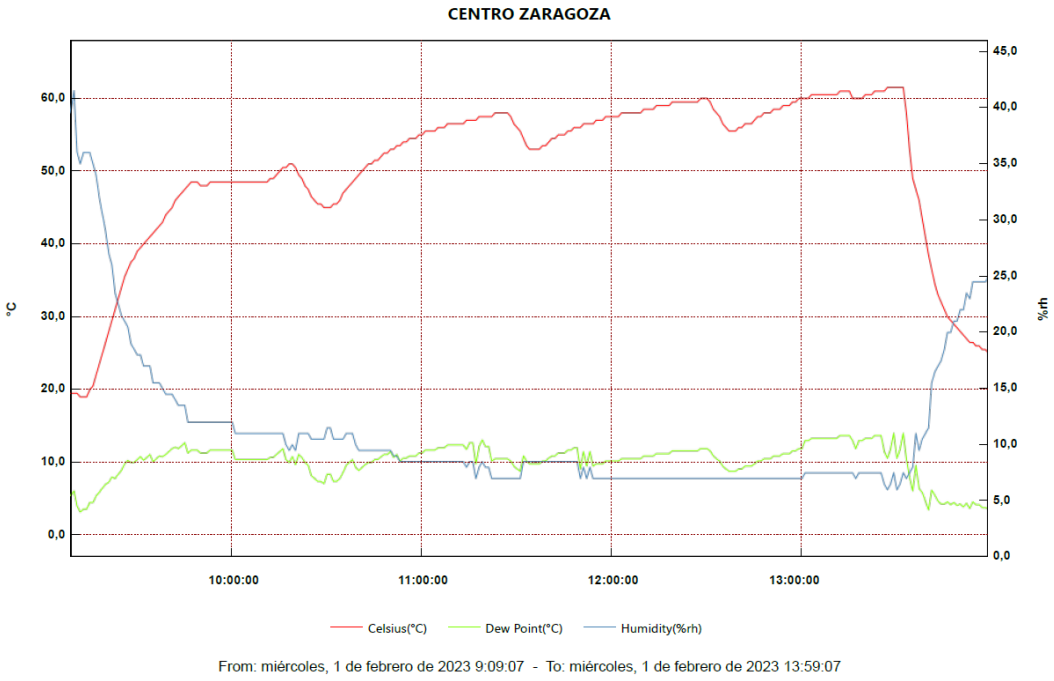


Fig. 5.58. *Gráfica en la que se muestra la temperatura (rojo) y la humedad (azul) registradas por el medidor EL-USB-2-LCD situado en el interior de la cabina durante el ensayo llevado a cabo con la batería con un SoC del 50% (equipo de diagnosis TEXA + termopares).*

A pesar del proceso de calentamiento continuo, el gráfico anterior muestra caidas ocasionales de la temperatura a diferentes intervalos. Este hecho se debe a que la puerta de la cabina de pintura se abre para realizar inspecciones, lo que provoca un enfriamiento temporal antes de reanudar el proceso de calentamiento.

Al igual que en los ensayos realizados con el equipo de diagnosis de BMW, se procede a realizar la medición de la temperatura en distintos puntos de la carrocería del vehículo BMW i3, utilizando para ello la cámara termográfica. Para los distintos estados de carga que se van a analizar, en este

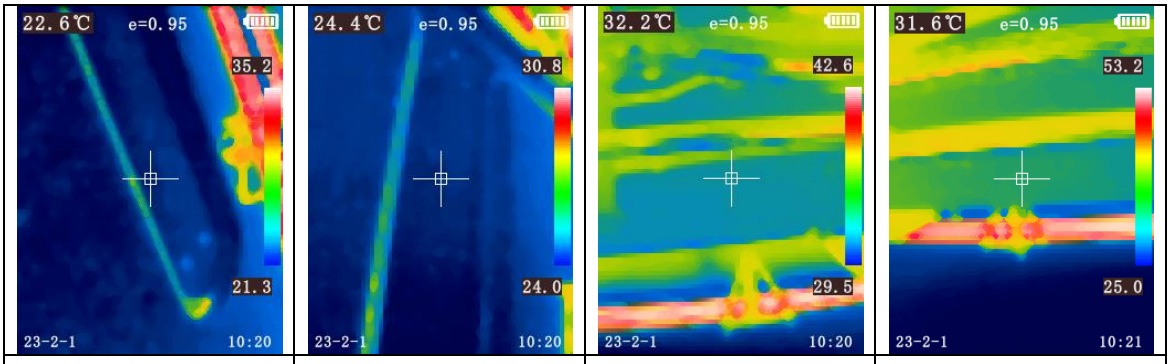
caso SoC 50%, se van a definir 4 ensayos, en primer lugar el ensayo de referencia que es programando la temperatura de la cabina a 60 ˚C durante los 60 minutos primeros, después se mide de nuevo a 60 ˚C una vez transcurridos 60 minutos más, a continuación se programa a 80 ˚C y se realiza la medición transcurridos 60 minutos, y se vuelve a realizar la medición transcurriendo 60 minutos más.

A continuación, se detalla una tabla (Tabla 5.8) con los ensayos definidos a realizar:

Nº Ensayo	***SoC***	***Vehículo***	***Refrigeración***	***T_{cabina} Programada***	***$Tiempo_{secado}$ Programado***	***T_{cabina} Medida***	***$Humedad_{cabina}$ Medida***
1 (referencia)	*50%*	*Conectado*	*Conectado**	*60˚C*	*60 min (primeros)*	*50,5˚C*	*10,0%rh*
2	*50%*	*Conectado*	*Conectada**	*60 ˚C*	*60 min*	*58,0 ˚C*	*7,0%rh*
3	*50%*	*Conectado*	*Conectado**	*80 ˚C*	*60 min*	60,0˚C	7,0%rh
4	*50%*	*Conectado*	*Conectado**	*80 ˚C*	*60 min*	61,5˚C	7,5%rh

Tabla 5.8. *Definición de ensayos llevados a cabo con la batería de tracción con un estado de carga del 50% (equipo de diagnosis TEXA + termopares).*
*Refrigeración conectada pero no entra en funcionamiento el ventilador, la válvula de ventilador está cerrada

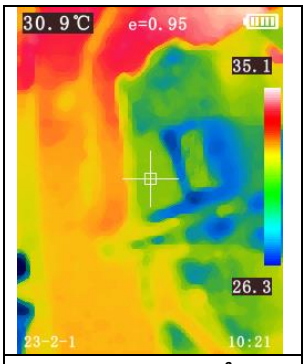
En las siguientes imágenes (Fig 5.59) se muestra el resultado de las mediciones en los cuatro puntos de medición definidos anteriormente, para el ensayo 1.



T_1= 22,6 ˚C	***T_2= 24,4˚C***	***T_3= 32,2 ˚C***	***T_4= 31,6 ˚C***

Fig. 5.59. *Imágenes captadas con la cámara termográfica en los cuatro puntos de medición definidos, al finalizar el Ensayo 1, definido en la tabla anterior.*

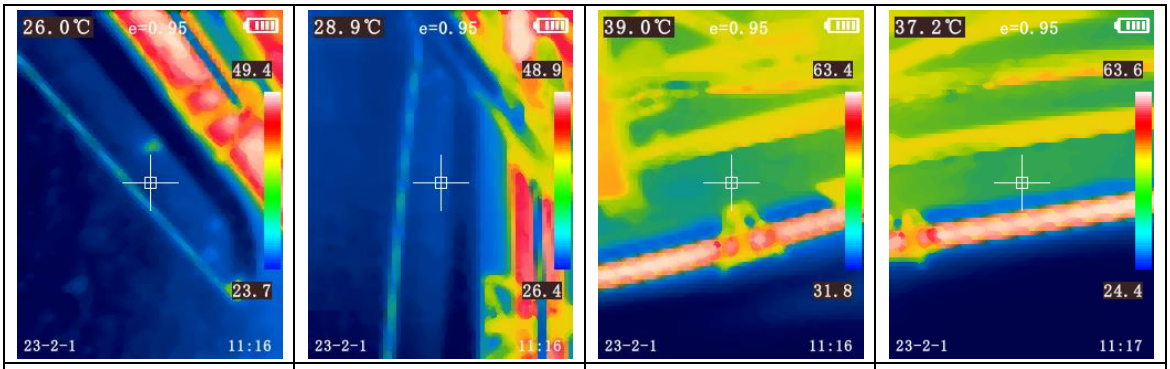
A continuación, se mide la temperatura que se alcanza en el compresor para comprobar su funcionamiento durante la realización del Ensayo 1 (Fig.5.60):



$T_{compresor}$= 30,9 ˚C

Fig. 5.60. *Imagen captada con la cámara termográfica en el compresor para comprobar su funcionamiento en el Ensayo 1.*

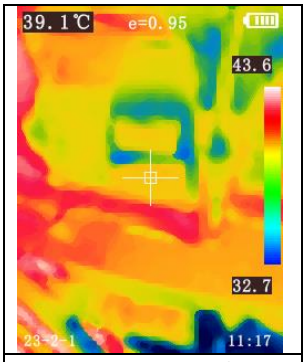
En la siguiente figura (Fig.5.61) se muestra las medicones obtenidas en los cuatro puntos designados, en el caso del ensayo 2:



T_1= 26,0 ˚C	T_2= 28,9˚C	T_3= 39,0 ˚C	T_4= 37,2 ˚C

Fig. 5.61. *Imágenes captadas con la cámara termográfica en los cuatro puntos de medición definidos, al finalizar el Ensayo 2, definido en la tabla anterior.*

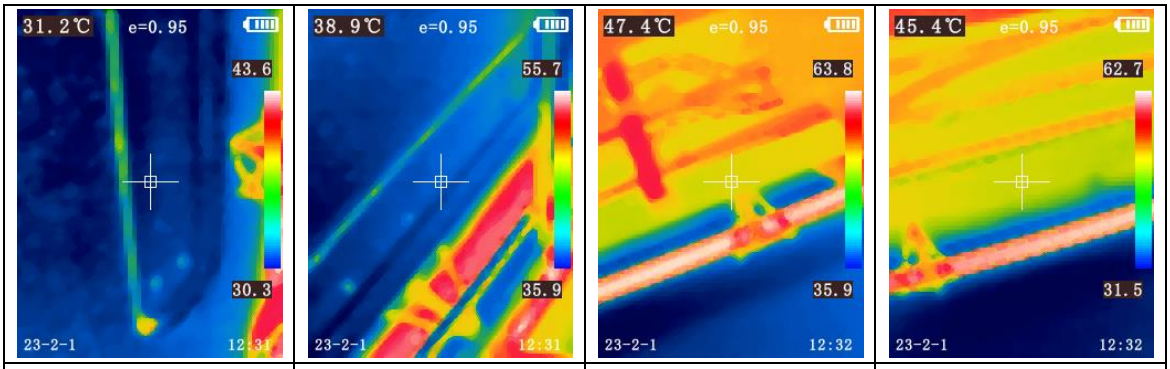
A continuación, se mide la temperatura que se alcanza en el compresor para comprobar su funcionamiento durante la realización del Ensayo 2 (Fig.5.62):



$T_{compresor}$= 39,1 ˚C

Fig. 5.62. *Imagen captada con la cámara termográfica en el compresor para comprobar su funcionamiento en el Ensayo 2.*

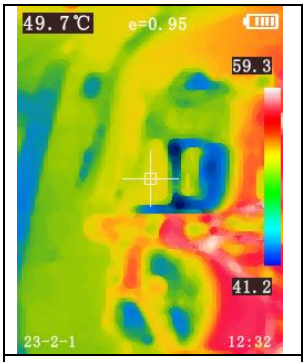
En la siguiente figura (Fig.5.63) se muestra las medicones obtenidas en los cuatro puntos designados, en el caso del ensayo 3:



T_1= 31,2 ˚C	T_2= 38,9˚C	T_3= 47,4˚C	T_4= 45,4 ˚C

Fig. 5.63. *Imágenes captadas con la cámara termográfica en los cuatro puntos de medición definidos, al finalizar el Ensayo 3, definido en la tabla anterior.*

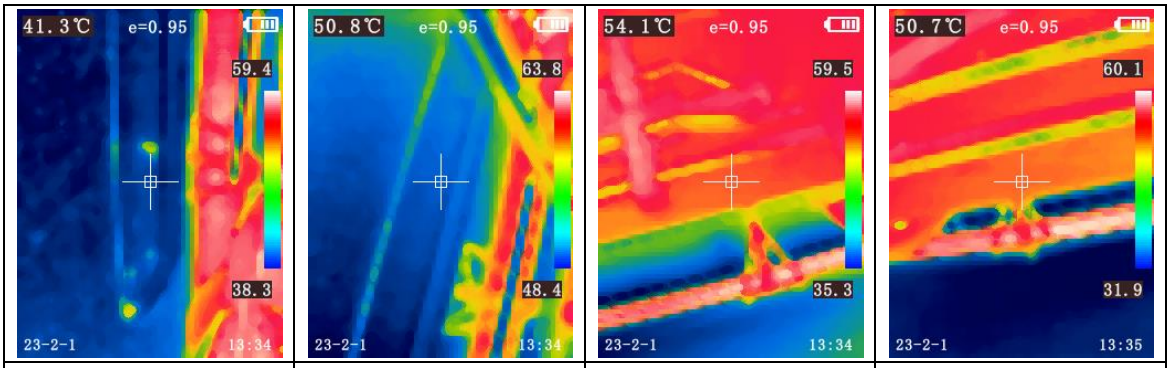
A continuación, se mide la temperatura que se alcanza en el compresor para comprobar su funcionamiento durante la realización del Ensayo 3 (Fig.5.64):



$T_{compresor}$= 49,7 ˚C

Fig. 5.64. *Imagen captada con la cámara termográfica en el compresor para comprobar su funcionamiento en el Ensayo 3.*

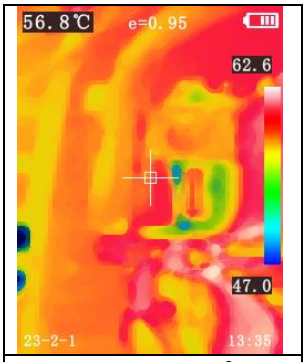
En la siguiente figura (Fig.5.65) se muestra las medicones obtenidas en los cuatro puntos designados, en el caso del ensayo 4:



T_1= 41,3 ˚C	T_2= 50,8˚C	T_3= 54,1 ˚C	T_4= 50,7 ˚C

Fig. 5.65. *Imágenes captadas con la cámara termográfica en los cuatro puntos de medición definidos, al finalizar el Ensayo 4, definido en la tabla anterior.*

A continuación, se mide la temperatura que se alcanza en el compresor para comprobar su funcionamiento durante la realización del Ensayo 4 (Fig.5.66):



$T_{compresor}$= 56,8 ˚C

Fig. 5.66. *Imagen captada con la cámara termográfica en el compresor para comprobar su funcionamiento en el Ensayo 4.*

En la siguiente tabla (Tabla 5.9) se recogen las temperaturas obtenidas en los cuatro puntos de medición definidos sobre la carrocería para los cuatro ensayos llevados a cabo:

Nº Ensayo	*SoC*	*Vehículo*	*Refrigeración*	*T_1 medida carrocería*	*T_2 medida carrocería*	*T_3 medida carrocería*	*T_4medida carrocería*	*$T_{compresor}$*
1 (referencia)	*50%*	*Conectado*	*Conectado**	***22,6 ˚C***	***24,4 ˚C***	***32,2 ˚C***	***31,6˚C***	***30,9 ˚C***
2	*50%*	*Conectado*	*Conectada**	***26,0 ˚C***	***28,9 ˚C***	***39,0 ˚C***	***37,2˚C***	***39,1 ˚C***
3	*50%*	*Conectado*	*Conectado**	**31,2 ˚C**	**38,9 ˚C**	**47,4 ˚C**	**45,4 ˚C**	***49,7 ˚C***
4	*50%*	*Conectado*	*Conectado**	**41,3˚C**	**50,8˚C**	**54,1˚C**	**50,7˚C**	***56,8 ˚C***

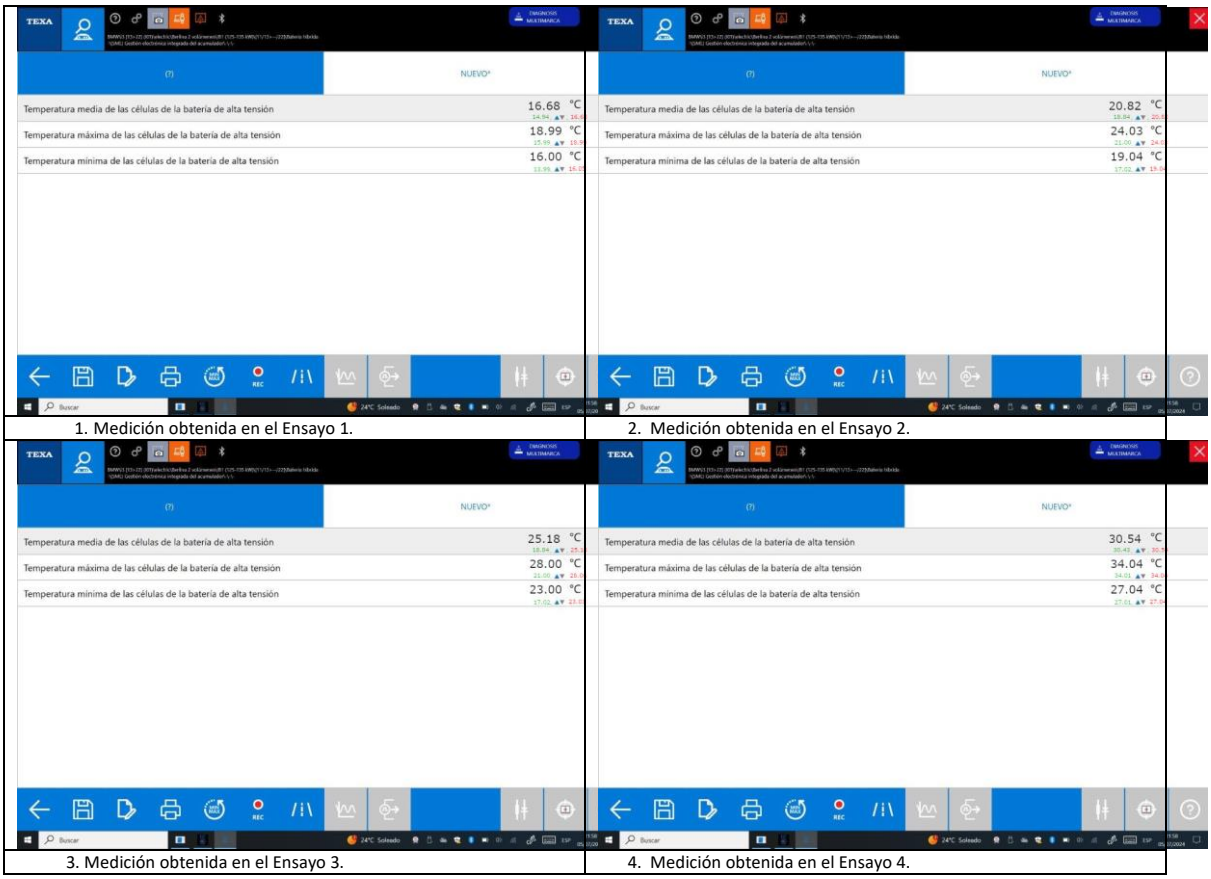
Tabla 5.9. *Resultado de la medición realizada sobre los cuatro puntos de medición definidos sobre la carrocería para los cuatro ensayos llevados a cabo con un SoC en la batería del 50%.*
*Refrigeración conectada pero no entra en funcionamiento el ventilador, la válvula de ventilador está cerrada

En la siguiente tabla (Tabla 5.10) se recogen los datos de las temperaturas T_{media}, T_{max} y T_{min} en el pack de baterías, obtenidos a través del equipo de diagnosis de TEXA.

Nº Ensayo	*SoC*	*Vehículo*	*Refrigeración*	*T_{media}*	*T_{max}*	*T_{min}*
1 (referencia)	*50%*	*Conectado*	*Conectado**	***16,68 ˚C***	***18,99 ˚C***	***16,0 ˚C***
2	*50%*	*Conectado*	*Conectada**	***20,82˚C***	***24,03 ˚C***	***19,04˚C***
3	*50%*	*Conectado*	*Conectado**	**25,18˚C**	**28,00 ˚C**	**23,00 ˚C**
4	*50%*	*Conectado*	*Conectado***	**30,54˚C**	**34,04 ˚C**	**27,04 ˚C**

Tabla 5.10. *Temperatura en el pack de baterías de tracción obtenida a través del equipo de diagnosis de TEXA, para los cuatro ensayos llevados a cabo.*
*Refrigeración conectada pero no entra en funcionamiento el ventilador, la válvula de ventilador está cerrada

A continuación (Fig.5.67), se muestran capturas de la medición con el equipo de diagnosis TEXA para los ensayos de medición llevados a cabo:



1. Medición obtenida en el Ensayo 1.
2. Medición obtenida en el Ensayo 2.
3. Medición obtenida en el Ensayo 3.
4. Medición obtenida en el Ensayo 4.

Fig. 5.67. *Medición de la temperatura obtenida con el equipo TEXA para los distintos ensayos llevados a cabo.*

Por último, en la siguiente tabla (Tabla 5.11) se recogen los datos de la temperatura en cada uno de los módulos y en el compresor, obtenidos a través del equipo de medición de temperatura con termopares.

Nº Ensayo	SoC	Vehículo	Refrigeración	$T_{módulo1}$ Termopar	$T_{módulo2}$ Termopar	$T_{módulo3}$ Termopar	$T_{módulo4}$ Termopar	$T_{módulo5}$ Termopar	$T_{módulo6}$ Termopar	$T_{módulo7}$ Termopar	$T_{módulo8}$ Termopar	$T_{compresor}$ Termopar
1 (referencia)	*50%*	*Conectado*	*Conectado**	***16,9 ˚C***	***15,9 ˚C***	***15,8 ˚C***	***16,0˚C***	***16,3˚C***	***15,9˚C***	***15,9˚C***	***17,0˚C***	***31,7˚C***
2	*50%*	*Conectado*	*Conectada**	***21,3˚C***	***19,2˚C***	***19,0˚C***	***19,8˚C***	***20,6˚C***	***19,3˚C***	***19,4˚C***	***21,5˚C***	***42,4˚C***
3	*50%*	*Conectado*	*Conectado**	***25,9˚C***	***23,0˚C***	***22,7 ˚C***	***24,0˚C***	***25,1˚C***	***23,3˚C***	***23,4˚C***	***26,3 ˚C***	***49,8 ˚C***
4	*50%*	*Conectado*	*Conectado**	***31,2˚C***	***27,8˚C***	***27,4˚C***	***28,8˚C***	***30,5 ˚C***	***28,3˚C***	***28,4 ˚C***	***32,0 ˚C***	***56,9 ˚C***

Tabla 5.11. *Temperatura en cada uno de los módulos de la batería de tracción obtenida a través del equipo de diagnosis de BMW, para los cuatro ensayos llevados a cabo.*

*Refrigeración conectada pero no entra en funcionamiento el ventilador, la válvula de ventilador está cerrada

A continuación, se muestra gráfica (Fig.5.68) de la temperatura en los distintos puntos de medición de la carrocería:

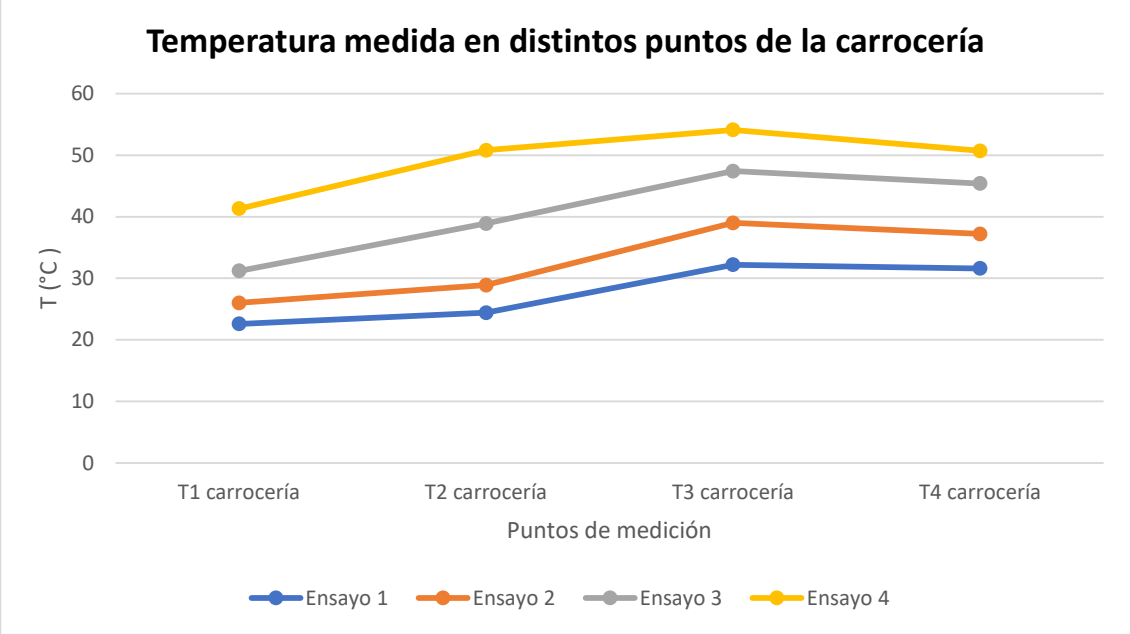


Fig. 5.68. *Gráfica de la temperatura medida en distintos puntos de la carrocería con cámara termográfica en los cuatro ensayos llevados a cabo.*

En la gráfica anterior se aprecia que a medida que aumenta la temperatura de la cabina y la duración del ensayo de medición, la temperatura en los distintos puntos medidos sobre la carrocería aumenta, al igual que pasaba en el ensayo realizado con el equipo de BMW. Por otro lado, en cada uno de los ensayos llevados a cabo se observa que el punto de medición en el que se obtiene mayor temperatura es en el estribo en la zona delantera según el sentido de la marcha del vehículo, en el caso del ensayo llevado a cabo con el equipo de BMW, el punto de medición en el que se obtiene mayor temperatura es en el estribo en la zona trasera. En los dos ensayos se concluye que la temperatura en la zona del estribo es mayor que en la parte inferior, esto puede deberse a la placa de refrigeración que hay en la parte inferior que se encuentra entre el punto de medición y la batería de alto voltaje.

A continuación, se muestra gráfica (Fig.5.69) de la temperatura en cada uno de los módulos de la batería de tracción obtenida con el equipo de medición de temperatura (termopares):

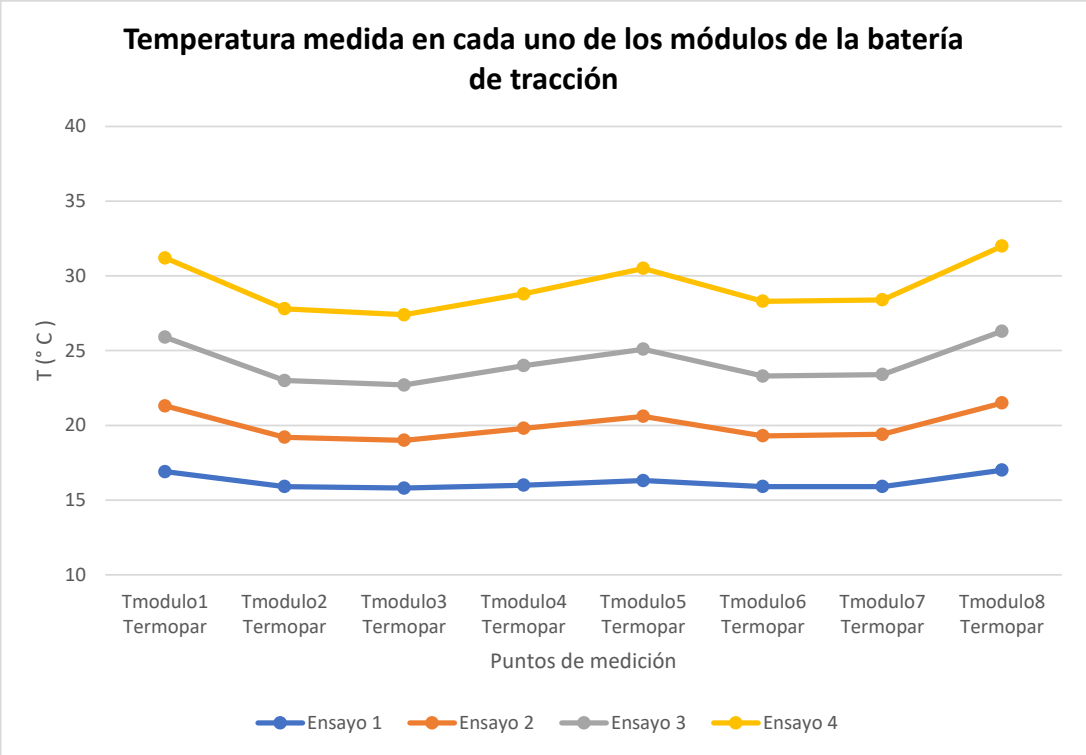


Fig. 5.69. *Gráfica de la temperatura en cada uno de los módulos de la batería de tracción obtenida con el equipo de medición de temperatura (termopares) en los cuatro ensayos llevados a cabo.*

En la gráfica anterior se aprecia que como en el caso de la temperatura medida en distintos puntos de la carrocería, a medida que aumenta la temperatura de la cabina y la duración del ensayo de medición, la temperatura en los distintos módulos aumenta. Por otro lado, en cada uno de los ensayos llevados a cabo, se observa que los módulos que alcanzan mayor temperatura son el módulo 1 y el módulo 8, seguidos del módulo 5.

En este ensayo no se ha abierto la válvula de refrigeración en ningún caso porque no se han superado los 32 °C en ningún módulo.

Como en este ensayo se ha medido con TEXA la temperatura media, máxima y mínima del pack de baterías para cada ensayo, se va a comparar con dichas temperaturas obtenidas de la medición con termopares (Tabla 5.12).

Nº Ensayo	***SoC***	***Vehículo***	***Refrigeración***	***TEXA***			***TERMOPAR***		
				T_{media}	T_{max}	T_{min}			
1 (referencia)	*50%*	*Conectado*	*Conectado**	***16,68˚C***	***18,99˚C***	***16,0˚C***	***16,2˚C***	***17,0˚C***	***15,8˚C***
2	*50%*	*Conectado*	*Conectada**	***20,82˚C***	***24,03 ˚C***	***19,04˚C***	***20,0˚C***	***21,5 ˚C***	***19,0˚C***
3	*50%*	*Conectado*	*Conectado**	**25,18˚C**	**28,00 ˚C**	**23,00 ˚C**	**24,2˚C**	**26,3˚C**	**22,7˚C**
4	*50%*	*Conectado*	*Conectado**	**30,54˚C**	**34,04 ˚C**	**27,04 ˚C**	**29,3˚C**	**32,0˚C**	**27,4˚C**

Tabla 5.12. *Temperatura en el pack de baterías de tracción obtenida a través del equipo de diagnosis de TEXA, para los cuatro ensayos llevados a cabo.*

*Refrigeración conectada pero no entra en funcionamiento el ventilador, la válvula de ventilador está cerrada

En la siguiente gráfica (Fig.5.70) se observa cómo la medición de temperatura con los termopares da un valor más pequeño que la medición realizada con el equipo de diagnosis de TEXA. Produciéndose mayor diferencia en la medición de temperatura máxima y mayor diferencia en los ensayos a menor temperatura.

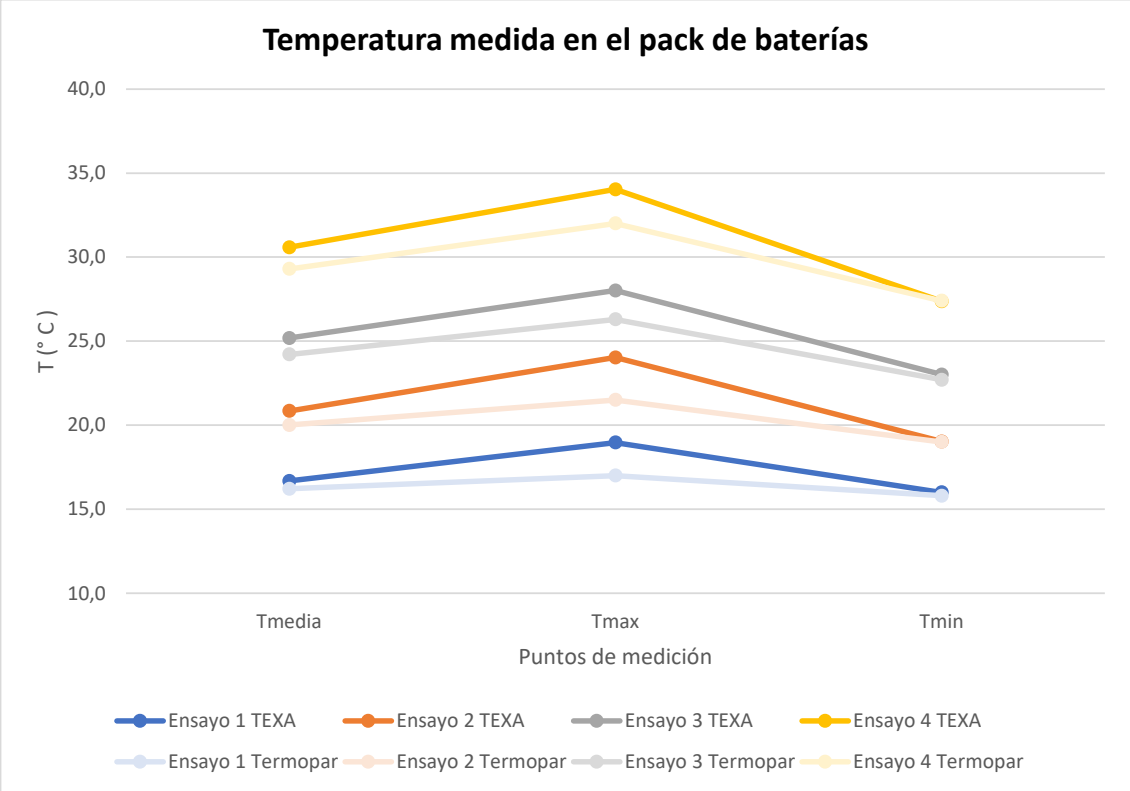


Fig. 5.70. *Gráfica de la temperatura medida en el pack de baterías con el equipo de TEXA y a partir de los valores medios en los módulos con los termopares.*

5.3.2.3 Estado de carga de la batería SoC 100%

En el segundo ensayo realizado con el equipo de diagnosis multimarca TEXA, la batería de alto voltaje se encuentra con un **estado de carga visualizado del 100,0 % (SoC).**

A continuación, se muestra una gráfica (Fig.5.71) en la que se puede observar la temperatura y la humedad de la cabina de pintura durante el ensayo, registradas mediante el medidor de temperatura EL-USB-2-LCD colocado en el interior de la cabina:

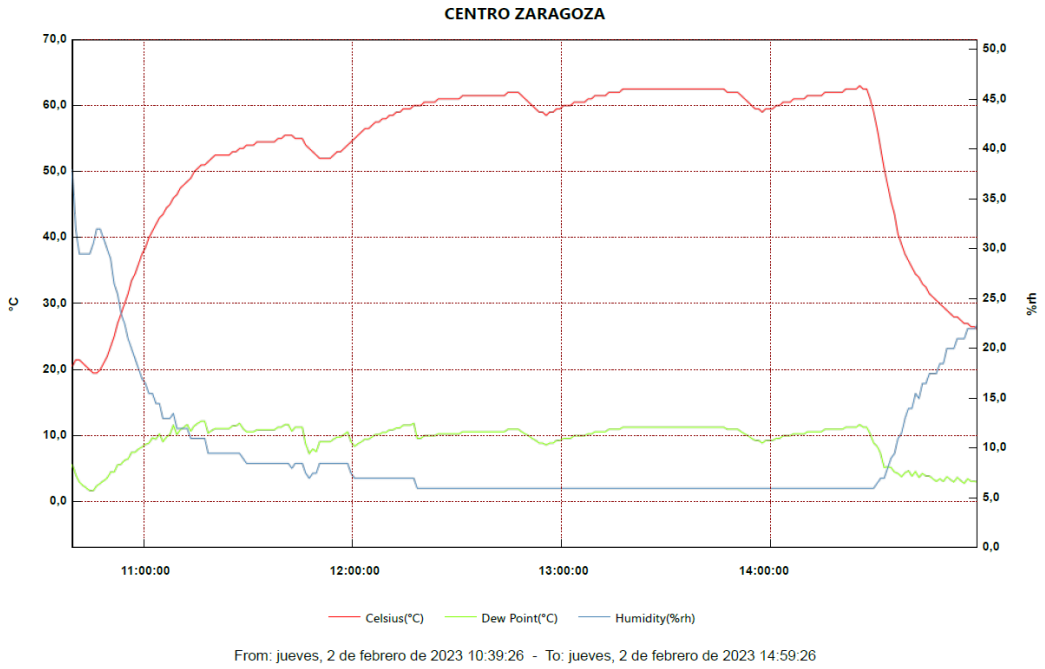


Fig. 5.71. *Gráfica en la que se muestra la temperatura (rojo) y la humedad (azul) registradas por el medidor EL-USB-2-LCD situado en el interior de la cabina durante el ensayo llevado a cabo con la batería con un SoC del 100% (equipo de diagnosis TEXA + termopares).*

Al igual que en los ensayos realizados con el equipo de diagnosis de BMW, se procede a realizar la medición de la temperatura en distintos puntos de la carrocería del vehículo BMW i3, utilizando para ello la cámara termográfica. Para los distintos estados de carga que se van a analizar, en este caso SoC 100%, se van a definir 4 ensayos, en primer lugar el ensayo de referencia que es programando la temperatura de la cabina a 60 ˚C durante los 60 minutos primeros, después se mide de nuevo a 60 ˚C una vez transcurridos 60 minutos más, a continuación se programa a 80 ˚C y se realiza la medición transcurridos 60 minutos, y se vuelve a realizar la medición transcurriendo 33 minutos más, porque la medición de temperatura máxima en este último ensayo alcanza los 36,0 °C y se detiene el ensayo por seguridad (Tabla 5.13).

A continuación, se detalla una tabla con los ensayos definidos a realizar:

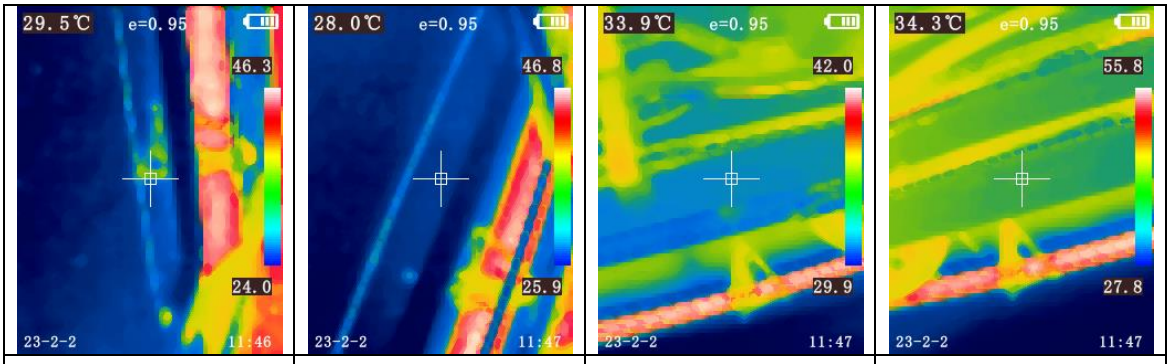
Nº Ensayo	***SoC***	***Vehículo***	***Refrigeración***	***T_{cabina} Programada***	***$Tiempo_{secado}$ Programado***	***T_{cabina} Medida***	***$Humedad_{cabina}$ Medida***
1 (referencia)	*100%*	*Conectado*	*Conectado**	*60˚C*	*60 min (primeros)*	*55,0˚C*	*8,5%rh*
2	*100%*	*Conectado*	*Conectada**	*60 ˚C*	*60 min*	*62,0 ˚C*	*6,0%rh*
3	*100%*	*Conectado*	*Conectado**	*80 ˚C*	*60 min*	62,5˚C	6,0%rh
4	*100%*	*Conectado*	*Conectado***	*80 ˚C*	*33 min*	63,0˚C	6,0%rh

Tabla 5.13. *Definición de ensayos llevados a cabo con la batería de tracción con un estado de carga del 100% (equipo de diagnosis TEXA + termopares).*

*Refrigeración conectada pero no entra en funcionamiento el ventilador, la válvula de ventilador está cerrada

**Se detiene el ensayo por seguridad ya que la temperatura de los módulos sigue subiendo porque el compresor se ha calentado y debido a esa sobretemperatura no está funcionando.

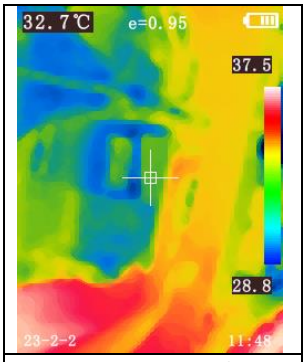
En la siguientes imágenes (Fig.5.72) se muestra el resultado de las mediciones en los cuatro puntos de medición definidos anteriormente, para los cuatro ensayos llevados a cabo.



T_1= 29,5 ˚C	T_2= 28,0˚C	T_3= 33,9 ˚C	T_4= 34,3 ˚C

Fig. 5.72. *Imágenes captadas con la cámara termográfica en los cuatro puntos de medición definidos, al finalizar el Ensayo 1, definido en la tabla anterior.*

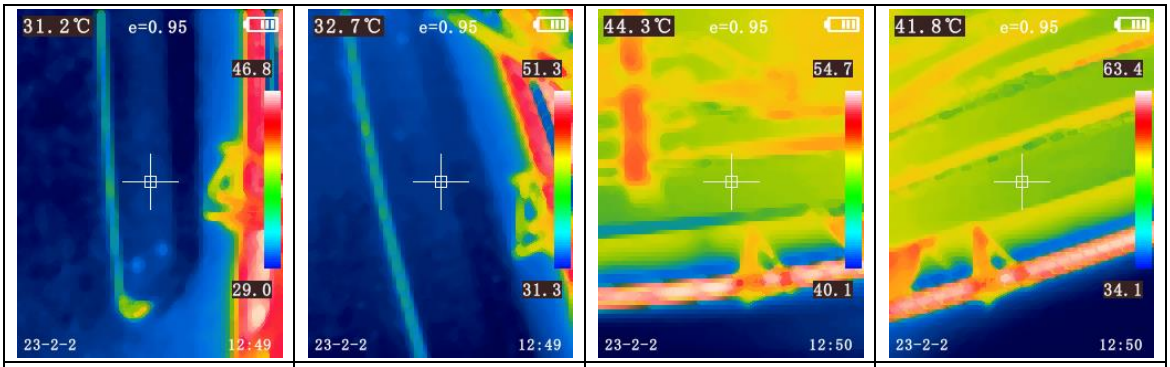
A continuación, se mide la temperatura que se alcanza en el compresor para comprobar su funcionamiento durante la realización del Ensayo 1 (Fig.5.73):



$T_{compresor}$= 32,7 ˚C

Fig. 5.73. *Imagen captada con la cámara termográfica en el compresor para comprobar su funcionamiento en el Ensayo 1.*

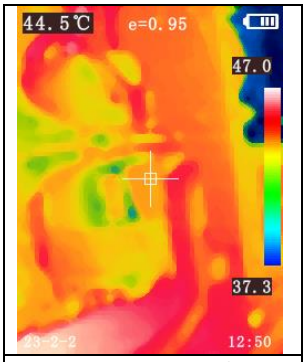
En la siguiente figura (Fig.5.74) se muestra las medicones obtenidas en los cuatro puntos designados, en el caso del ensayo 2:



T_1= 31,2 ˚C	T_2= 32,7 ˚C	T_3= 44,3 ˚C	T_4= 41,8 ˚C

Fig. 5.74. *Imágenes captadas con la cámara termográfica en los cuatro puntos de medición definidos, al finalizar el Ensayo 2, definido en la tabla anterior.*

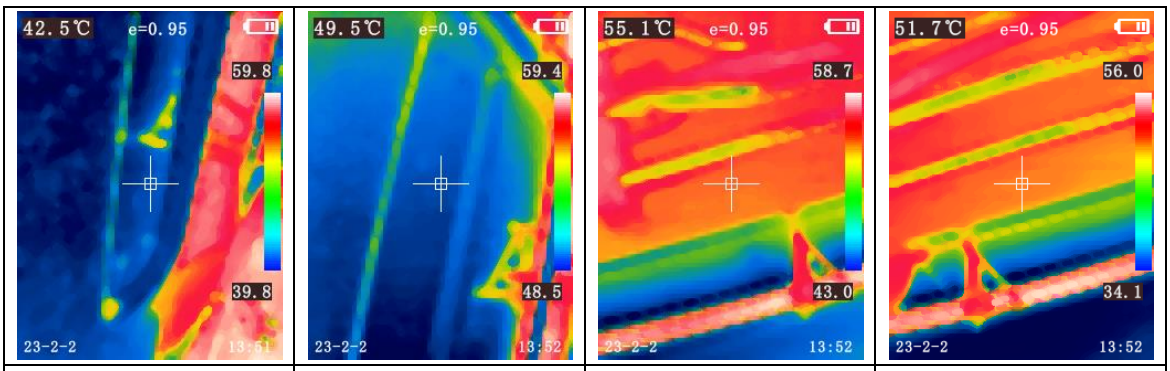
A continuación, se mide la temperatura que se alcanza en el compresor para comprobar su funcionamiento durante la realización del Ensayo 2 (Fig.5.75):



$T_{compresor}$= 44,5 ˚C

Fig. 5.75. *Imagen captada con la cámara termográfica en el compresor para comprobar su funcionamiento en el Ensayo 2.*

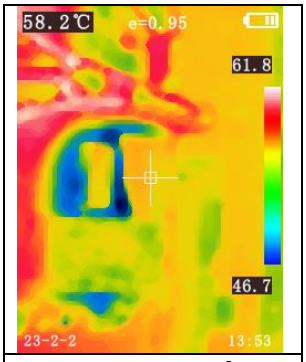
En la siguiente figura (Fig.5.76) se muestra las medicones obtenidas en los cuatro puntos designados, en el caso del ensayo 3:



T_1= 42,5 ˚C	T_2= 49,5˚C	T_3= 55,1 ˚C	T_4= 51,7 ˚C

Fig. 5.76. *Imágenes captadas con la cámara termográfica en los cuatro puntos de medición definidos, al finalizar el Ensayo 3, definido en la tabla anterior.*

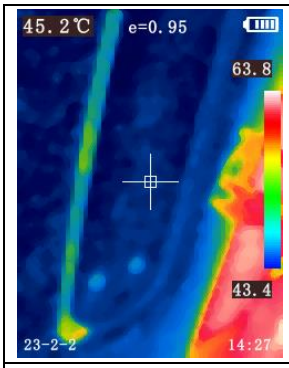
A continuación, se mide la temperatura que se alcanza en el compresor para comprobar su funcionamiento durante la realización del Ensayo 3 (Fig.5.77):



$T_{compresor}$= 58,2 ˚C

Fig. 5.77. *Imagen captada con la cámara termográfica en el compresor para comprobar su funcionamiento en el Ensayo 3.*

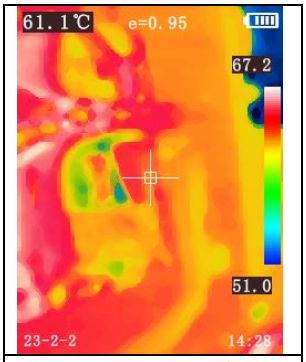
Transcurridos 33 minutos se detiene el cuarto ensayo, por seguridad ya que se comprueba que se ha alcanzado la temperatura de 36,0 °C en la medición de temperatura máxima del pack de baterías. Se muestra a continuación los resultados de la medición de la temperatura en los cuatro puntos de la carrocería definidos para realizar la medición transcurridos 33 minutos. En la siguiente figura (Fig.5.78) se muestra las medicones obtenidas en los cuatro puntos designados, en el caso del ensayo 4:



T_1= 45,2 ˚C	T_2= 55,0˚C	T_3= 62,7 ˚C	T_4= 59,8 ˚C

Fig. 5.78. *Imágenes captadas con la cámara termográfica en los cuatro puntos de medición definidos, al finalizar el Ensayo 4, definido en la tabla anterior.*

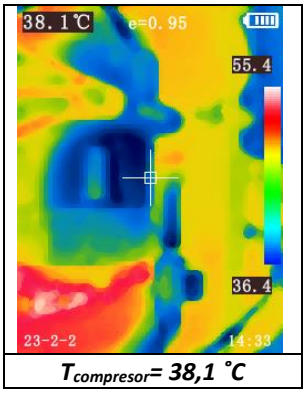
A continuación, se mide la temperatura que se alcanza en el compresor para comprobar su funcionamiento durante la realización del Ensayo 4 (Fig.5.79):



$T_{compresor}$= 61,1 ˚C

Fig. 5.79. *Imagen captada con la cámara termográfica en el compresor para comprobar su funcionamiento en el Ensayo 4.*

Tras comprobar la temperatura del compresor, una vez detenido el ensayo, se abre la puerta de acceso a la cabina de pintura para que se refrigere y transcurridos 5 minutos se comprueba la temperatura del compresor que ha descendido a 38,1 °C (Fig. 5.80).



$T_{compresor}$= 38,1 ˚C

Fig. 5.80. *Imagen captada con la cámara termográfica en el compresor 5 minutos después de detener el ensayo.*

A partir de este momento es cuando se comienza a refrigerar el compresor con aire hasta que alcanza los 35 °C y comienza a funcionar después de poner el vehículo en modo READY.

En la siguiente tabla (Tabla 5.14) se recogen las temperaturas obtenidas en los cuatro puntos de medición definidos sobre la carrocería para los cuatro ensayos llevados a cabo:

Nº Ensayo	***SoC***	***Vehículo***	***Refrigeración***	***T_1 medida carrocería***	***T_2 medida carrocería***	***T_3 medida carrocería***	***T_4medida carrocería***	***$T_{compresor}$***
1 (referencia)	*100%*	*Conectado*	*Conectado**	***29,5 ˚C***	***28,0 ˚C***	***33,9 ˚C***	***34,3 ˚C***	***32,7 ˚C***
2	*100%*	*Conectado*	*Conectada**	***31,2 ˚C***	***32,7 ˚C***	***44,3 ˚C***	***41,8 ˚C***	***44,5 ˚C***
3	*100%*	*Conectado*	*Conectado**	**42,5 ˚C**	**49,5 ˚C**	**55,1 ˚C**	**51,7 ˚C**	***58,2 ˚C***
4	*100%*	*Conectado*	*Conectado***	**45,2 ˚C**	**55,0 ˚C**	**62,7 ˚C**	**59,8˚C**	***61,1 ˚C***

Tabla 5.14. *Resultado de la medición realizada sobre los cuatro puntos de medición definidos sobre la carrocería para los cuatro ensayos llevados a cabo con un SoC en la batería del 100%.*
*Refrigeración conectada pero no entra en funcionamiento el ventilador, la válvula de ventilador está cerrada
**Se detiene el ensayo por seguridad ya que la temperatura de los módulos sigue subiendo porque el compresor se ha calentado y debido a esa sobretemperatura no está funcionando.

En la siguiente tabla (Tabla 5.15) se recogen los datos de las temperaturas T_{media}, T_{max} y T_{min} en el pack de baterías, obtenidos a través del equipo de diagnosis de TEXA.

Nº Ensayo	***SoC***	***Vehículo***	***Refrigeración***	***T_{media}***	***T_{max}***	***T_{min}***
1 (referencia)	*100%*	*Conectado*	*Conectado**	***18,67˚C***	***20,02˚C***	***18,02˚C***
2	*100%*	*Conectado*	*Conectada**	***22,93˚C***	***26,01˚C***	***22,01˚C***
3	*100%*	*Conectado*	*Conectado**	**28,87˚C**	**32,0˚C**	**26,0˚C**
4	*100%*	*Conectado*	*Conectado***	**32,24˚C**	**36,01˚C**	**29,01˚C**

Tabla 5.15. *Temperatura en el pack de baterías de tracción obtenida a través del equipo de diagnosis de TEXA, para los cuatro ensayos llevados a cabo.*
*Refrigeración conectada pero no entra en funcionamiento el ventilador, la válvula de ventilador está cerrada
**Se detiene el ensayo por seguridad ya que la temperatura de los módulos sigue subiendo porque el compresor se ha calentado y debido a esa sobretemperatura no está funcionando.

Por último, en la siguiente tabla (Tabla 5.16) se recogen los datos de la temperatura en cada uno de los módulos y en el compresor, obtenidos a través del equipo de medición de temperatura con termopares.

Nº Ensayo	SoC	Vehículo	Refrigeración	$T_{módulo1}$ Termopar	$T_{módulo2}$ Termopar	$T_{módulo3}$ Termopar	$T_{módulo4}$ Termopar	$T_{módulo5}$ Termopar	$T_{módulo6}$ Termopar	$T_{módulo7}$ Termopar	$T_{módulo8}$ Termopar	$T_{compresor}$ Termopar
1 (referencia)	100%	Conectado	Conectado*	**19,0˚C**	**17,9˚C**	**17,7˚C**	**17,7˚C**	**17,9˚C**	**17,7˚C**	**17,9˚C**	**19,2˚C**	**33,8˚C**
2	100%	Conectado	Conectada*	**23,4˚C**	**21,3˚C**	**21,0˚C**	**21,7˚C**	**22,5˚C**	**21,4˚C**	**21,6˚C**	**23,8˚C**	**45,9˚C**
3	100%	Conectado	Conectado*	**29,2˚C**	**26,2˚C**	**25,7 ˚C**	**26,8˚C**	**28,3˚C**	**26,5˚C**	**26,7˚C**	**30,2 ˚C**	**56,6 ˚C**
4	100%	Conectado	Conectado**	**32,9˚C**	**29,5˚C**	**28,9˚C**	**30,1˚C**	**31,9˚C**	**29,9˚C**	**30,2˚C**	**33,9˚C**	**60,6˚C**

Tabla 5.16. *Temperatura en cada uno de los módulos de la batería de tracción obtenida a través del equipo de medición de temperatura con termopares, para los cuatro ensayos llevados a cabo.*
*Refrigeración conectada pero no entra en funcionamiento el ventilador, la válvula de ventilador está cerrada
**Se detiene el ensayo por seguridad ya que la temperatura de los módulos sigue subiendo porque el compresor se ha calentado y debido a esa sobretemperatura no está funcionando.

A continuación, se muestra gráfica (Fig.5.81) de la temperatura en los distintos puntos de medición de la carrocería:

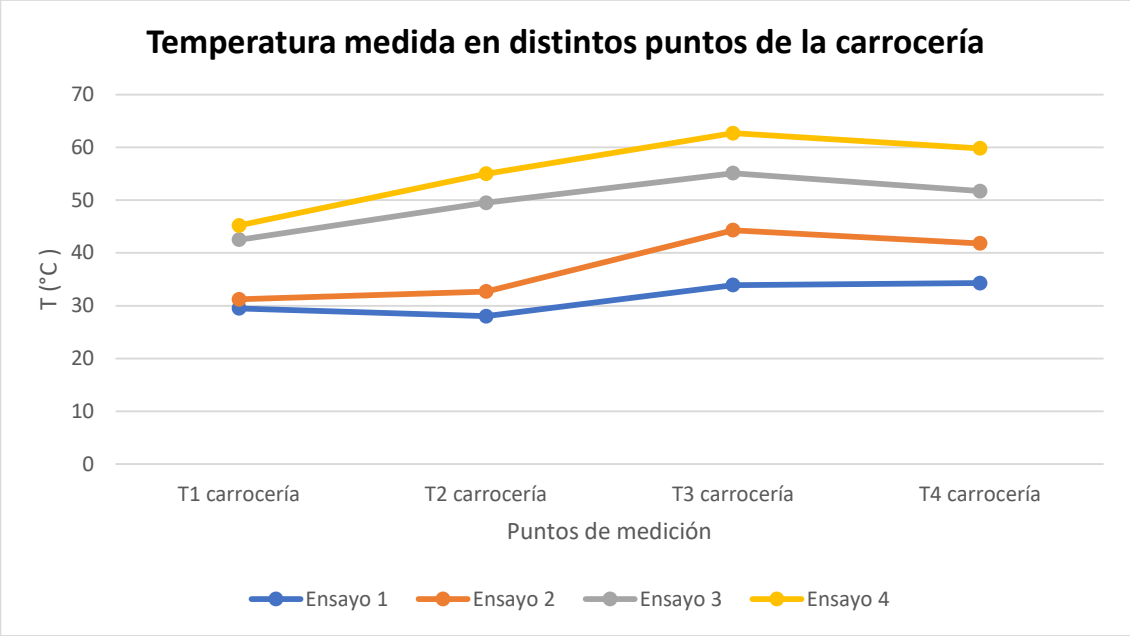


Fig. 5.81. *Gráfica de la temperatura medida en distintos puntos de la carrocería con cámara termográfica en los cuatro ensayos llevados a cabo.*

En la gráfica anterior se aprecia que a medida que aumenta la temperatura de la cabina y la duración del ensayo de medición, la temperatura en los distintos puntos medidos sobre la carrocería aumenta, al igual que pasaba en el ensayo realizado con el equipo de diagnosis de BMW. Por otro lado, en cada uno de los ensayos llevados a cabo se observa que el punto de medición en el que se obtiene mayor temperatura es en el estribo en la zona delantera según el sentido de la marcha del vehículo, en el caso del ensayo llevado a cabo con el equipo de BMW, el punto de medición en el que se obtiene mayor temperatura es en el estribo en la zona trasera. En los dos ensayos se concluye que la temperatura en la zona del estribo es mayor que en la parte inferior, esto puede deberse a la placa de refrigeración que hay en la parte inferior que se encuentra entre el punto de medición y la batería de alto voltaje.

A continuación, se muestra gráfica (Fig.5.82) de la temperatura en cada uno de los módulos de la batería de tracción obtenida con el equipo de medición de temperatura (termopares):

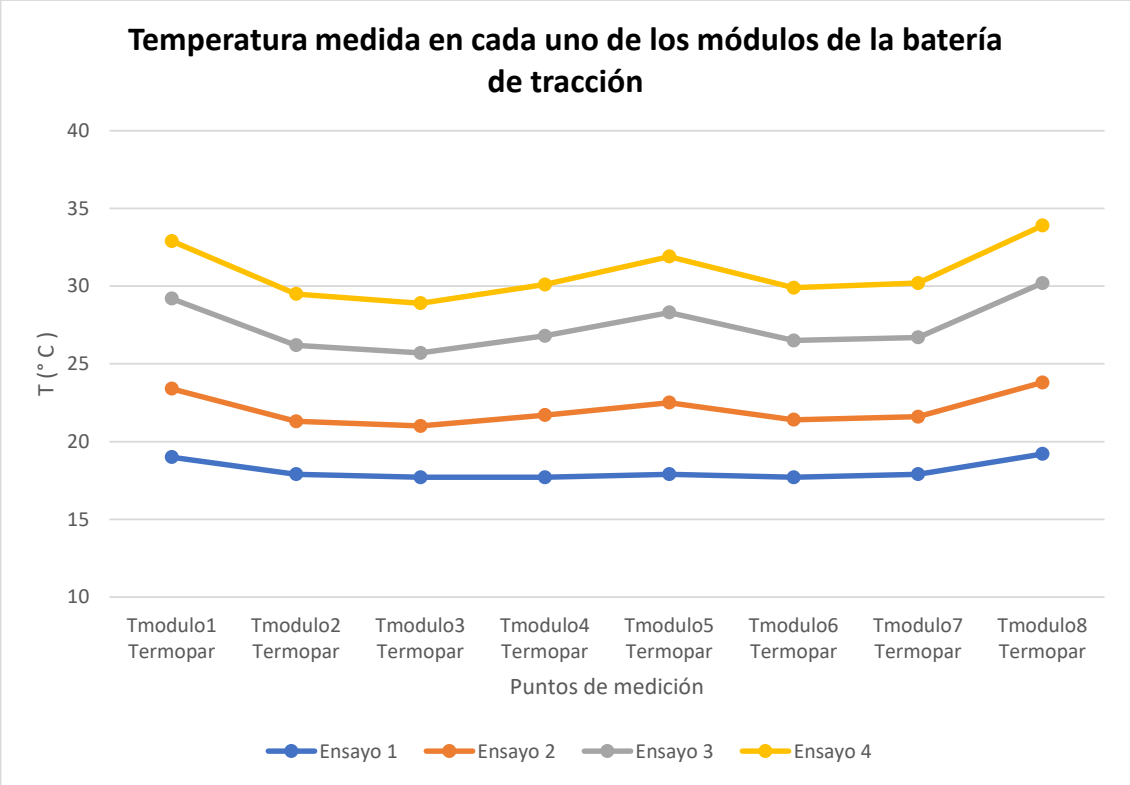


Fig. 5.82. *Gráfica de la temperatura en cada uno de los módulos de la batería de tracción obtenida con el equipo de medición de temperatura (termopares) en los cuatro ensayos llevados a cabo.*

En la gráfica anterior se aprecia que como en el caso de la temperatura medida en distintos puntos de la carrocería, a medida que aumenta la temperatura de la cabina y la duración del ensayo de medición, la temperatura en los distintos módulos aumenta. Por otro lado, en cada uno de los ensayos llevados a cabo, se observa que los módulos que alcanzan mayor temperatura son el módulo 1 y el módulo 8, seguidos del módulo 5.

Otra conclusión que se puede sacar es que la diferencia de temperatura entre los módulos es mayor a medida que es mayor la temperatura de la cabina de pintura, ya que en el caso del ensayo 1 (primeros 60 minutos) la cabina está alcanzando la temperatura programada partiendo de la temperatura ambiente y se puede observar que, en ese caso casi todos los módulos tienen la mima temperatura (entre 17,7 °C y 19,2 °C).

En este ensayo solamente se ha activado el compresor al final del último ensayo 4, porque uno de los módulos ha alcanzado los 32 °C (medidos con el termopar).

Como en este ensayo se ha medido con TEXA la temperatura media, máxima y mínima del pack de baterías para cada ensayo, se va a comparar con dichas temperaturas obtenidas mediante la medición realizada con termopares (Tabla 5.17).

Nº Ensayo	SoC	Vehículo	Refrigeración	TEXA			TERMOPAR		
				T_{media}	T_{max}	T_{min}	T_{media}	T_{max}	T_{min}
1 (referencia)	*50%*	*Conectado*	*Conectado**	***18,68˚C***	***20,02˚C***	***18,02˚C***	***18,1˚C***	***19,2˚C***	***17,7˚C***
2	*50%*	*Conectado*	*Conectada**	***22,93˚C***	***26,01˚C***	***22,01˚C***	***22,1˚C***	***23,8 ˚C***	***21,0˚C***
3	*50%*	*Conectado*	*Conectado**	**28,87˚C**	**32,0˚C**	**26,0˚C**	**27,5˚C**	**30,2˚C**	**25,7˚C**
4	*50%*	*Conectado*	*Conectado***	**32,24˚C**	**36,01˚C**	**29,01˚C**	**30,9˚C**	**33,9˚C**	**28,9˚C**

Tabla 5.17. *Temperatura en el pack de baterías de tracción obtenida a través del equipo de diagnosis de TEXA, para los cuatro ensayos llevados a cabo.*

*Refrigeración conectada pero no entra en funcionamiento el ventilador, la válvula de ventilador está cerrada

**Se detiene el ensayo por seguridad ya que la temperatura de los módulos sigue subiendo porque el compresor se ha calentado y debido a esa sobretemperatura no está funcionando.

En la siguiente gráfica (Fig.5.83) se observa cómo la medición de temperatura con los termopares da un valor más pequeño que la medición realizada con el equipo de diagnosis de TEXA. Produciéndose mayor diferencia en la medición de temperatura máxima y mayor diferencia en los ensayos a menor temperatura.

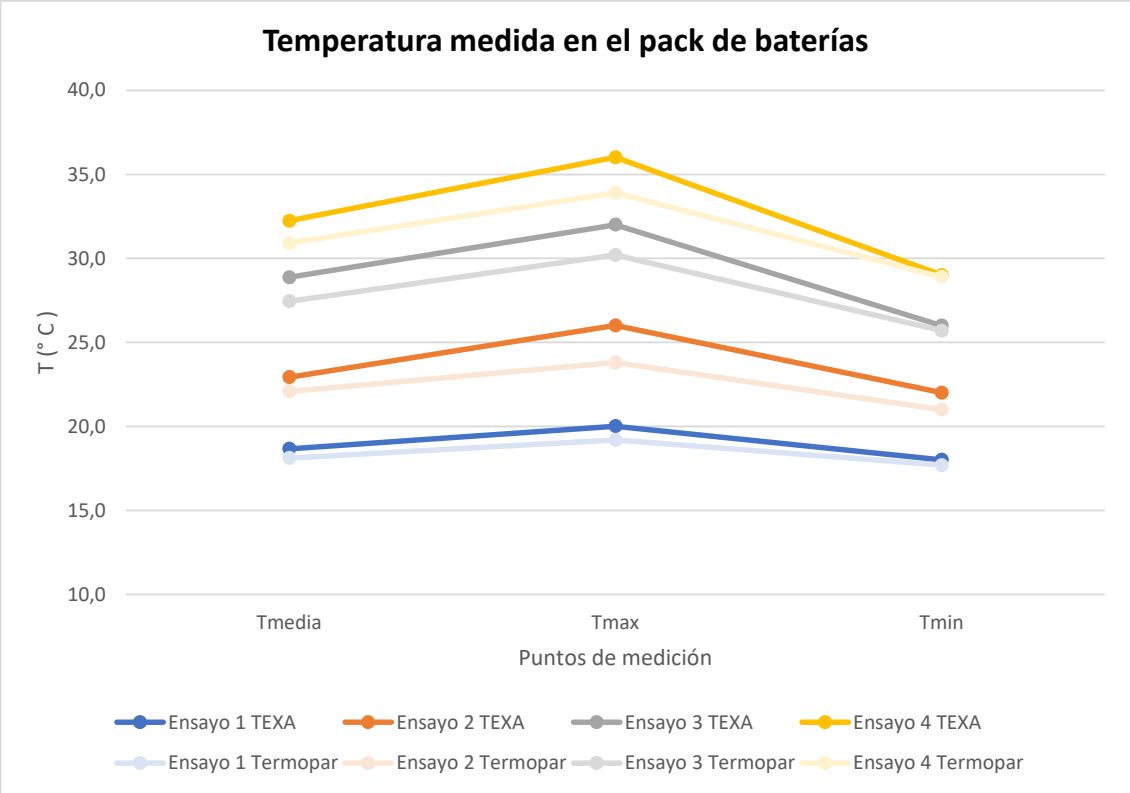


Fig. 5.83. *Gráfica de la temperatura medida en el pack de baterías con el equipo de TEXA y a partir de los valores medios en los módulos con los termopares.*

A continuación, se van a mostrar unas gráficas (Fig.5.84 y Fig.5.85) en las que se va a comparar los valores de temperatura alcanzados en los distintos puntos de medición de la carrocería y en los distintos módulos de la batería de tracción, medidos con TEXA y con los termopares, para distintos SoC de la batería analizados:

A continuación, se van a mostrar unas gráficas en las que se va a comparar los valores de temperatura alcanzados en los distintos puntos de medición de la carrocería y en los distintos módulos de la batería de tracción, para distintos SoC de la batería analizados en los ensayos realizados con el equipo TEXA y con los termopares:

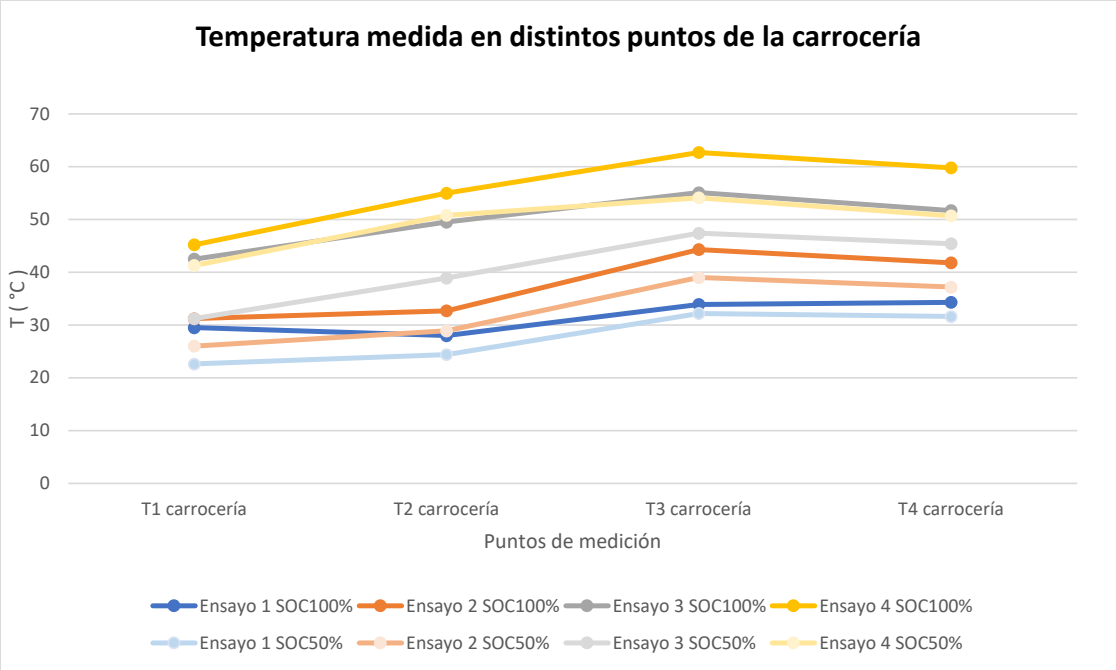


Fig. 5.84. *Gráfica de la temperatura medida en distintos puntos de la carrocería con cámara termográfica en los cuatro ensayos llevados a cabo para distintos SoC de la batería analizados.*

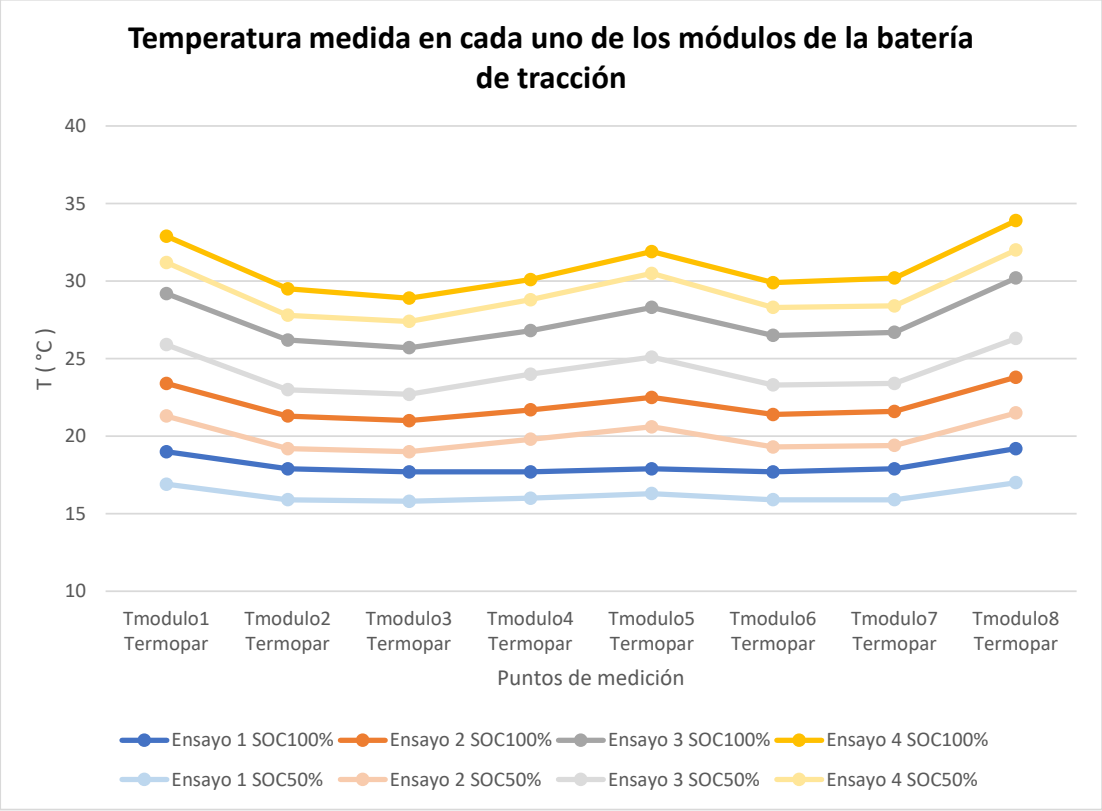


Fig. 5.85. *Gráfica de la temperatura en cada uno de los módulos de la batería de tracción obtenida con el equipo de medición de temperatura con termopares, en los cuatro ensayos llevados a cabo para distintos SoC de la batería analizados.*

En las dos gráficas anteriores se observa lo siguiente:

- Independientemente del SoC de la batería, siempre los módulos que alcanzan mayor temperatura son el módulo 1 y el módulo 8, seguidos del módulo 5.

- Por otro lado, también independientemente del SoC de la batería, siempre se alcanza mayor temperatura en el estribo lateral derecho en la zona delantera (T_3) que, en la parte inferior, esto puede deberse a la existencia de una placa de refrigeración en la parte inferior, que se encuentra ubicada ente el punto dónde realizamos la medición y la parte inferior de la batería de tracción de alto voltaje.

- Respecto a la temperatura alcanzada en los módulos de la batería de tracción, se observa que la tendencia es la misma independientemente el estado de carga SoC de la batería, es decir, los módulos que alcanzan mayor temperatura son el módulo 8 y el módulo 1.

- Se concluye que los módulos alcanzan mayores valores de temperatura cuando la batería tiene un SoC del 100%. El incremento de temperatura en el caso del SoC 100% respecto el SoC 50%, es mayor en el ensayo 3, siendo menor en el caso del ensayo 4. En estos ensayos no influye el sistema de refrigeración porque no entra en funcionamiento hasta que finaliza el ensayo 4.

En las siguientes gráficas (Fig.5.86) se va a comparar las temperaturas medidas con TEXA (temperatura media, máxima y mínima del pack de baterías) para cada ensayo a distintos niveles de SoC (50% y 100%), con dichas temperaturas obtenidas a partir de las temperaturas medias en cada módulo con termopares. Es decir, a partir de las medidas de temperatura en cada módulo realizadas con los termopares se obtiene la temperatura media, máxima y mínima del pack de baterías para poder comparar dichos valores con los obtenidos por el equipo TEXA.

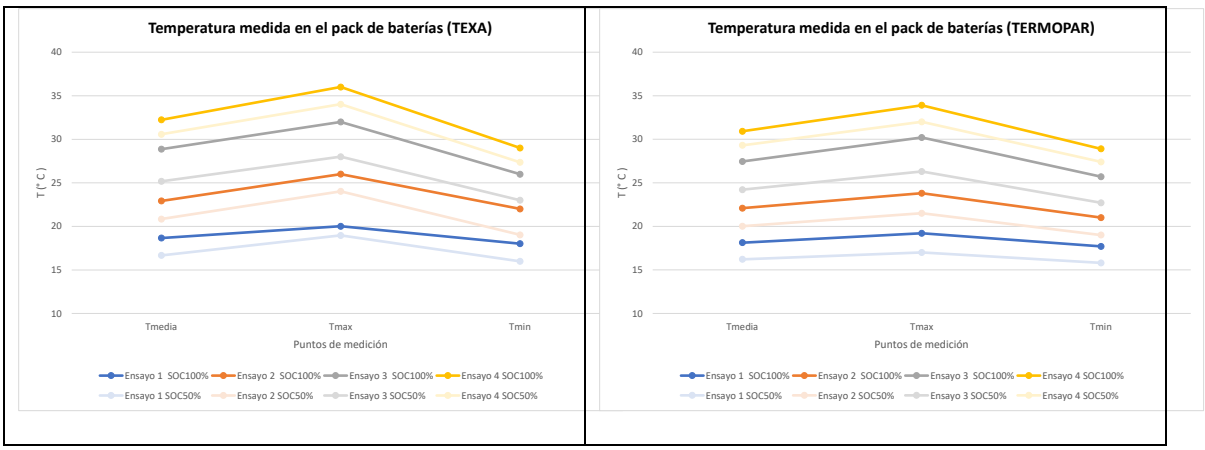


Fig. 5.86. *Gráfica de la temperatura medida en el pack de baterías con el equipo de diagnosis TEXA (izquierda) y gráfica de la temperatura medida en el pack de baterías con las mediciones de temperatura realizadas en cada módulo con la colocación de TERMOPARES (derecha).*

Analizando las dos gráficas anteriores, se observa la misma tendencia en el caso de realizar las mediciones con el equipo TEXA que con los termopares. A continuación, se indican distintas conclusiones obtenidas de esta comparación:

- Las temperaturas medidas con el equipo TEXA son en general, ligeramente mayores a las mediciones realizadas con los termopares colocados sobre los módulos de la batería.

- En el caso de las mediciones realizadas con los termopares se observa una diferencia lineal de estas mediciones para diferentes SoC de la batería, mientras que en el caso de las mediciones realizadas con el equipo TEXA la diferencia no es lineal.

- En los dos métodos de medición (TEXA y Termopares) se observa mayor diferencia entre los valores de T_{max}, T_{min} y T_{media} para distintos valores de SoC en el caso del ensayo 3 y menor diferencia en el caso del ensayo 4.

En las siguientes gráficas (Fig.5.87) se van a comparar las temperaturas medidas en cada uno de los módulos, por un lado, con el equipo de diagnosis de BMW y por otro lado con el equipo de medición de temperatura utilizando para ello termopares, para cada ensayo realizado a distintos niveles de SoC (50% y 100%).

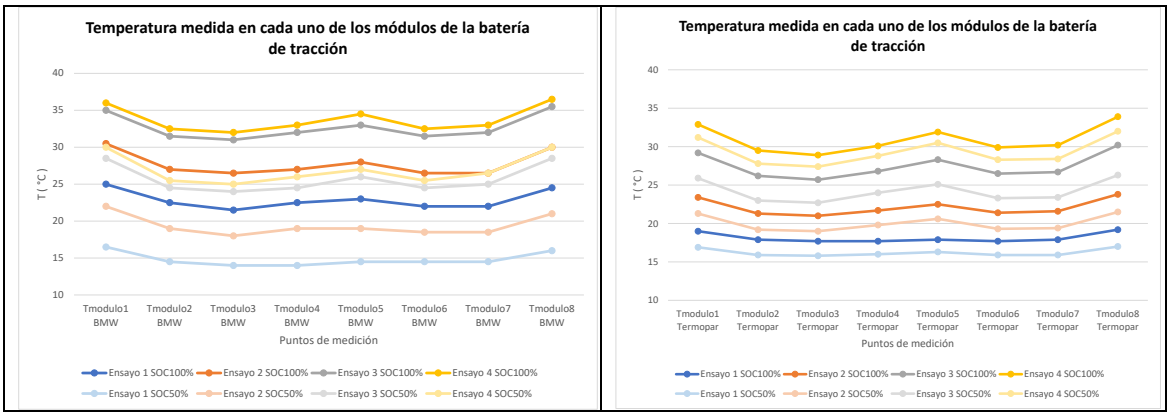


Fig. 5.87. *Gráfica de la temperatura medida en cada uno de los módulos con el equipo de diagnosis de BMW (izquierda) y gráfica de la temperatura medida en cada uno de los módulos con el equipo de medición de temperatura utilizando para ello los termopares (derecha).*

A continuación, analizando las dos gráficas anteriores, se observa aproximadamente la misma tendencia en el caso de realizar las mediciones con el equipo de diagnosis de BMW que en el caso de realizar las mediciones con los termopares. A continuación, se indican distintas conclusiones obtenidas de esta comparación:

- Se observa que en el caso de la batería con un estado de carga del 100% las temperaturas medidas en cada módulo con el equipo de diagnosis de BMW son más elevadas que en el caso de los termopares, mostrando la misma tendencia en ambas mediciones, es decir, el módulo que alcanza mayor temperatura es el módulo 8 seguido del módulo 1 y del módulo 5 (en los ensayos 2, 3 y 4). En el ensayo 1 no se da esta tendencia porque la cabina de pintura todavía no ha alcanzado los 60 °C.

- Otra conclusión que puede obtenerse es que en el caso de las mediciones realizadas con los termopares, para los dos SoC de la batería analizados, se observa una distribución más

uniforme y progresiva de las mediciones para los distintos ensayos, mientras que en el caso de las mediciones realizadas con el equipo de diagnosis de BMW no es una distribución uniforme, estando muy cerca los datos medidos en el ensayo número 3 y los datos medidos en el ensayo número 4 para los dos estos de carga de la batería analizados.

- En el caso de la medición realizada con el equipo de diagnosis de BMW la diferencia de las temperaturas medidas para cada estado de carga de la batería, en cada uno de los ensayos llevados a cabo, es mucho mayor que la diferencia que existe en las mismas mediciones realizadas con los termopares situados sobre cada uno de los módulos de la batería de tracción.

Por todas las conclusiones anteriores, se deduce que la medición realizada con los termopares es mucho más precisa que las mediciones realizadas con el equipo de diagnosis de BMW. Por lo tanto, el análisis final se realizará sobre las mediciones realizadas con los termopares.

5.4 Conclusiones

En este estudio se ha llevado a cabo una investigación exhaustiva del comportamiento térmico de un pack de baterías de alto voltaje en un vehículo eléctrico (EV) en diversas condiciones, utilizando para ello equipos avanzados de diagnóstico y realizando mediciones precisas de temperatura con termopares. Mediante una exhaustiva serie de pruebas realizadas a diferentes SoC de la batería y a temperatura ambiente, se han obtenido valiosos conocimientos sobre las características térmicas del sistema de baterías.

5.4.1 Conclusiones cuantitativas y cualitativas.

Análisis de temperatura: Este estudio reveló que la temperatura del pack de baterías durante la fase de secado en una cabina de pintura se mantiene por debajo de 60 °C, lo que contrasta significativamente con las temperaturas más altas observadas durante la carga de la batería, el estacionamiento en verano y los escenarios de conducción. Las temperaturas ambientales que rodean a los EV desempeñan un papel fundamental en el rendimiento de las baterías, influyendo especialmente en factores como el tiempo de carga.

Impacto de la temperatura ambiente: La temperatura ambiente alrededor del vehículo eléctrico puede calentar o enfriar su batería de tracción cuando el vehículo no se está utilizando. Por este motivo, la temperatura a la que se encuentra la batería de tracción cuando se inicia un proceso de carga rápida con corriente continua (CC) puede influir en el tiempo que conlleva realizar la carga. Las pruebas realizadas en un BMW i3 Model Year 2014 pusieron de relieve el impacto sustancial de la temperatura de carga en la velocidad de carga. La carga a 0 °C necesitó 120 minutos para alcanzar un SoC del 80%, mientras que, a 25 °C, tardó casi 80 minutos, lo que subraya la necesidad de sistemas de calefacción en los VE para optimizar los tiempos de carga.

Tendencias de temperatura: El análisis cuantitativo de los datos obtenidos de las imágenes térmicas, el equipo de diagnóstico TEXA y los termopares reveló un aumento constante de la

temperatura al aumentar la temperatura y la duración de la prueba. Se demostraron mediciones precisas en diversos puntos de la carrocería del vehículo y en módulos de baterías individuales.

Rendimiento del compresor: El análisis de las temperaturas del compresor puso de manifiesto su papel fundamental en el mantenimiento de unas condiciones de funcionamiento seguras para el pack de baterías. La evaluación cuantitativa de las temperaturas del compresor proporcionó datos cruciales sobre su rendimiento y respuesta al estrés térmico.

Comportamiento de los módulos de la batería: El análisis cuantitativo mostró un aumento constante de la temperatura en los módulos 1 y 8, y el módulo 5 también mostró un aumento de la temperatura. Las diferencias de temperatura entre módulos se ven acentuadas a temperaturas más elevadas de la cabina de pintura, lo que pone de manifiesto una distribución térmica no uniforme dentro del pack de baterías.

Comparación de los métodos de medición: La comparación de las mediciones de temperatura obtenidas con el equipo de diagnóstico TEXA y los termopares puso de manifiesto la superioridad de las mediciones con termopares en cuanto a precisión y consistencia. Los termopares ofrecen una evaluación más fiable del comportamiento térmico de la batería.

Implicaciones de la gestión térmica: La evaluación cualitativa de la distribución de la temperatura en la carrocería del vehículo y en los módulos de la batería proporcionó información crítica para el desarrollo de estrategias eficaces de gestión térmica. La identificación de puntos calientes y gradientes de temperatura permite diseñar sistemas de refrigeración que garanticen un rendimiento y una longevidad óptimos de la batería.

Consideraciones de seguridad: Se hizo hincapié en las medidas de seguridad, sobre todo en el control de la temperatura de los compresores y la interrupción de las pruebas en caso de sobrecalentamiento. El examen detallado de los protocolos de seguridad pone de relieve el compromiso de garantizar el funcionamiento seguro de los sistemas de baterías para vehículos eléctricos.

5.4.2 Futuras líneas de investigación

Se han propuesto varias líneas de investigación para el futuro, como la instalación de termopares en los módulos de la batería del BMW i3 para medir las temperaturas durante diversos escenarios de carga y la investigación de las variaciones de temperatura en los módulos de la batería bajo diferentes estilos de conducción. El objetivo de estas investigaciones es profundizar en el conocimiento de la gestión de la temperatura de las baterías de los vehículos eléctricos en distintas condiciones de funcionamiento, allanando el camino para mejorar las estrategias de gestión térmica y el rendimiento de las baterías.

5.5 Bibliografía

[1] Markevich, E.; Pollak, E.; Salitra, G.; Aurbach, D. On the performance of graphitized meso carbon microbeads (MCMB)–meso carbon fibers (MCF) and synthetic graphite electrodes at elevated temperatures. J. Power Sources 2007, 174, 1263–1269.

[2] Gabrisch, H.; Ozawa, Y.; Yazami, R. Crystal structure studies of thermally aged LiCoO2 and LiMn2O4 cathodes. Electrochim. Acta 2006, 52, 1499–1506.

[3] Handel, P.; Fauler, G.; Kapper, K.; Schmuck, M.; Stangl, C.; Fischer, R.; Uhlig, F.; Koller, S. Thermal aging of electrolytes used in lithium-ion batteries—An investigation of the impact of protic impurities and different housing materials. J. Power Sources 2014, 267, 255–259.

[4] Leng, F.; Tan, C.M.; Pecht, M. Effect of Temperature on the Aging rate Li Ion Battery Operating above Room Temperature. Sci. Rep. 2015, 5, 12967.

[5] Wang, Q.; Jiang, B.; Li, B.; Yan, Y. A critical review of thermal management models and solutions of lithium-ion batteries for the development of pure electric vehicles. Renew. Sustain. Energy Rev. 2016, 64, 106–128.

[6] Alkhulaifi, Y.M.; Qasem, N.A.A.; Zubair, S.M. Improving the performance of thermal management system for electric and hybrid electric vehicles by adding an ejector. Energy Convers. Manag. 2019, 201, 112133.

[7] Chen, Z.; Xiong, R.; Lu, J.; Li, X. Temperature rise prediction of lithium-ion battery suffering external short circuit for all-climate electric vehicles application. Appl. Energy 2018, 213, 375–383.

[8] Joris, D.H.; Joris, J.; Mohamed, A.M.; Peter, V.D.B.; Joeri, V.M.; Noshin, O. Combining an Electrothermal and Impedance Aging Model to Investigate Thermal Degradation Caused by Fast Charging. Energies 2018, 11, 804.

[9] Al-Zareer, M.; Dincer, I.; Rosen, M.A. A novel approach for performance improvement of liquid to vapor based battery cooling systems. Energy Convers. Manag. 2019, 187, 191–204.

[10] Al-Zareer, M.; Dincer, I.; Rosen, M.A. A novel phase change based cooling system for prismatic lithium ion batteries. Int. J. Refrig. 2017, 86, 203–217.

[11] Feng, X.; Ouyang, M.; Liu, X.; Lu, L.; Xia, Y.; He, X. Thermal Runaway mechanism of lithium ion battery for electric vehicles: A review. Energy Storage Mater. 2018, 10, 246–267.

[12] BMW Ibérica (Consulta realizada en septiembre 2021).

[13] Leaf Repair Manual, Section BRM Body Repair. Revision: May 2014. Disponible online: https://carmanuals2.com/get/nissan-leaf-2014-body-repair-section-brm-47915#google_vignette (accesible el 08 de julio de 2024).

[14] Nissan Motor Corporation. Disponible online: https://mexico.nissannews.com/es-MX/releases/nissan-da-una-segunda-vida-a-las-baterias-de-vehiculos-electricos?selectedTabId=photos# (accesible el 2 de abril de 2024).

[15] Tesla, Collision Repair Manual. Disponible online: https://service.tesla.com/docs/Cybertruck/BodyRepair/BodyRepairProcedures/en-us/GUID-129E9E04-976F-4E8A-B053-4925919B3AE2.html (accesible el 11 junio de 2024).

[16] I-Car Repairability Technical Support. Disponible online: https://rts.i-car.com/20755.html (accesible el 11 de junio de 2024).

[17] I-Car Repairability Technical Support. Disponible online: https://rts.i-car.com/11298.html (accesible el 11 de junio de 2024).

[18] I-Car Repairability Technical Support. Disponible online: https://rts.i-car.com/hyb-1692.html (accesible el 11 de junio de 2024).

[19] Honda Service Letter, 2014 Accord Hybrid. Disponible online: https://techinfo.honda.com/rjanisis/pubs/web/HSL-J-04-2014-E.pdf (accesible el 11 de junio de 2024).

[20] Repairer Driven News. 2024. Disponible online: https://www.repairerdrivennews.com/2017/03/13/andersons-q5-example-battery-science-suggests-care-needed-with-electric-vehicles-in-paint-booths/ (accesible el 11 de junio de 2024).

[21] Hamwi, H.; Rushby, T.; Mahdy, M.; Bahaj, A.S. Effects of High Ambient Temperature on Electric Vehicle Efficiency and Range: Case Study of Kuwait. Energies 2022, 15, 3178. https://doi.org/10.3390/ en15093178.

[22] Liu, K.; Wang, J.; Yamamoto, T.; Morikawa, T. Exploring the interactive effects of ambient temperature and vehicle auxiliary loads on electric vehicle energy consumption. Appl. Energy 2018, 227, 324–331.

[23] Huang, P.; Liu, S.; Zhang, Y.; Ou, Y.; Zeng, G.; Zhou, J.; Bai, Z. Assessment of Electric Vehicle Charging Scenarios in China Under Different- temperature Conditions. J. Energy Storage 2021, 41, 102859.

[24] 2014 BMW i3-VINs 5486,5626,5655 & 5658 Advanced Vehicle Testing-DC Fast Charging at Temperature Test Results, Idaho National Laboratory. 2015. Disponible online: https://avt.inl.gov/sites/default/files/pdf/fsev/2014i3DCFCAtTempBOT.pdf (accesible el 2 de abril de 2024).

[25] A2MAC1. Disponible online: https://www.a2mac1.com/platform/ (accesible el 11 de junio de 2024).

[26] Munzuel V., MSc Thesis: Evaluation and Refinement of Measurement Procedures for High-Voltage Energy Storage Systems of Production Electric Vehicles, 2011. University of Southampton Faculty of Engineering, Science and Mathematics School of Engineering Sciences. Disponible online:

https://www.researchgate.net/publication/340598950_MSc_Thesis_Evaluation_and_Refinement_of_Measurement_Procedures_for_High-Voltage_Energy_Storage_Systems_of_Production_Electric_Vehicles (accesible el 8 de julio de 2024).

Capítulo 6: Análisis de la degradación de celdas sometiéndolas a ensayos cíclicos

6 Análisis de la degradación de celdas sometiéndolas a ensayos cíclicos

En este capítulo se va a es analizar la degradación de celdas en función de distintos estilos de conducción, para ello se someterá a las celdas de la batería a ensayos cíclicos en función de distintos estilos de conducción y se analizará su envejecimiento. De este modo se estudiará como afecta el estilo de conducción en la degradación de la batería y esto permitirá posteriormente analizar cómo influye la degradación de la batería en la depreciación del vehículo eléctrico, siendo este otro aspecto que se desconoce.

6.1 Introducción

Las baterías de ion litio que son las que actualmente llevan instalados la mayoría de los vehículos eléctricos, pueden degradarse debido a varios factores. La degradación de una batería de ion litio durante su vida útil es inevitable y tiene su origen en distintos procesos químico. Los principales factores que influyen sobre la vida útil de las baterías de ion litio y sobre su rendimiento son: temperaturas extremas, sobrecarga (SoC elevado), sobredescarga (SoC bajo), elevada corriente de carga y elevada corriente de descarga. Por lo tanto, para entender correctamente el funcionamiento de una batería y su envejecimiento es muy importante conocer y entender los procesos que provocan su envejecimiento ya que si se conocen bien se pueden crear modelos predictivos para conocer el estado de salud (SoH).

La batería con el paso del tiempo sufre una degradación y en consecuencia pierde propiedades. Principalmente este envejecimiento da como resultado una **reducción de la capacidad disponible** y un **aumento de la resistencia interna**, lo que conlleva a una reducción de la corriente que la batería es capaz de suministrar.

Los distintos tipos de envejecimiento se clasifican en:

- **Envejecimiento natural "Calendar ageing":** Este tipo de envejecimiento tiene lugar con el paso del tiempo y ocurre incluso cuando la batería no se está utilizando. Las baterías poseen una pequeña interfase para evitar el contacto entre el electrodo y el electrolito, pero si la batería está en reposo con el paso del tiempo se producen reacciones entre los iones lito con el electrodo y con el electrolito formando compuestos sólidos que incrementan el grosor de esa interfase. Esto provoca la degradación del electrodo dificultando el transporte de electrones.
- **Envejecimiento de ciclado "Cycling ageing":** Es el envejecimiento que se produce en la batería como consecuencia de su ciclado, es decir de su uso. Además de depender de la T y del SoC a la que se encuentre la batería, este envejecimiento también se ve afectado por la tasa de descarga de la batería, es decir, por la corriente a la que se carga y descarga. Cuanto más agresiva sea la carga/descarga, es decir, cuanta mayor corriente pase por la batería, se observará un envejecimiento más acelerado de la misma.

Todas las baterías sufren envejecimiento debido a su uso. De hecho, el envejecimiento de las celdas se produce incluso cuando no se están utilizando debido a la degradación de sus materiales. La degradación de las celdas de ion litio se deben a un gran número de mecanismos físicos y químicos (Fig.6.1) que afectan a los diferentes componentes de las celdas: electrodos, electrolito, separador y colectores de corriente [1,2].

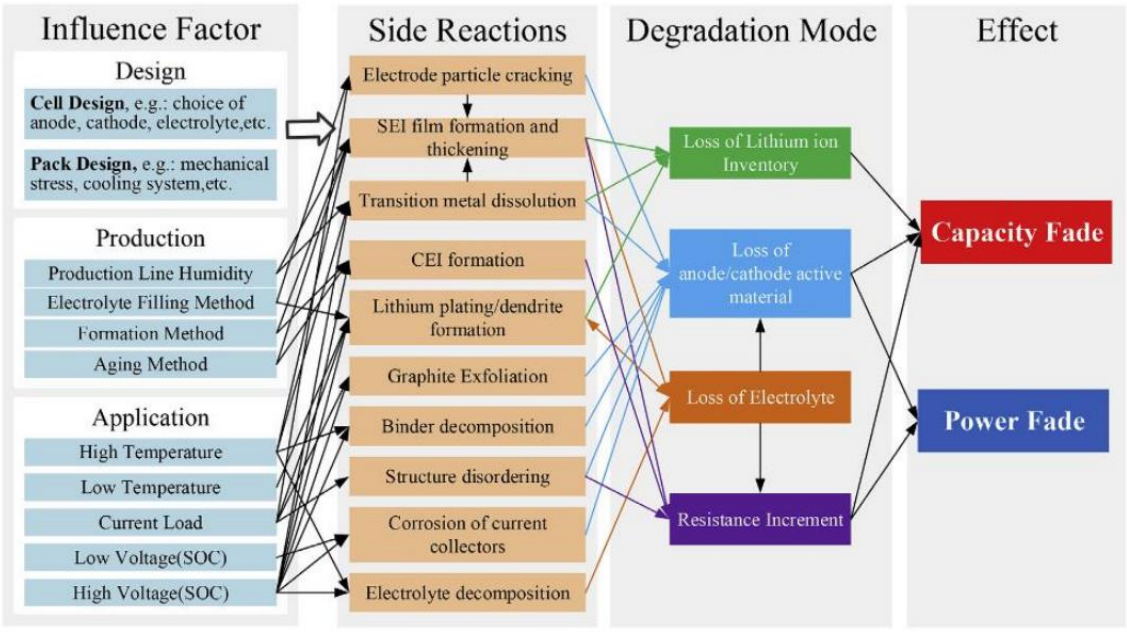


Fig. 6.1. *Causas y efetos de los mecanismos de degradación de las baterías de litio [1].*

La dificultad para caracterizar el envejecimiento de una batería se debe a que este envejecimiento puede estar causado por numerosos factores que producen una gran cantidad de reacciones que afectarán al SoH y a la pérdida de potencia de la batería.

En la figura anterior se observan cuatro modos de degradación de las baterías de ion litio: Pérdida de inventario de Litio (LLI, Loss of Lithium ion Inventory), Pérdida de material activo en el ánodo o cátodo (LAM, Loss Active Material), Pérdida de Electrólito (LE, Loss of Electrolyte) y aumento de la resistencia interna de la celda.

El LLI está relacionado con la formación del separador SEI (Interfaz de Electrolito Sólido) en el electrodo negativo (ánodo) de grafito, con las reacciones de descomposición del electrolito y con el recubrimiento de litio. Todos estos procesos provocan un consumo de litio y llega un momento que este litio no está disponible para el proceso químico que tiene lugar en la batería, reduciendo por tanto su capacidad.

El LAM es el resultado de una combinación de varios factores, uno de estos factores es el deterioro estructural de los electrodos, el cual tiene lugar debido al cambio de volumen de los materiales activos durante el ciclo que origina un estrés mecánico produciendo la ruptura final de las partículas y por lo tanto la reducción de la densidad de los lugares en los que se sitúa el litio. Otros factores que dan lugar a la pérdida de material activo (LAM) son la descomposición química, las

reacciones que tienen lugar en la disolución de metales de transición en el electrolito y la modificación del SEI.

Por otro lado, el aumento de la impedancia ocurre sobre todo por la formación del SEI en el electrodo, seguido de la descomposición del electrolito y la corrosión de los colectores, todo ello dificulta la obtención de energía, aumentando su resistencia interna.

Por lo tanto, una correcta estimación y predicción del estado de salud de una batería depende de lo bien que se estimen los procesos de envejecimiento de dicha batería y sus consecuencias.

Como se ha indicado anteriormente, el envejecimiento de las baterías se puede dividir en dos tipos de envejecimiento, el envejecimiento del calendario y el envejecimiento de ciclo.

En el caso de envejecimiento cíclico se ve afectado por el modo de funcionamiento o de uso de la batería, los problemas que más afectan a la degradación de la batería son [3]:

1. Las temperaturas extremas, tanto bajas como elevadas: A bajas temperaturas, la velocidad de difusión de los iones de litio en el grafito durante el proceso de carga se ralentiza, y puede producirse la deposición de metal litio sobre la superficie del electrodo negativo (ánodo) con el riesgo de formación de dendritas. Este mecanismo produce un aumento de la resistencia interna de la celda y por otro lado el recubrimiento de litio puede dar lugar a un cortocircuito entre electrodos. Por otro lado, las elevadas temperaturas aceleran la tasa de crecimiento de la capa SEI en el ánodo lo que produce tasas aceleradas de pérdida de existencia de litio (LLI) y un aumento de la resistencia de la celda.

2. La sobrecarga y sobredescarga: durante la sobrecarga, el litio activo no se encuentra disponible en el lado del cátodo (electrodo positivo) y no hay espacio para litio en el lado del ánodo (electrodo negativo). Esto aumenta la posibilidad de la creación de recubrimiento de litio y la generación de calor interno (sobrecalentamiento). Por otro lado, la sobredescarga o descarga excesiva, aumenta la generación de calor interno.

3. Elevadas tasas C-rate de carga y descarga: Las altas corrientes de carga y descarga conducen a las mismas reacciones de degradación que las que provocan la sobrecarga y la sobredescarga. Por otro lado, las elevadas corrientes también aumentan la temperatura interna y producen un recubrimiento de litio metálico del ánodo debido a su capacidad limitada de aceptar iones de litio a altas velocidades.

4. Profundidad de descarga (DoD).

Cuando una batería se utiliza, es decir, cuando se descarga (por ejemplo, en la conducción) y luego se carga, se producen cambios químicos en el interior de la celda. Estos cambios químicos provocan una expansión térmica y la posterior formación de dendritas, como se ha indicado anteriormente. Por lo tanto, el comportamiento en la conducción que se va a analizar en este capítulo, por ejemplo, conducción con un estilo deportivo y una aceleración intensa que consuma mucha energía frente a una conducción con estilo moderado, van a influir en el envejecimiento cíclico.

En el caso de envejecimiento natural (calendar ageing), es inevitable y ocurre a lo largo de la vida útil de la batería independientemente del modo de funcionamiento y los factores más importantes para tener en cuenta son los siguientes:

- Un elevado SoC (State of Charge) de almacenamiento. Un elevado SoC implica bajo contenido de litio en el material activo del electrodo positivo (cátodo), lo que aumenta la tendencia a descomponer los electrodos.

- Un bajo SoC. El envejecimiento natural también tiene lugar cuando se estaciona un vehículo durante un prolongado período de tiempo con un SoC casi nulo, es decir, estando el vehículo eléctrico casi descargado, y este envejecimiento se ve más acusado a bajas temperaturas.

- Elevadas temperaturas.

Hay que tener en cuenta que en la evaluación de la fiabilidad de una batería de ion litio influyen las propiedades electroquímicas, térmicas y mecánicas de cada una de las celdas que se agrupan en módulos y luego estos se unen para formar la batería de ion litio. Pero debemos tener en cuenta que, en la evaluación de la fiabilidad de un pack de baterías, no solamente se considera la fiabilidad de las celdas individuales, sino que también se debe tener en cuenta la fiabilidad de otros componentes del pack de baterías, tales como el sistema de gestión térmica (sistema de refrigeración) y la carcasa de la batería. En la siguiente figura se muestra la diferencia entre el concepto de fiabilidad a nivel de celda y a nivel de pack de baterías.

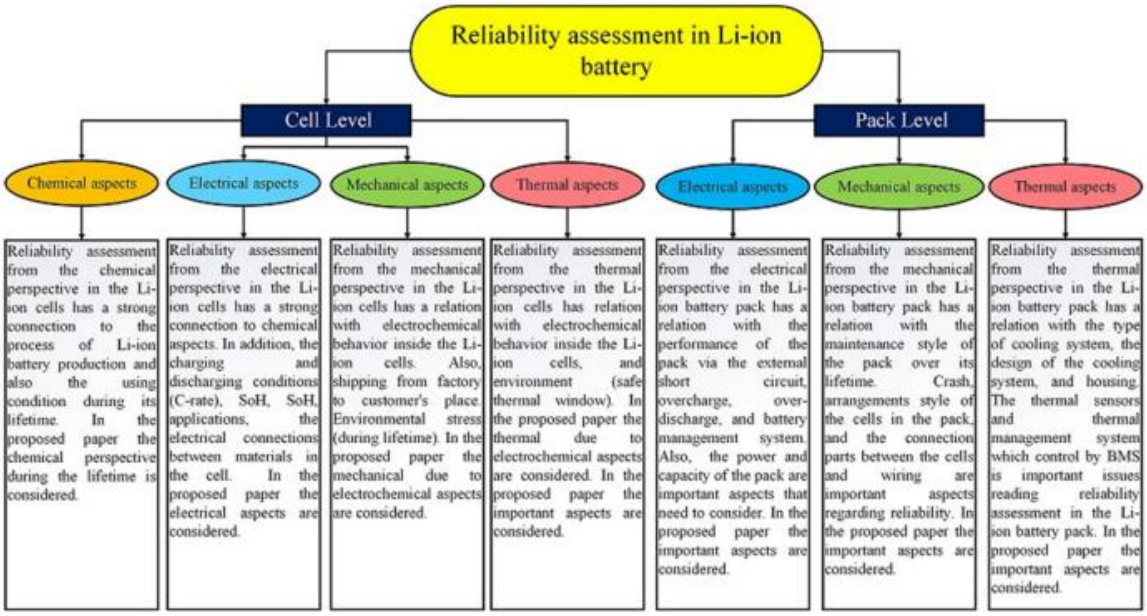


Fig. 6.2. *Aspectos que considerar en la evaluación de la fiabilidad para el caso de las celdas de un batería y para el caso del pack de baterías [3].*

Existen en el mercado varias soluciones para determinar el estado de salud (SoH) de la batería. Los resultados pueden obtenerse en pocos minutos o tardar varias horas, dependiendo del método de ensayo. Una medición rápida puede llevar 15 minutos si se obtienen los datos utilizando la interfaz OBD del vehículo eléctrico utilizando para ello un algoritmo desarrollado para tal efecto. Para realizar otra medición puede ser necesario esperar varias horas, por ejemplo, si se está analizando un ciclo de carga completo, desde una batería completamente cargada hasta una vacía.

6.2 Metodología de ensayos

En este capítulo se va a es analizar la degradación de celdas en función de distintos estilos de conducción, para ello se someterá a las celdas de la batería a ensayos cíclicos en función de distintos estilos de conducción y se analizará su envejecimiento

Las celdas que se van a ensayar sometiéndolas a ensayos cíclicos en función de distintos estilos de conducción, se obtienen de un módulo de una batería de un BMW i3 de 94Ah. A continuación, se detallan las características del módulo a partir del cual se obtienen las celdas prismáticas que se van a ensayar:

- Celdas prismáticas de 3,75 V@ 94 Ah de ion litio tipo NMC
- El módulo está formado por 12 celdas prismáticas en serie (12s1p)

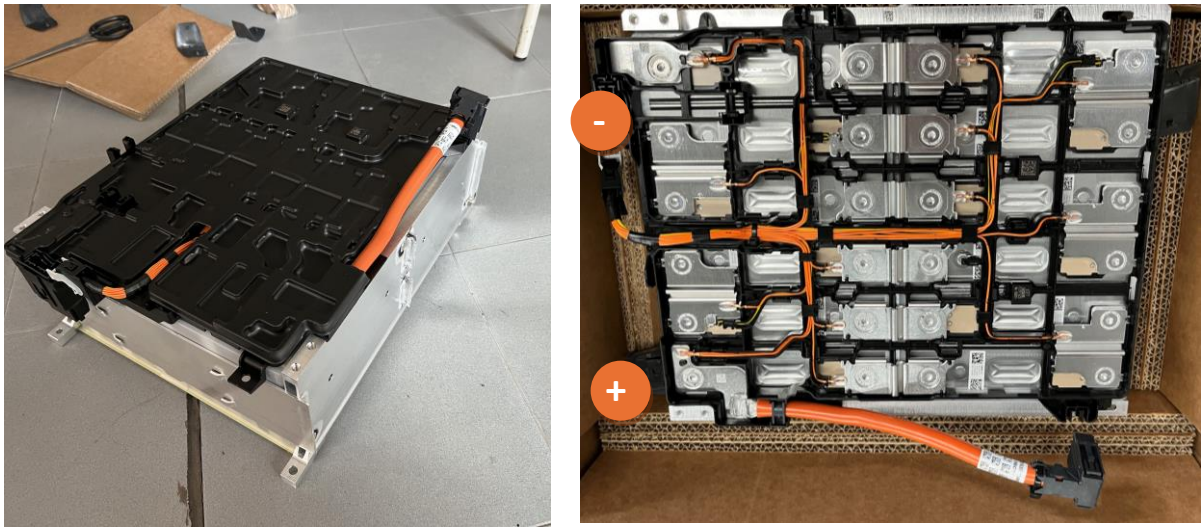


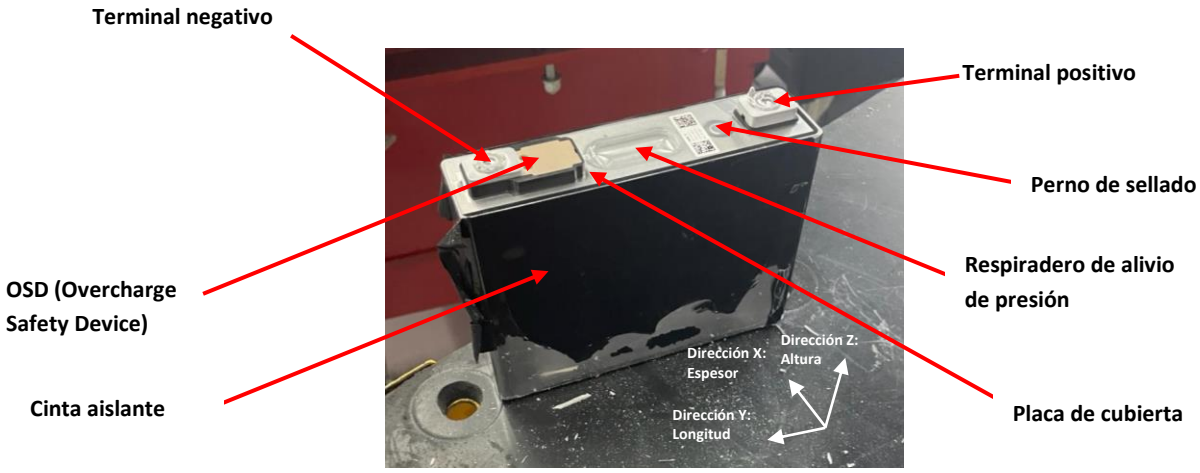
Fig. 6.3. *Módulo de la batería de tracción de BMW i3 (94 Ah) con tapa de plástico (izquierda), e interior de dicho módulo (derecha), dónde puede apreciarse el número de celdas prismáticas conectadas en serie.*

En la siguiente tabla se muestran las características de la unidad de batería de alto voltaje de 94 Ah del BMW i3 Model Year 2016 de la cual se han obtenido las celdas que se van a ensayar, comparada con la batería del modelo anterior (60 Ah) y del modelo posterior (120 Ah):

	Unidad de batería de alto voltaje 60 Ah 2013	**Unidad de batería de alto voltaje 94 Ah 2016**	Unidad de batería de alto voltaje 120 Ah 2018
Número de celdas de ion litio en la batería	96 (en serie)	**96 (en serie)**	96 (en serie)
Número de módulos de celdas (cada uno de 12 celdas)	8	**8**	8
Tensión nominal	360 V	**350,4 V**	353,3 V
Tensión al 100% de estado de carga	395 V	**398 V**	403 V
Tensión al 0% de estado de carga	259 V	**259 V**	268 V
Capacidad	60 Ah	**94 Ah**	120 Ah
Energía (Valor nominal)	21,6 kWh	**33 kWh**	42,2 kWh
Energía (útil)	18,8 kWh	**28 kWh**	38 kWh
Dimensiones de la carcasa (largo x ancho x alto)	1660 mm x 964 mm x 174 mm	**1660 mm x 964 mm x 174 mm**	1660 mm x 964 mm x 174 mm
Peso	~ 233 kg	**~ 256 kg**	~ 273 kg

Tabla 6.1. *Tabla comparativa de las características de la unidad de batería de alto voltaje de tres Model Year diferentes de BMW i3.*

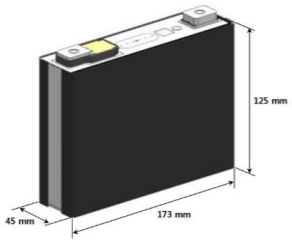
En la siguiente imagen se identifican las distintas partes de una de las celdas prismáticas a ensayar:



Dimensiones	***Características***
Altura de la celda (Z)	*125 mm*
Altura total de la celda (Z)	*133 mm (remache)*
Longitud de la celda (Y)	*173 mm*
Espesor de la celda (X)	*45 mm*

Fig. 6.4. *Partes y dimensiones de la celda prismática (94 Ah) que se va a ensayar.*

A continuación, se muestra una tabla (Tabla 6.2) con las especificaciones técnicas de la celda prismática a ensayar:



Especificaciones		
Capacidad nominal		
Voltaje nominal		3.68 V
Energía (valor medio)		350 kWh
Voltaje (máx. carga)		4.15 V
Potencia de descarga (valor medio)	5 s a 25˚C, SOC 90 %	1546 W
	30 s a 25˚C, SOC 90 %	1102 W
	30 s a 25˚C, SOC 20 %	966 W
	30 s a -25˚C, SOC 20 %	155 W
Dimensión (L x W x H, mm)		173 x 125 x 45
Peso		máx. 2.06 kg medio 2.01 kg

Tabla 6.2. *Especificaciones técnicas de la celda prismática SAMSUNG SDI de BMW i3 MY2016 utilizada en los ensayos cíclicos. Fuente: SAMSUNG SDI.*

A continuación, se amplía la información técnica (Tabla 6.3) sobre la celda prismática que se va a ensayar:

Cell type					94Ah cell
Energy	Capacity (min.)		1/3C rate, 25°C, Discharge	Ah	94
	Energy (min.)		1/3C rate, 25°C, Discharge	Wh	345
	Specific energy (min.)			Wh/kg	165
General information	Nominal voltage		-	V	3.68
	Size		Width x height x Thickness	mm	173 x 125 x 45
	Cell weight (max.)		Bare cell	kg	2.1
	Operating voltage		-	V	2.7 ~ 4.15
	Operating temperature		-	°C	-40 ~ 60
Operation current	Discharge	Continuous	25°C	A	150
		Peak	25°C	A	409
	Charge	Continuous	25°C	A	72
		Peak	25°C	A	270
Power capability	5sec discharge	Resistance	RT, 50% SOC	mOhm	0.75
		Specific power capability	RT, 50% SOC (at V_min)	W	3,500
	30sec discharge	Resistance	RT, 50% SOC	mOhm	0.99
		Specific power capability	RT, 50% SOC (at V_min)	W	2,600
Life	Cycle life		0.5C/1C, RT, EOL80%/EOL70%	cycles	3,200 / 5,200
			1C/1C, 45°C, EOL80%/EOL70%	cycles	1,500 / 2,500
	Calendar life		SOC100%, 25°C, EOL80%/EOL70%	years	17 / 26
Swelling force	Max. force at EOL		0.5C/1C, RT, rigid jig	N	< 25000
China homologation			GB/T certificate	PASS	PASS estimation
Transportation			UN 38.9	PASS	PASS estimation

Tabla 6.3*. Información técnica de la celda prismática SAMSUNG SDI de BMW i3 MY2016 utilizada en los ensayos cíclicos. Fuente: SAMSUNG SDI.*

Las celdas que conforman el módulo son del fabricante Samsung SDI. Tal como se puede comprobar en su especificación técnica, se trata de celdas prismáticas de 94 Ah de la tecnología de ion de litio, en concreto NMC. Por lo tanto, son celdas que son capaces de operar a altas corrientes y, son celdas preparadas para operar en aplicaciones con alta demanda de energía, como, por ejemplo, en movilidad.

Dentro de sus especificaciones, se pueden resumir las siguientes más importantes:

- Permiten descargas en continuo de 1,6C y picos de descarga de hasta 4,4C.

- Permiten cargas en continuo de 0,8C y picos de carga de hasta 2,9C.

- Bajo condiciones de carga y descarga estándar, tienen una expectativa de vida de 3.200 ciclos hasta el 80% de su fin de vida (End of Life, EoL), o 5.200 ciclos en el caso de alcanzar el 70% de su EoL.

Los ensayos cíclicos se van a realizar sobre las celdas prismáticas, por lo que es necesario desmontar las celdas del módulo, para ello se procede de la siguiente manera: en primer lugar, se descarga el módulo hasta su tensión mínima y se extrae la energía del módulo para poder trabajar bajo condiciones seguras. Se ha tenido cuidado de no producir cortocircuitos durante el desmontaje, utilizando para ello los EPIs (Equipos de Protección Individual) y herramientas necesarias. En segundo lugar, se quita todo el cableado y sensores de temperatura, para a continuación quitar la envolvente que contiene los módulos. Las celdas están soldadas entre ellas en serie mediante una placa metálica de aluminio, para poder desmontar las celdas ha sido necesario quitar dicha placa de aluminio de unión.

A continuación, se muestra las distintas partes del módulo (Fig.6.5) y una secuencia de fotografías del desmontaje de las celdas (Fig.6.6):

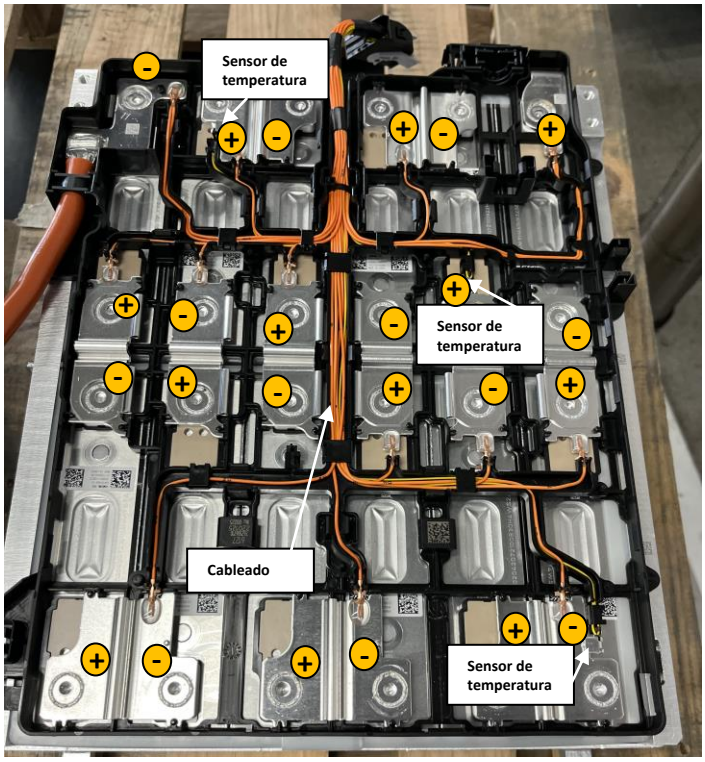


Fig. 6.5. *Partes del módulo del BMW i3 (94 Ah) del que se obtienen las celdas a ensayar.*

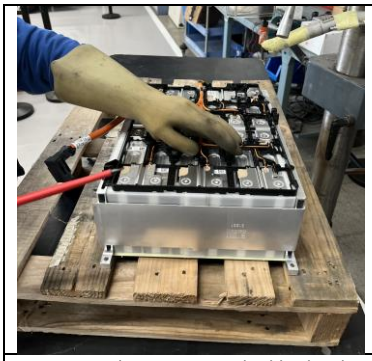
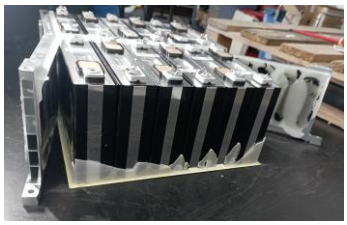
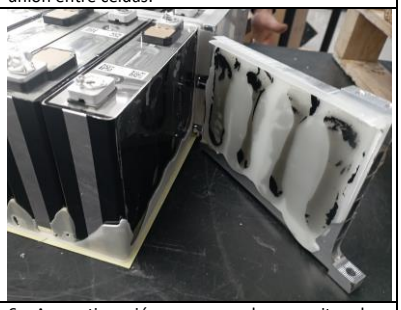
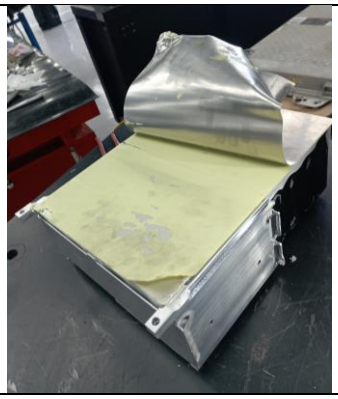
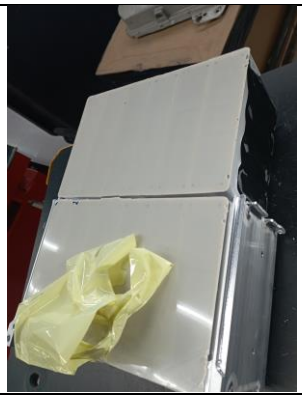
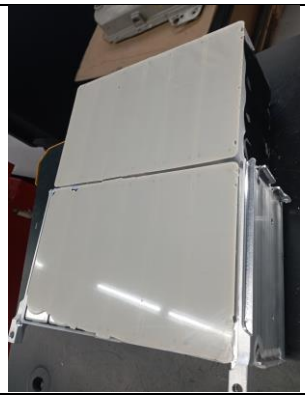
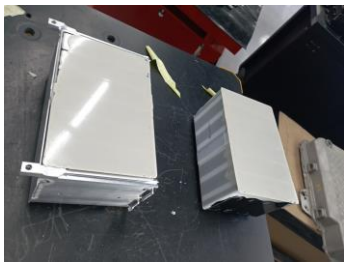
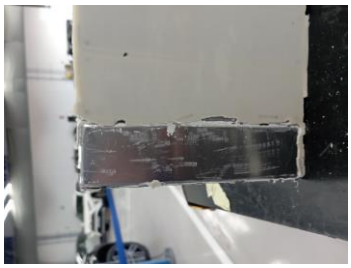
		
1. En primer lugar, se quita el cableado y los sensores de temperatura.	2. Módulo sin cableado.	3. Módulo una vez quitada la placa metálica de unión entre celdas.
		
4. Se procede a quitar la pared frontal de la carcasa del módulo.	5. Se procede a quitar la tapa frontal de plástico y los laterales de la carcasa del módulo.	6. A continuación se procede a quitar los laterales de la carcasa del módulo.
		
7. Se quita la tapa inferior del módulo.	8. Se quita lámina adhesiva.	9. Pasta térmica disipadora de calor.
		
10. Separación de dos paquetes de celdas (6 celdas en cada uno).	11. Retirada de la pasta disipadora de calor.	12. Separación de una celda.

Fig. 6.6. *Procedimiento de desmontaje del módulo.*

La siguiente imagen (Fig.6.7) muestra una celda prismática después de desmontarla del módulo:



Fig. 6.7. *Imagen de una celda prismática desmontada.*

6.2.1 Realización ensayos de conducción

Durante los ensayos de envejecimiento, se van a testear diferentes condiciones tanto de descarga (modos de conducción) como de carga. En concreto, los modos de conducción para la descarga de las celdas que se han llevado a cabo son los siguientes:

- Modo ECOPRO+, se asimila a una conducción ecofriendly o ecológica.

- Modo ECOPRO, se asimila a una conducción moderada.

- Modo COMFORT, se asimila a una conducción sport o agresiva.

Las pruebas de conducción se han realizado con un BMW i3 Model Year 2019, estando la batería con un estado de carga SoC del 100 %.

Se detalla a continuación (Fig.6.8), el recorrido llevado a cabo para cada uno de los ensayos según los distintos estilos de conducción, así como el relieve de dicho recorrido:



Fig. 6.8. *Recorrido y relieve de este, llevado a cabo para cada uno de ellos ensayos realizados según los distintos estilos de conducción.*

En el perfil topográfico se observa que en su mayoría el recorrido es ascendente (consumo de energía), habiendo tramos cortos descendentes un poco antes de los 2,5 km, después de los 7,5 km y el más acusado y prolongado, aproximadamente a los 10 km, otro tramo descendente un poco antes de los 12,5 km. En estos tramos descendentes se regenerará energía, almacenándola en la batería. El que el tramo sea ascendente (consumo de energía) o descendente (regeneración de energía) influirá por lo tanto en el signo de la intensidad.

Para la realización de los ensayos, se ha instrumentalizado el vehículo con varios acelerómetros con el objeto de obtener la aceleración experimentada por el vehículo en función del estilo de conducción y poder relacionarla con el perfil topográfico del recorrido realizado, así como con la intensidad consumida/producida (frenada regenerativa y tramo descendente) por la batería de alto voltaje del vehículo durante los ensayos de conducción llevados a cabo. Se ha instrumentalizado el vehículo con el acelerómetro VC3000 de VERICOM (Fig.6.9), con el acelerómetro TSB PRO-HB (Fig.6.10) y con el acelerómetro PECE-VDL 24I (Fig.6.11).



Fig. 6.9. *Acelerómetro* ***VC3000*** *(izquierda) con el que se equipó el vehículo utilizado para llevar a cabo los ensayos de conducción y* ***acelerómetro externo*** *(derecha) del acelerómetro* ***VC 3000*** *(señalado con un círculo rojo).*



Fig. 6.10. *Acelerómetro* ***TSR PRO-HB*** *con el que se instrumentalizó el vehículo utilizado para llevar a cabo los ensayos de conducción.*
Disposición de los acelerómetros en el eje longitudinal del vehículo (izquierda) y detalle de dichos acelerómetros (izquierda), siendo el acelerómetro azul el acelerómetro ***TSR PRO-HB*** *y el acelerómetro negro el acelerómetro externo del* ***VC 3000.***



Fig. 6.11. *Acelerómetro* ***PECE-VDL 24I*** *con el que se instrumentalizó el vehículo utilizado para llevar a cabo los ensayos de conducción. Disposición del acelerómetro en el eje longitudinal del vehículo entre los dos asientos delanteros del vehículo.*

En todos los ensayos de conducción se partió con la batería de tracción con un estado de carga del 100%.

6.2.1.1 Ensayo de conducción ECOPRO+ (conducción ecofriendly).

Cuando comienza el ensayo de conducción, se conecta el equipo de diagnosis ESI[tronic] 2.0 Versión 18.0.510 (Bosch) a la OBDII (On Board Diagnostics) del vehículo con el objeto de obtener datos de la conducción, de este modo obtenemos la Intensidad que consume o que almacena la batería de alto voltaje del vehículo en función del tiempo.

A continuación (Fig.6.12), se muestran dos imágenes de la conexión de este equipo de diagnosis a la OBDII del vehículo BMW i3 utilizada durante los ensayos de conducción.



Fig. 6.12. *Conexión del equipo de diagnosis ESI[tronic] 2.0 Versión 18.0.510 a la OBD (On Board Diagnostics) del vehículo BMW i3.*

A continuación, se muestra la curva de intensidad en función del tiempo (Fig.6.13) que se va a introducir en la simulación cíclica para descargar la celda según este tipo de conducción.

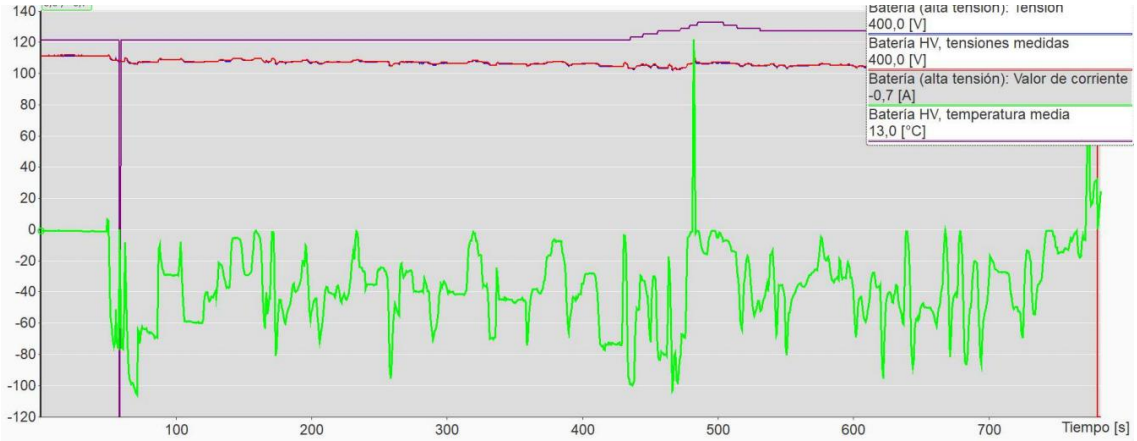


Fig. 6.13. *Intensidad (A) consumida en función del tiempo durante el ensayo con estilo de conducción ECO PRO+ (ecofriendly).*

En el caso del modo de conducción ECO PRO+, el software del vehículo limita la velocidad de conducción a 90 km/h porque así ha sido programada (Fig.6.14), y en el exterior había una temperatura de 10 ˚C (Fig.6.15) cuando se comenzó el ensayo con este tipo de conducción. Tal y como puede observarse en la figura anterior, en el modo ECOPRO+ , la corriente aproximadamente alcanza valores máximos de 100 A mientras que la corriente media se encuentra en torno a los 50 A.



Fig. 6.14. *Imagen de la pantalla del vehículo BMW i3, dónde puede observarse el modo de conducción ECO PRO+, el SoC de la batería (100%) y el límite establecido, 90 km/h.*



Fig. 6.15. *Imagen de la pantalla del vehículo BMW i3, dónde puede observarse el modo de conducción ECO PRO+, y la temperatura exterior, 10 ˚C, en el momento de comenzar el ensayo con este tipo de conducción.*

A continuación, se muestra la aceleración alcanzada por el vehículo BMW i3 durante el ensayo de conducción ECO PRO+, registrada por el acelerómetro PCE-VDL 24I, el acelerómetro TS PRO-HB no registra aceleración en este estilo de conducción (Fig.6.16).

El acelerómetro PCE-VDL 24I registra la aceleración a través de un sensor triaxial. El rango de medición es ±16 g, con una precisión de ±0,24 g y una frecuencia de registro comprendida entre 1600 Hz y 1 Hz. Para estos ensayos se han registrado los datos con una frecuencia de 50 Hz.

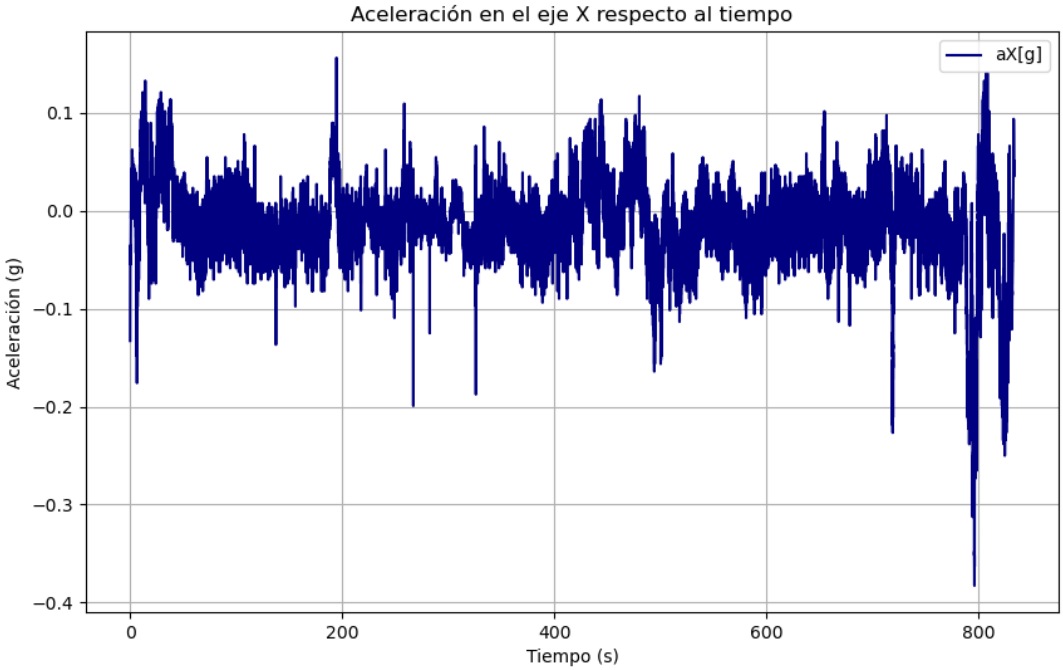


Fig. 6.16. *Gráfica de la Acc_x experimentada por el vehículo BMW i3, registrada por el acelerómetro PCE-VDL 24I durante el ensayo de conducción ECO PRO+.*

El valor máximo de aceleración alcanzado en el eje x en el modo de conducción ECO PRO+ ES 0,1563 g a los 196.67 segundos de comenzar el ensayo de conducción. Y el "valor mínimo de aceleración" en este eje es -0.3828 g alcanzado a los 796,29 segundos de comenzar el ensayo de conducción, esto se refiere al valor de desaceleración máxima, es decir el frenado más intenso que se ha producido.

6.2.1.2 Ensayo de conducción ECO PRO (conducción moderada).

Al igual que en el ensayo anterior, se conecta el equipo de diagnosis ESI[tronic] 2.0 Versión 18.0.510 a la OBD (On Board Diagnostics) del vehículo con el objeto de obtener datos de la conducción, de este modo obtenemos la Intensidad que consume o que almacena en función del tiempo.

A continuación, se muestra la curva que se va a introducir en la simulación cíclica para descargar la celda según el tipo de conducción moderada ECO PRO (Fig.6.17).

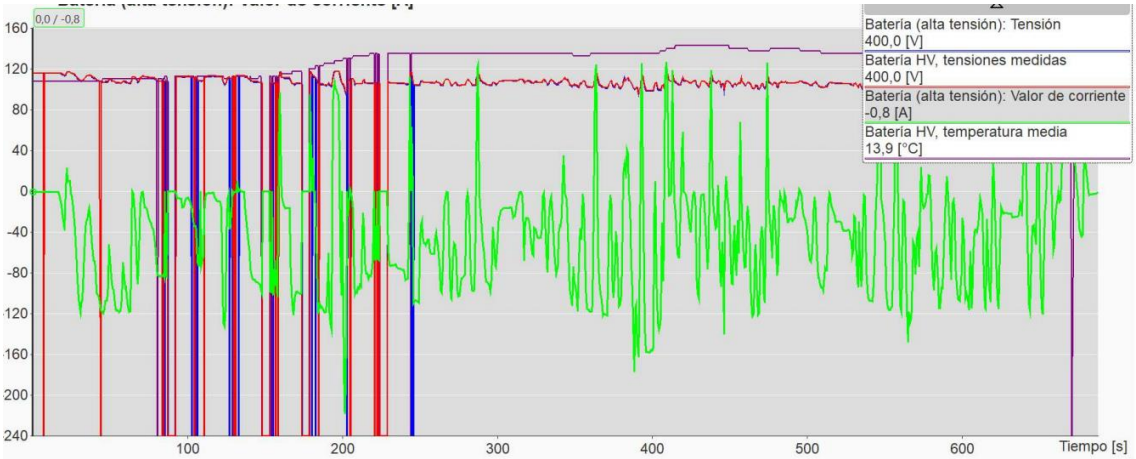


Fig. 6.17. *Intensidad (A) consumida en función del tiempo durante el ensayo con estilo de conducción ECO PRO (moderada).*

En el caso del modo de conducción ECO PRO, el software limita la velocidad de conducción a 130 km/h porque así ha sido programada, y cuando se comenzó el ensayo con este tipo de conducción la batería tenía un 100% de SoC (Fig.6.18) y en el exterior había una temperatura de 12,5 ˚C (Fig.6.19). Tal y como puede observarse en la imagen anterior, en el modo ECOPRO, la intensidad es algo más agresiva, alcanzando valores máximos de pico de 180 A, mientras que la corriente media se encuentra en torno a los 80 A.

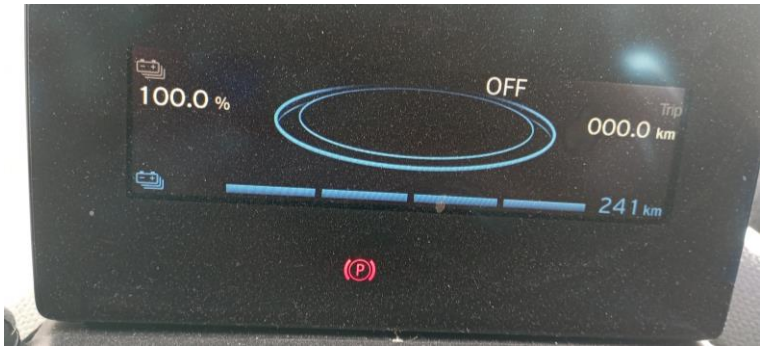


Fig. 6.18. *Imagen de la pantalla del vehículo BMW i3, dónde puede observarse el SoC de la batería (100%), el límite de velocidad establecido no aparece porque el vehículo no está encendido (OFF).*



Fig. 6.19. *Imagen de la pantalla del vehículo BMW i3, dónde puede observarse que la temperatura exterior es de 12,5˚C, en el momento de comenzar el ensayo con este tipo de conducción.*

A continuación, se muestra la aceleración alcanzada por el vehículo BMW i3 durante el ensayo de conducción ECO PRO, registrada por el acelerómetro PCE-VDL 24I (Fig.6.20).

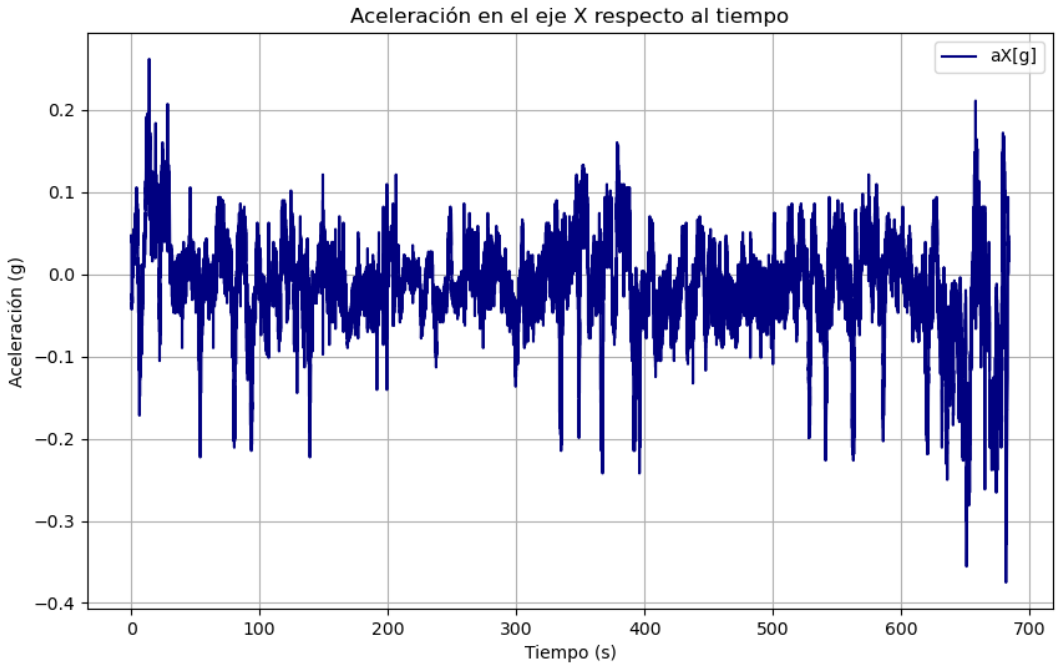


Fig. 6.20. *Gráfica de la Acc_x experimentada por el vehículo BMW i3, registrada por el acelerómetro PCE-VDL 24I durante el ensayo de conducción ECO PRO.*

El valor máximo de aceleración alcanzado en el eje x en el modo de conducción ECO PRO es 0,217 g a los 13,98 segundos de comenzar el ensayo de conducción. Y el valor mínimo de aceleración en este eje es -0.3750 g alcanzado a los 681,59 segundos de comenzar el ensayo de conducción.

6.2.1.3 Ensayo de conducción COMFORT (conducción agresiva).

Al igual que en el ensayo anterior, se conecta el equipo de diagnosis ESI[tronic] 2.0 Versión 18.0.510 a la OBD (On Board Diagnostics) del vehículo con el objeto de obtener datos de la conducción, de este modo obtenemos la Intensidad que consume o que almacena en función del tiempo.

A continuación, se muestra la curva que se va a introducir en la simulación cíclica para descargar la celda según el tipo de conducción agresiva/deportiva (COMFORT) (Fig.6.21).

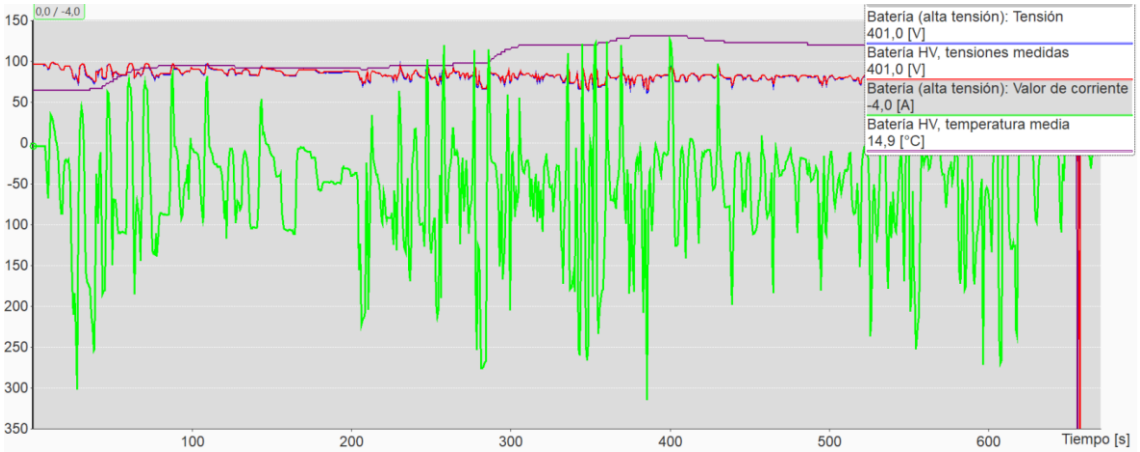


Fig. 6.21. *Intensidad (A) consumida en función del tiempo durante el ensayo con estilo de conducción COMFORT (agresiva).*

En el caso del modo de conducción COMFORT, el software no limita la velocidad de conducción (Fig.6.22), y cuando se comenzó el ensayo con este tipo de conducción en el exterior había una temperatura de 12 ˚C (Fig.6.23) . Tal y como puede observarse en la imagen anterior, en el modo COMFORT, la corriente alcanza picos superiores a 200 A con una corriente media de aproximadamente 100 A.



Fig. 6.22. *Imagen de la pantalla del vehículo BMW i3, dónde puede observarse el SoC de la batería (100%), en este estilo de conducción no aparece ni el límite de velocidad establecido, ya que no lo hay.*



Fig. 6.23. *Imagen de la pantalla del vehículo BMW i3, dónde puede observarse que la temperatura exterior es de 12 ˚C, en el momento de comenzar el ensayo con este tipo de conducción.*

A continuación, se muestra la aceleración alcanzada por el vehículo BMW i3 durante el ensayo de conducción ECO PRO, PCE-VDL 24I (Fig.6.24).

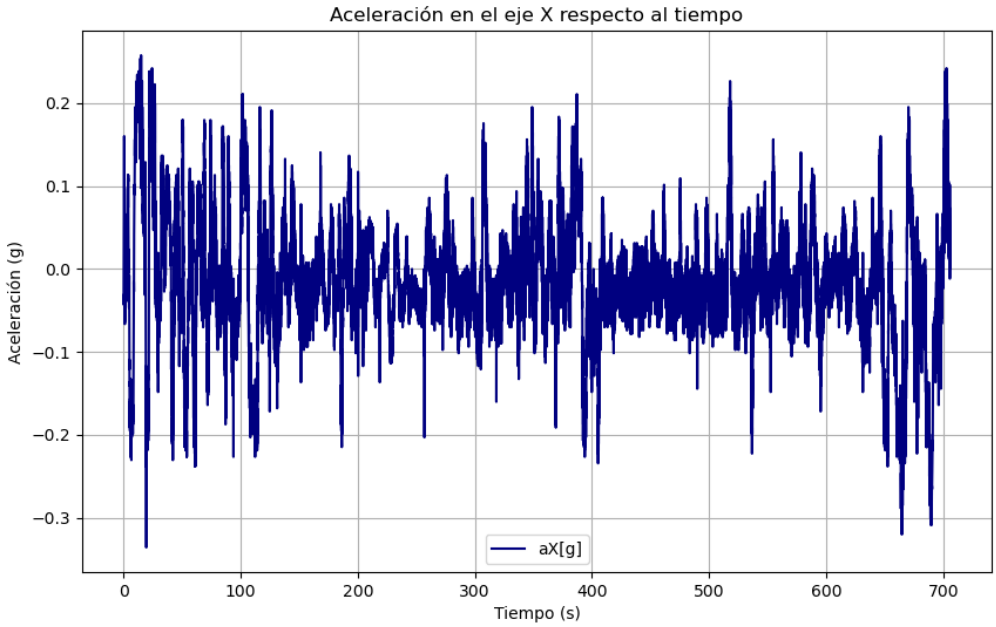


Fig. 6.24. *Gráfica de la Acc_x experimentada por el vehículo BMW i3, registrada por el acelerómetro PCE-VDL 24I durante el ensayo de conducción COMFORT.*

El valor máximo de aceleración alcanzado en el eje x en el modo de conducción COMFORT es 0,2578 g a los 15,00 segundos de comenzar el ensayo de conducción. Y el valor mínimo de aceleración en este eje es -0.3359 g alcanzado a los 19,45 segundos de comenzar el ensayo de conducción.

A continuación, se muestra una comparativa de las aceleraciones en x alcanzadas por el vehículo BMW i3 en función del estilo de conducción (Fig.6.25).

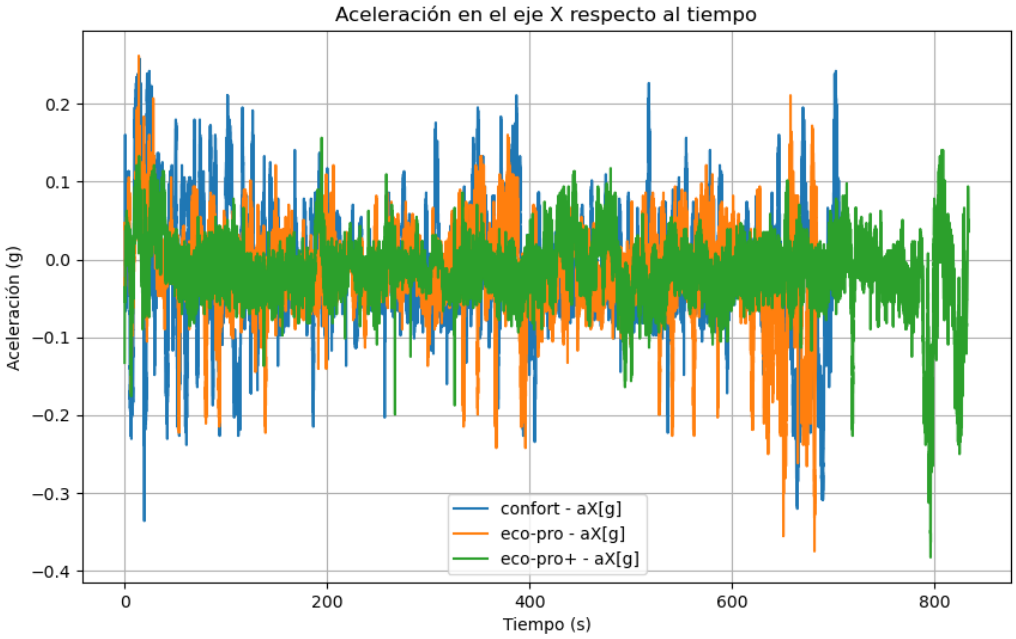


Fig. 6.25. *Gráfica de la Acc_x experimentada por el vehículo BMW i3, registrada por el acelerómetro PCE-VDL 24I durante los tres ensayos de conducción.*

En la figura anterior se observa que se alcanzan mayores aceleraciones en el estilo de conducción COMFORT o SPORT y se observa que, por lo tanto, el recorrido del ensayo se finaliza en menos tiempo que en el resto de los estilos de conducción. El estilo de conducción ECO PRO+ es el que alcanza aceleraciones menores y más uniforme (ver gráfica verde) y las aceleraciones alcanzadas con el estilo de conducción ECO PRO se encuentran comprendidas entre los dos estilos anteriores.

	Eco Pro +		Eco Pro		Comfort	
Acc_$x_{máx}$ (g)	0,1563	194,67 s	0,2617	13,98 s	0,2578	15,00 s
Acc_x_{min} (g)	-0,3828	796,29 s	-0,3750	681,59 s	-0,3359	19,45 s

Tabla 6.4. *Valores e instantes de aceleración máxima y mínima en función del estilo de conducción.*

En la tabla anterior se observa que la aceleración máxima se alcanza con el estilo de conducción Eco Pro, no obstante, en la FIg.6.25 puede observarse que las aceleraciones máximas durante todo todos los ensayos de conducción se alcanzan, en general, con el modo Comfort, como era de esperar por tratarse de una conducción más deportiva. El pico máximo de aceleración en el caso del EcoPro (0,2617 g) es casi del mismo orden que el alcanzado en el modo Comfort (0,2578 g), pero este pico se alcanza al inicio del ensayo de conducción (13,98 s) , hecho que puede deberse a la aceleración alcanzada por el vehículo para incorporarse a la vía con el objeto de realizar el ensayo de conducción. Por otro lado, la aceleración mínima más elevada se alcanza en el Eco Pro+ ya que en este estilo de conducción el vehículo retiene más y genera mayor intensidad.

En general, se puede comprobar que la respuesta de la batería bajo los diferentes modos de conducción se corresponde con un comportamiento basado en descargas pico, con elevada demanda de corriente en tiempos muy cortos.

6.2.2 Condiciones de ciclado

Una vez realizados los ensayos de conducción y caracterizadas las solicitaciones y curvas de intensidad frente al tiempo, dichas curvas fueron las que se introdujeron en el ciclador para realizar los ensayos de ciclado sobre las celdas prismáticas. Los ensayos de ciclado de las celdas consistieron en 3 ciclos de capacidad, OCV vs SOC y prueba EIS. Se realizaron 10 ciclos a lo largo de las pruebas. Las condiciones de los ciclos fueron de 0,2C en carga y descarga según las curvas de los ensayos de conducción, a 25 °C. El rango de tensiones se definió de acuerdo con las especificaciones del fabricante. Se realizaron tres repeticiones.

Los ensayos se realizaron en todo momento dentro de una cámara climática modelo Binder KB53 (Fig.6.26), con temperatura controlada. Por otro lado, para realizar los diferentes ensayos, se ha empleado un ciclador de alta corriente (Potenciostato Neware 100 A/5V) (Fig.6.26).



Fig. 6.26. *Cámara climática y clicador utilizados en los ensayos.*

El módulo del pack de batería del vehículo eléctrico estaba formado por celdas prismáticas conectadas en serie entre sí mediante soldadura. Por lo tanto, para poder ensayar las celdas unitariamente, se procedió al desensamblado del módulo y la posterior separación de las celdas de su soldadura. En la siguiente imagen (Fig.6.27) se puede ver el estado de las conexiones de las celdas tras haberse quitado la soldadura:



Fig. 6.27. *Detalle de las conexiones de las celdas prismáticas.*

Tal y como se puede ver en la figura anterior, los terminales han quedado parcialmente dañados en el desmontaje. Además, se ha comprobado que las celdas no disponen de terminal roscado, por lo que, para poder conectar las celdas al ciclador, se ha diseñado un set-up (Fig.6.28):

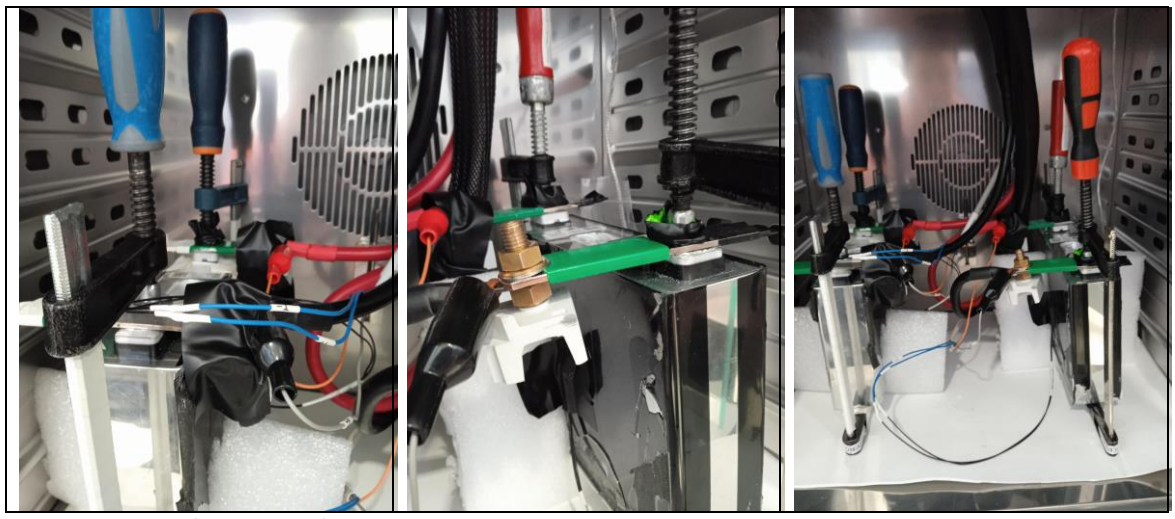


Fig. 6.28. *Set-up de conexionado.*

En la figura previa se puede ver el set-up del conexionado empleado para los ensayos. Como se puede comprobar, se ha colocado una pletina con un orificio en el otro extremo, que permite conectar cada cable del ciclador directamente a la pletina, asegurando así que la arandela de unión del ciclador está en contacto directo con la pletina.

6.2.3 Definición de ensayos

Tal como se ha indicado anteriormente, la respuesta de la batería bajo los diferentes modos de conducción se corresponde con descargas pico, con elevada demanda de corriente en tiempos muy cortos. Por lo tanto, para poder simular dichos modos de conducción a nivel de celda en el ciclador, se debe parametrizar los procesos de descarga de tal manera que puedan ser simulados en el equipo. Para ello, se ha realizado un análisis de las curvas de descarga definiendo tiempos y demanda de corriente en cada modo de conducción.

En base a las curvas de descarga de la batería para los diferentes modos de conducción, se han ajustado dichas curvas a un protocolo de ensayos parametrizable en el programa de ciclado. En la siguiente gráfica (Fig.6.29) se muestran las curvas de corriente y tiempo que se van a utilizar como descarga de las celdas:

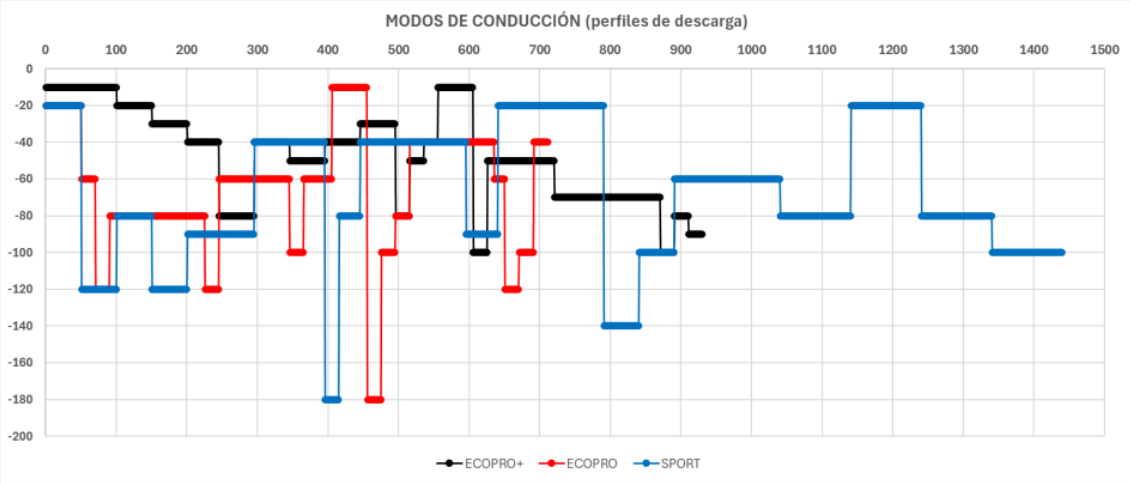


Fig. 6.29. *Perfiles de descarga según el modo de conducción.*

Por lo tanto, considerando estos tres perfiles previos como los perfiles de descarga, en la siguiente tabla (Tabla 6.5) se muestran resumidas las condiciones de los ensayos:

	GENERAL			CARGA		DESCARGA
	Rango de operación de voltaje (V)	**Temperatura de operación (°C)**	**Número de ciclos**	**Corriente en fase CC (A)**	**Tiempo fase CV (h)**	**Corriente (A)**
Ensayo de capacidad	2,5 – 4,2	25 °C	10	18,8 (C/5)	-	18,8 (C/5)
Ensayo bajo modos de conducción	2,5 – 4,2	25 °C y 45°C	10	18,8 (C/5)	1	Según perfil

Tabla 6.5. *Definición de las condiciones de los ensayos a realizar.*

En primer lugar, se va a realizar un ensayo de capacidad a tres celdas, en las que se van a aplicar las mismas corrientes de carga y descarga, con el objetivo de verificar el correcto diseño del set-up así como verificar el estado de las celdas. Posteriormente, se realizarán los ensayos bajo los diferentes modos de conducción definidos anteriormente.

Los ensayos por realizar son los siguientes:

1. Ensayo de capacidad

Las condiciones de ensayo implican la realización de pruebas de envejecimiento cíclico a temperaturas 25 °C, durante 10 ciclos, utilizando para ello 1/5C como régimen de carga (18,8 A). Y se va a utilizar la misma corriente, 1/5C (18,8 A), de descarga. El objetivo es comprobar que el diseño del set-up es correcto y verificar el estado de las celdas ensayadas.

2. Ensayo bajo modos de conducción

Los ensayos de envejecimiento cíclico en condiciones específicas se realizan en las siguientes condiciones: temperaturas 25 °C y 45 °C. Durante estas pruebas, se utilizará un régimen de carga de 1/5C (18,8 A) durante 5 horas en fase corriente continua y después 1 h en fase de voltaje constante para conseguir cargarla al máximo, y el régimen de descarga se define según el perfil de conducción. Se evaluarán tres estilos de conducción distintos (agresivo, moderado y ecológico) al descargar la batería.

Estos estilos de conducción se repetirán a lo largo de diez ciclos. El protocolo de pruebas pretende captar el comportamiento de la celda y la retención de la capacidad en condiciones seleccionadas, proporcionando información valiosa sobre su durabilidad y eficiencia a lo largo del proceso de envejecimiento. Se someterán a ciclos un total de **3 celdas.**

6.3 Análisis resultados de degradación de las celdas para los distintos estilos de conducción analizados

6.3.1 Ensayo de capacidad

Una vez preparadas las celdas y una vez realizado el posterior conexionado, se llevaron a cabo un ensayo de capacidad para comprobar el estado de estas, así como la robustez del conexionado. En la siguiente Fig.6.30 se muestra voltaje en función de capacidad para las celdas ensayadas según los tres estilos de conducción ensayados.

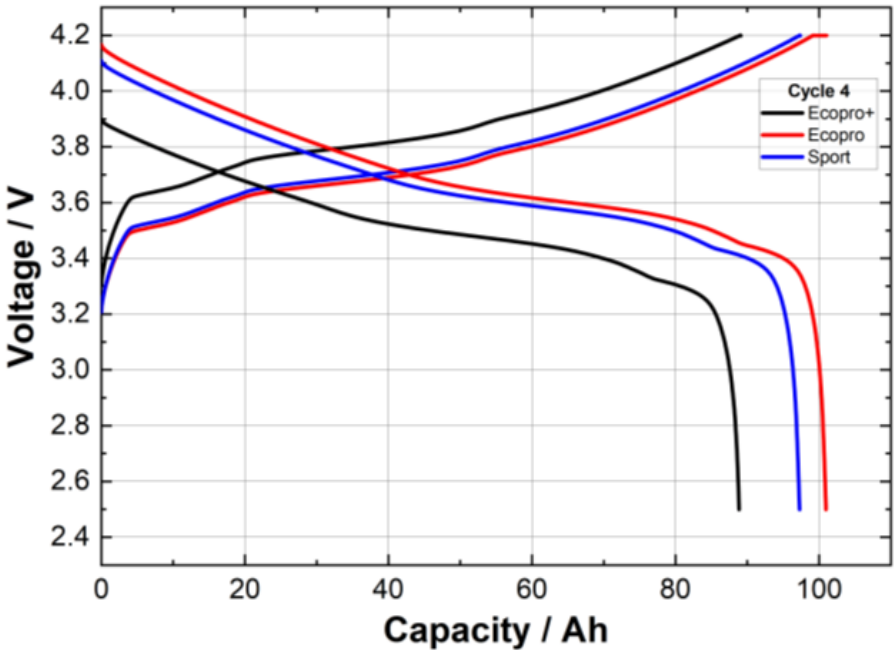


Fig. 6.30. *Perfil de carga y descarga de las tres celdas durante el ensayo de capacidad.*

Tal y como se puede comprobar en la figura anterior, las tres celdas están bien conectadas y no se observan respuestas erróneas del ciclador, por lo tanto, se concluye que el conexionado es robusto. En este ensayo, se han empleado las mismas corrientes de carga y descarga para las tres celdas. Sin embargo, se ha identificado cada celda para los ensayos posteriores.

Es también importante mencionar que, a pesar de que las tres celdas son iguales, se observan ciertas diferencias en cuanto a la capacidad cargada y descargada. En general, las celdas que se corresponden con los modos ECOPRO y SPORT o COMFORT han permitido cargar y descargar mayor capacidad, incluso por encima de la capacidad nominal (94 Ah), por lo tanto, estaríamos hablando de celdas aparentemente nuevas. Sin embargo, la celda que se corresponde con el modo ECOPRO+ muestra una capacidad inferior pero cercana a los 94 Ah. Esta diferencia puede tratarse de una degradación parcial de la celda debido, por ejemplo, a una distribución térmica no homogénea en el módulo, que haya derivado en una degradación irregular de las celdas que conforman el módulo, o puede ser debido a un fallo durante la fabricación de la celda.

En la siguiente Tabla 6.6 se puede ver el SoH de las celdas, calculado en función de la capacidad descargada respecto a la capacidad nominal indicada por el fabricante:

CELDA	Capacidad descargada (Ah)	SoH (%)
ECOPRO+	88,8754	94,5
ECOPRO	100,9751	107,4
COMFORT (o SPORT)	97,2888	103,5

Tabla 6.6. *SoH de las celdas ensayadas.*

Por lo tanto, tal y como se observa en la tabla anterior, las celdas ECOPRO y COMFORT (o SPORT) tienen un SoH superior al 100% ya que permiten descargar más capacidad de la capacidad nominal de las propias celdas. La celda ECOPRO+ tiene un SoH del 95% aproximadamente. Haría falta un análisis más profundo para realizar conclusiones al respecto. No obstante, es normal que en los

primeros ciclos se obtenga un SoH superior al 100% ya que las primeras reacciones aumentan la capacidad al formar el SEI. Sorprende el resultado de la primera celda ECOPRO+, pero puede deberse a la existencia del set-up, se prestará especial atención al comportamiento de esta celda durante los ciclos de degradación.

6.3.2 Ensayo bajo distintos modos de conducción

Una vez realizados los ensayos de capacidad se ha procedido a realizar los ensayos bajo los tres modos de conducción.

A continuación, se van a mostrar los resultados de los ensayos que se han realizado sobre tres celdas extraídas de un módulo de vehículo eléctrico. Estos ensayos han sido llevados a cabo en las instalaciones de BECARE. Mediante estos ensayos, se ha estudiado el impacto que tienen tres modos de conducción diferentes sobre la respuesta de las celdas, así como el impacto que tienen la temperatura de operación sobre las mismas.

6.3.2.1 Comparativa de temperaturas

En primer lugar, se han realizado cinco ciclos a dos temperaturas diferentes (25 °C y 45 °C), siguiendo las curvas de los tres modos de conducción de la Fig.6.29.

Modo ECOPRO+:

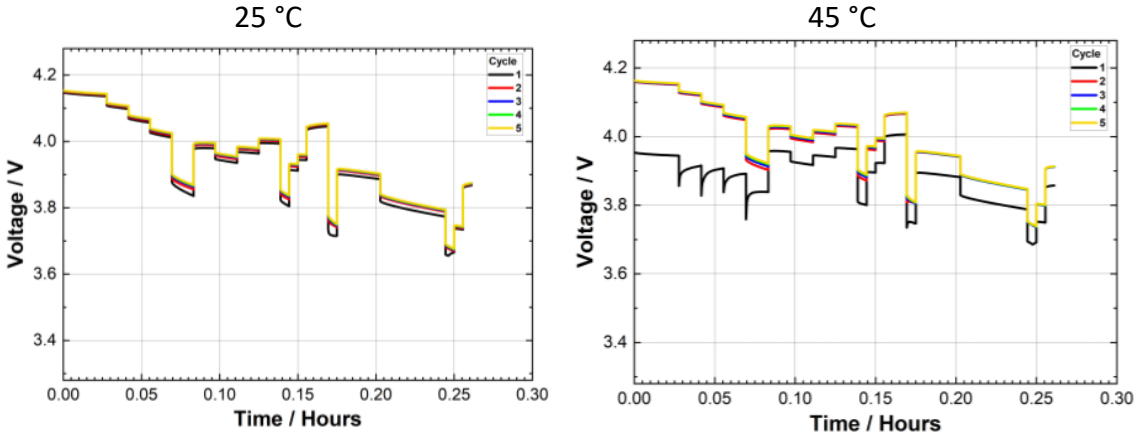


Fig. 6.31. *Respuesta de las celdas a 25 °C y 45 °C ensayadas bajo el modo de conducción ECOPRO+.*

En la figura anterior (Fig.6.31), se puede ver la respuesta de la celda tras cinco ciclos de descarga durante la conducción (no se ha introducido toda la curva de descarga, es decir, repitiendo la intensidad medida en el vehículo sometido a los ensayos de conducción hasta descargar completamente la celda, sino solamente se ha introducido la descarga durante cada uno de los ensayos de conducción (de una duración aproximada de unos 15 minutos)), bajo dos temperaturas de operación diferente. En primer lugar, a 25 °C no se observan diferencias entre los diferentes ciclos. Sin embargo, al modificar la temperatura de operación a 45 °C, se observa una diferencia entre el primer ciclo y el resto, que pueden estar relacionadas con la velocidad de respuesta de la celda y unas cinéticas más lentas. Sin embargo, se observa que tras el primer ciclo la respuesta es similar a la obtenida a 25 °C.

Modo ECOPRO:

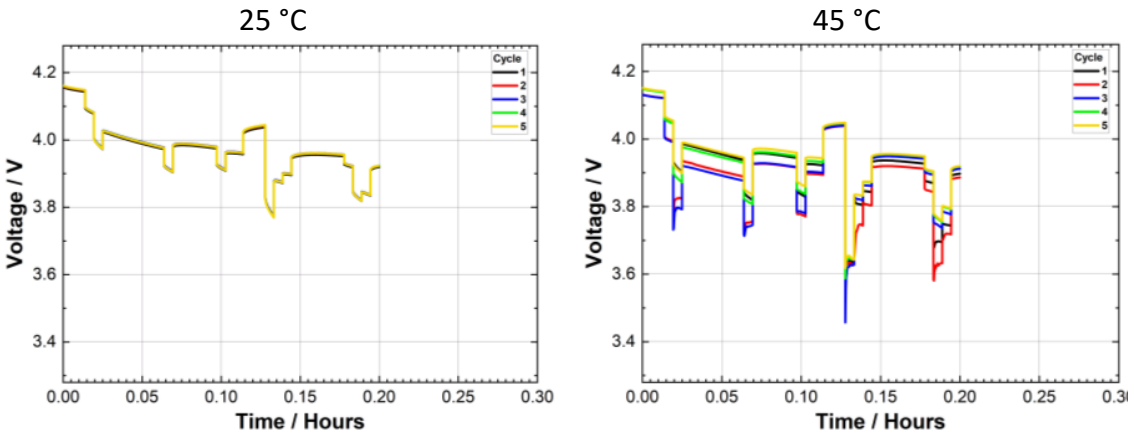


Fig. 6.32. *Respuesta de las celdas a 25 °C y 45 °C ensayadas bajo el modo de conducción ECOPRO.*

En lo que respecta al modo ECOPRO (Fig.6.32), no se observan diferencias en el ciclado a 25 °C entre los diferentes ciclos. En cuanto a los ensayos a 45 °C, similar al modo ECOPRO+, se observan algunas diferencias entre los ciclos en cuanto a la velocidad de respuesta de la celda.

Modo COMFORT (o SPORT):

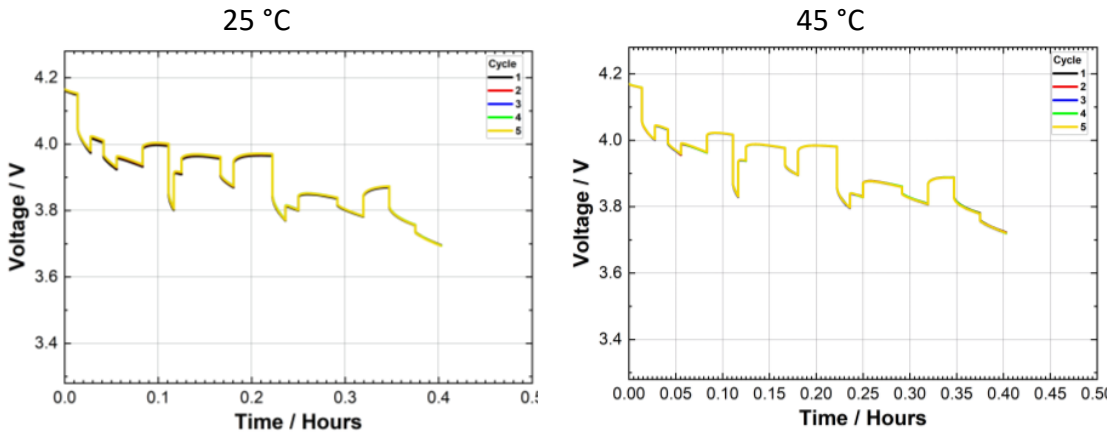


Fig. 6.33. *Respuesta de las celdas a 25 °C y 45 °C ensayadas bajo el modo de conducción COMFORT (o SPORT).*

Por último, respecto al modo SPORT (Fig.6.33), se puede observar cómo no se aprecian diferencias algunas entre los cinco ciclos a ninguna de las dos temperaturas.

6.3.2.2 Descarga completa de las celdas

Tras estos primeros ensayos en los que se han ensayado las celdas a dos temperaturas diferentes bajo los tres modos de conducción, se ha procedido a ensayar las celdas hasta alcanzar la descarga completa de las mismas. Para ello, se ha repetido el perfil de descarga hasta alcanzar el valor mínimo de tensión de la celda.

En las siguientes gráficas (Fig.6.34, Fig.6.35 y Fig.6.36) se observan los resultados de las celdas bajo los diferentes modos de conducción. Se han realizado 10 ciclos, pero tan solo se muestran los ciclos 3, 5 y 10 debido a la similitud de los resultados obtenidos:

Modo ECOPRO+:

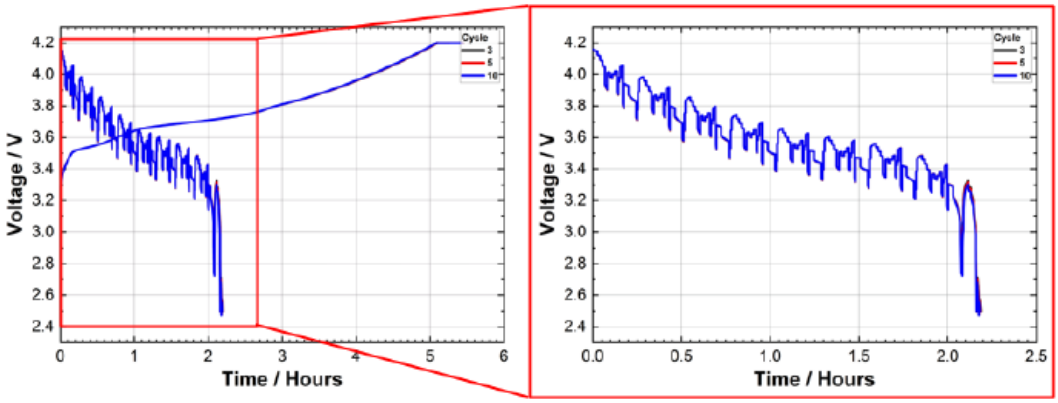


Fig. 6.34. *Respuesta de las celdas a 25 °C ensayadas bajo el modo de conducción ECOPRO+.*

En la figura 6.34 se muestra la respuesta de las celdas a 25 °C, en los ciclos 3, 5 y 10, ensayadas bajo el modo de conducción ECOPRO+. Se muestra curva de descarga y carga y en la derecha se muestra zoom de la parte de descarga.

Modo ECOPRO:

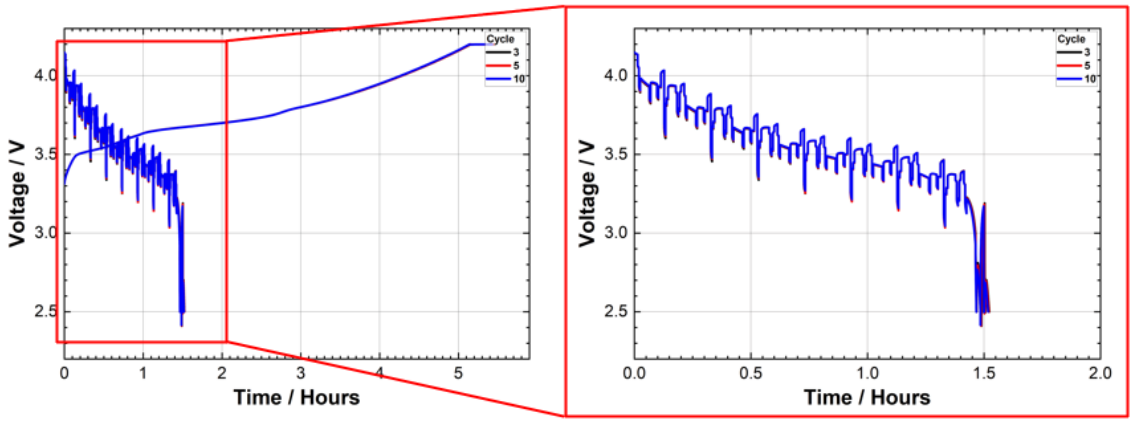


Fig. 6.35. *Respuesta de las celdas a 25 °C ensayadas bajo el modo de conducción ECOPRO.*

En la figura 6.35 se muestra la respuesta de las celdas a 25 °C, en los ciclos 3, 5 y 10, ensayadas bajo el modo de conducción ECOPRO. Se muestra curva de descarga y carga y en la derecha se muestra zoom de la parte de descarga.

Modo COMFORT:

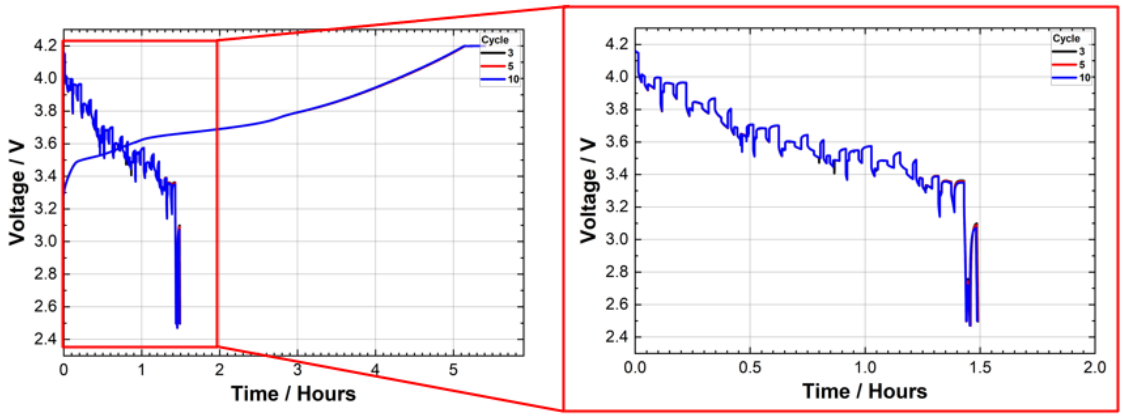


Fig. 6.36. *Respuesta de las celdas a 25 °C ensayadas bajo el modo de conducción COMFORT.*

En la figura 6.36 se muestra la respuesta de las celdas a 25 °C, en los ciclos 3, 5 y 10, ensayadas bajo el modo de conducción COMFORT. Se muestra curva de descarga y carga y en la derecha se muestra zoom de la parte de descarga.

En general, en ninguno de los tres casos se observan diferencias en el ciclado entre el tercer y el décimo ciclo. Tal y como se puede ver, al aplicar mayores corrientes en los modos de conducción ECOPRO+ y COMFORT, las descargas han sido más rápidas. En cuanto a la carga, en todos los casos se ha empleado una carga lenta de 5h en corriente constante con una pequeña fase CV.

En la siguiente gráfica Fig.6.37 se puede observar una comparativa del perfil de descarga del último ciclo para los tres modos de conducción:

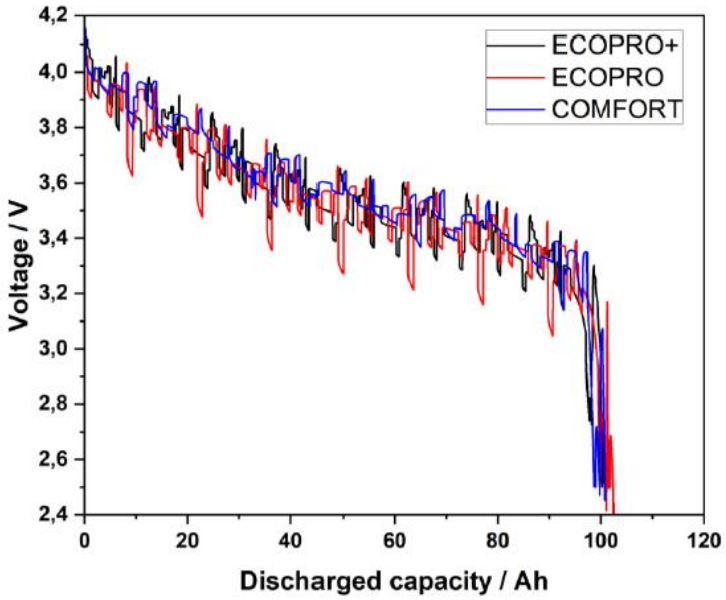


Fig. 6.37. *Perfil de descarga para los diferentes modos de conducción.*

En los tres casos, se puede apreciar cómo, tras la repetición del perfil de descarga varias veces para poder alcanzar una descarga completa de las celdas, la capacidad descargada de las mismas es superior a la capacidad nominal de las mismas.

6.3.3 Evolución de DCIR

La resistencia interna es un parámetro que refleja el estado de salud de una celda. En general, cuando el valor es bajo, la celda se encuentra en buen estado de salud mientras que, un valor de resistencia interna elevado con respecto a su valor nominal es reflejo de una degradación de la celda.

La resistencia interna medida en corriente continua (Direct Current Internal Resistance, DCIR) se corresponde con la medida de resistencia de la celda completa, lo cual incluye la resistencia interna, la resistencia asociada a las interfaces de los electrodos, la resistencia asociada a la transferencia de carga, así como la resistencia asociada a los fenómenos de difusión.

Para su cálculo, se ha sometido a las celdas a un pico de corriente elevado durante un corto periodo de tiempo, y se ha monitorizado la diferencia de tensión durante ese tiempo. El cálculo de DCIR se ha realizado de la siguiente manera:

$$DCIR = \frac{\Delta V}{\Delta I} \qquad \text{(Ec. 6.1)}$$

Por lo tanto, en este caso, se ha realizado la medida antes y después de los ensayos. En la siguiente tabla (Tabla 6.7) se muestran los resultados obtenidos para los tres modos de conducción:

	Inicio (mΩ)	Final (mΩ)	ΔDCIR (mΩ)
ECOPRO+	3,71	3,32	-0,39
ECOPRO	0,955	2,60	1,645
COMFORT	1,28	1,44	0,16

Tabla 6.7. *Comparativa de la resistencia interna medida en corriente continua (DCIR).*

Tal y como se puede ver en la tabla, la diferencia de DCIR entre las medidas al inicio de los ensayos y al final apenas han visto variaciones, algo que era lo esperado debido a los pocos ciclos que se han realizado. En el caso del modo ECOPRO+ se actualizarán los resultados tras la finalización de los ensayos.

Para poder comparar los valores obtenidos, se han comparado estos valores con los valores que se mencionan en el datasheet del fabricante (Tabla 6.8).

	SOC (%)	100	95	90	80	70	60	50	40	30	20	10	5	Max current
Discharge	Resistance (mΩ)	0.96	0.95	0.94	0.93	0.91	0.91	0.90	0.88	0.91	1.03	1.88	3.79	294 A
	Power (W)	1135	1119	1104	1075	1050	1030	1010	999	988	969	873	550	

Customer | Confidential | 31/12/2015 | © Samsung SDI Co. Ltd. reserves all rights even in the event of industrial property rights. We reserve all rights of disposal such as copying and passing on to third parties.

SAMSUNG SDI SAMSUNG

Tabla 6.8. *Valores de DCIR según fabricante. Fuente: SAMSUNG SDI.*

Tal y como se puede ver en la figura anterior, los valores de DCIR obtenidos por el fabricante se encuentran entre 1 y 4 mΩ. Por lo tanto, los valores obtenidos en los ensayos se corresponden con los mencionados por el fabricante.

6.4 Análisis resultados de degradación de las celdas para los distintos estilos de conducción analizados (ampliación ensayos)

6.4.1 Ensayo bajo distintos modos de conducción (ampliación ensayos)

Para poder obtener conclusiones, se ha decidido realizar pruebas en el ciclador del Instituto de Investigación mixto de la Energía y Eficiencia de los Recursos de Aragón (Energaia) de la Universidad de Zaragoza, con el objeto de ampliar el número de ciclos a las que se ha sometido a las celdas. Para ello se ha utilizado la cámara climática compacta modelo INECC-70/1500, que posee un rango de temperatura de -70°C a 180°C y un rango de humedad relativa de 10 a 98%. Y además se ha utilizado el ciclador BTS4000-5V 100A de Neware.

Se van a ensayar celdas del mismo tipo que las utilizadas en los ensayos anteriores, no obstante, con el objeto de poder realizar más ciclos de carga y descarga en el tiempo disponible, se ha decidido realizar ensayos solamente con el perfil de conducción ECOPRO+ y con el perfil de conducción COMFORT (o SPORT), ya que son el estilo de conducción con menor solicitud de intensidad y con mayor solicitud de intensidad, respectivamente.

Se ha procedido a ensayar las celdas hasta alcanzar la descarga completa de las mismas a temperatura ambiente en la cámara climática. Para ello, se ha repetido el perfil de descarga hasta alcanzar el valor mínimo de tensión de la celda.

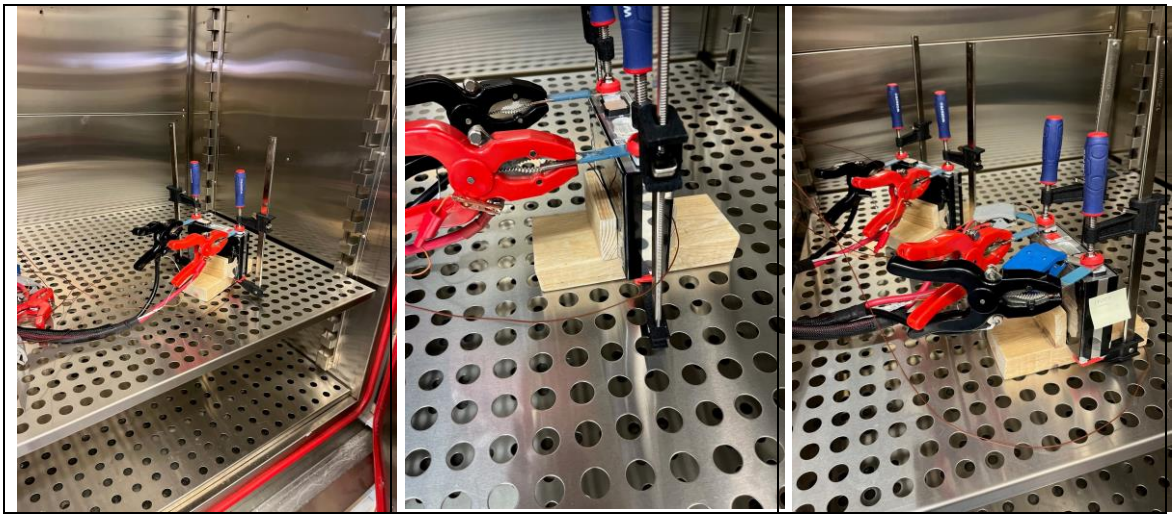


Fig. 6.38. *Set-up del conexionado de celdas al ciclador del laboratorio de Energaia.*

En el caso de la conducción ECOPRO+, se han realizado 18 ciclos, pero tan solo se muestran los ciclos 1, 9 y 18 debido a la similitud de los resultados obtenidos. En la Fig. 6.39 se muestra la respuesta de las celdas a 25 °C y con una humedad de 55%, en los ciclos 1, 9 y 18, ensayadas bajo el modo de conducción ECOPRO+, por lo tanto, se muestra curva de descarga correspondiente a los ciclos indicados y en la Fig. 6.40 se muestra zoom de la parte final de descarga de la Fig.6.39.

Modo ECOPRO+:

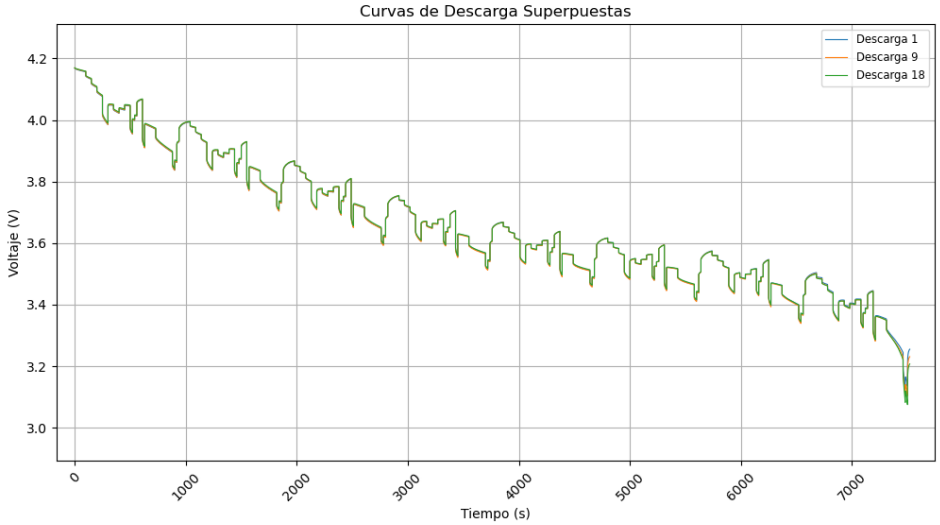


Fig. 6.39. Respuesta de las celdas a 25 °C ensayadas bajo el modo de conducción ECOPRO+ (Ciclador Energía), ciclos 1, 9 y 18.

A continuación, se muestra un zoom de los últimos segundos (ventana de 6.600 s a 7.600 s). Al hacer zoom se observa cómo en el ciclo de descarga 18 el valor de voltaje es menor que en el caso de la descarga 1 y que en el caso de la descarga 9.

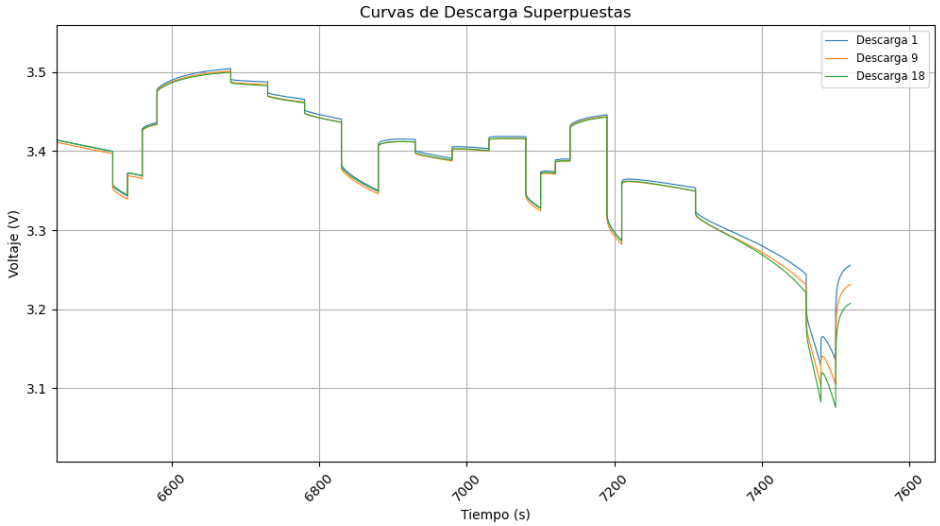


Fig. 6.40. *Zoom (ventana de 6.600 s a 7.600s) de la respuesta de las celdas a 25 °C ensayadas bajo el modo de conducción ECOPRO+ (Ciclador Energaia), ciclos 1, 9 y 18.*

En el caso de la conducción COMFORT, se han realizado 30 ciclos, pero tan solo se muestran los ciclos 1, 10, 20 y 30 debido a la similitud de los resultados obtenidos. En la figura 6.41 se muestra la respuesta de las celdas a 25 °C, en los ciclos 1, 10, 20 y 30, ensayadas bajo el modo de conducción COMFORT, por lo tanto, se muestra curva de descarga correspondiente a los ciclos indicados y en la Fig. 6.40 se muestra zoom de la parte de descarga.

Modo COMFORT:

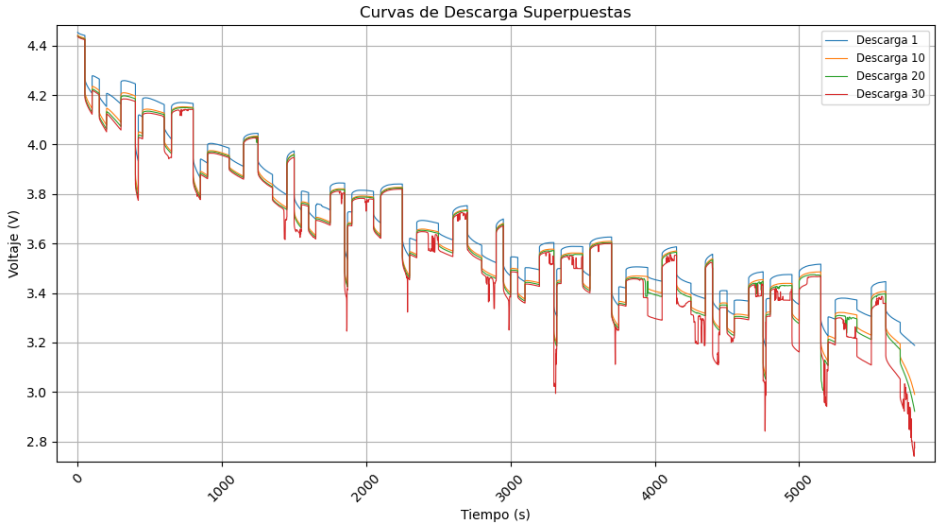


Fig. 6.41. *Respuesta de las celdas a 25 °C ensayadas bajo el modo de conducción COMFORT (Ciclador Energaia), ciclos 1, 10, 20 y 30.*

A continuación, se muestra un zoom de los últimos segundos (ventana de 4.800 s a 5.800 s). Al hacer zoom se observa cómo en el ciclo de descarga 30 el valor de voltaje es menor que en el caso de la descarga 20, que en el caso de la descarga 10 y que en el caso de la descarga 1. Además, se observa que en el caso de la descarga 30 se producen vibraciones, por lo que parece menos estable.

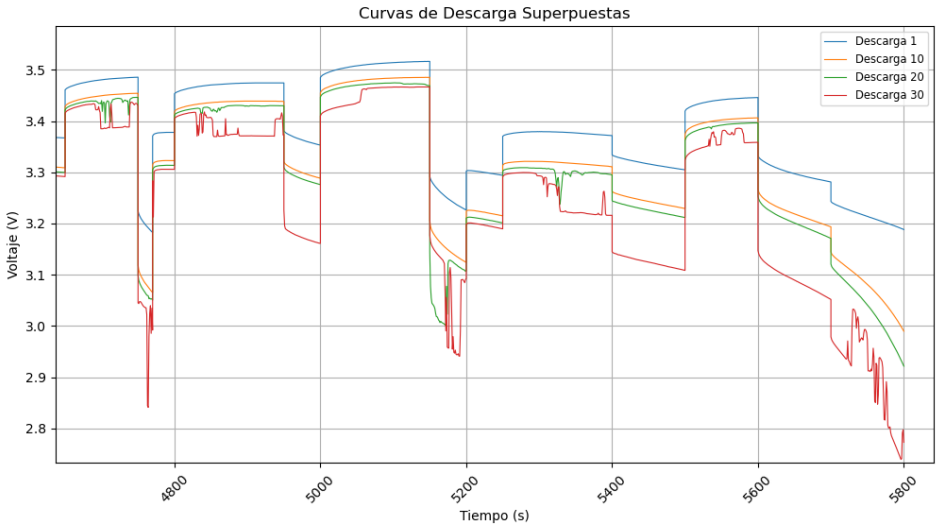


Fig. 6.42. *Zoom (ventana de 4.800 s a 5.800 s) de la **r**espuesta de las celdas a 25 °C ensayadas bajo el modo de conducción COMFORT (Ciclador Energaia), ciclos 1, 10, 20 y 30.*

Por otro lado, si lo comparamos las descargas con estilo de conducción COMFORT con las descargas con estilo de conducción ECOPRO+ (Fig.6.43), se observa que el voltaje final (2,77 V) alcanzado en el caso de descarga con estilo de conducción COMFORT es bastante más bajo que el voltaje final (3,2 V) alcanzado en el caso de descarga con estilo de conducción ECOPRO+. Como en el caso del ciclado según el estilo de conducción COMFORT se han realizado 30 ciclos y con el estilo de conducción ECOPRO+ se han realizado 18 ciclos, se ha considerado importante comparar el voltaje final alcanzado con el ciclo de descarga 18 con estilo de conducción COMFORT, que tiene un valor de 2,96 V, por lo que se concluye que sigue siendo más bajo que el voltaje final alcanzado con el ciclo de descarga 18 con estilo de conducción ECOPRO+. Por lo que se puede afirmar que con el ciclado según estilo de conducción COMFORT se degrada mucho más la celda ensayada que en el caso de con estilo de conducción ECOPRO+.

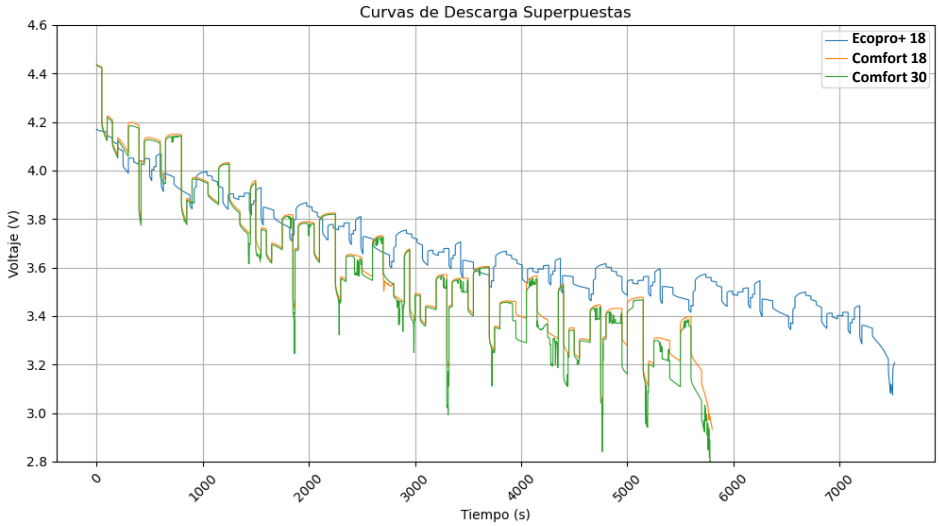


Fig. 6.43. *Comparativa de la respuesta de las celdas a 25 °C ensayadas bajo el modo de conducción COMFORT y bajo el modo de conducción ECOPRO+ (Ciclador Energaia), para los ciclos de descarga 18 y 30.*

Se observa que a nivel de tensión y por lo tanto de potencia, la degradación en el modo de conducción COMFORT o SPORT es muy superior a la del modo de conducción ECOPRO+. Se aprecia una caída de tensión muy acusada en el modo COMFORT o SPORT, y por lo tanto una gran degradación en pocos ciclos.

En cuanto a la carga, en los dos estilos de conducción se ha programado a 7 horas a CC con 4,2 V de tensión cut-off y luego 1 h a CV con 4,7 A de corriente de cut-off. Se observa que según el estado de las baterías la carga a durado más o menos tiempo. Durante estos ensayos, en general, la parte de carga a CC dura menos de 5 horas y la parte de carga a CV dura menos de 30 minutos para el caso de conducción ECOPRO+ y menos de una hora en el caso de COMFORT o SPORT. Parece ser que el modo de conducción también afecta a la carga.

En la siguiente gráfica Fig.6.44 se puede observar una comparativa del perfil de descarga del último ciclo para los dos modos de conducción (ECOPRO+ y COMFORT o SPORT), relacionando voltaje (V) con capacidad acumulada (Ah):

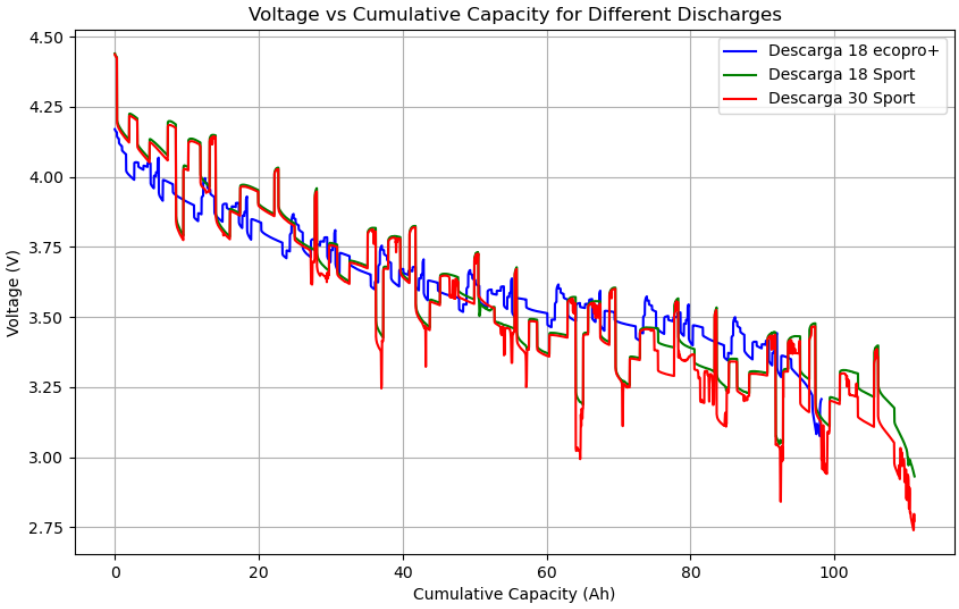


Fig. 6.44. *Perfil de descarga para los diferentes modos de conducción (ampliación de ensayos en Energaia), ciclos de descarga 18 y 30.*

En los dos casos, se puede apreciar cómo, tras la repetición del perfil de descarga varias veces para poder alcanzar una descarga completa de las celdas, la capacidad descargada de las mismas es superior a la capacidad nominal de las mismas, siendo mucho mayor en el caso de descarga con estilo de conducción COMFORT o SPORT. Si lo comparamos con el perfil de descarga realizada en los ensayos anteriores (Fig.6.37) se observa que en ese caso todos los perfiles de descarga acaban aproximadamente en 100 Ah, con muy poca diferencia. En el caso de la Fig.6.44 no se consigue esa exactitud, pero si se refiriese todo sobre la Capacidad máxima de uno de los ensayos, se puede hacer que las curvas se superpongan.

6.4. Conclusión

Este estudio tiene como objetivo el análisis de la influencia que los diferentes modos de conducción tienen en la degradación de las celdas de un vehículo eléctrico. Para ello, se han simulado tres perfiles de conducción con los que se han realizado ensayos a dos temperaturas diferentes.

En concreto, se han simulado tres modos de conducción diferentes, basados en pulsos cortos de diferentes corrientes que simulan los diferentes momentos de una conducción real: ECOPRO+, ECOPRO Y COMFORT (o SPORT).

En primer lugar, se han realizado los ensayos a temperatura ambiente (25 °C) y a alta temperatura (45 °C). Se debe tener en cuenta que el fabricante de la celda (Samsung SDI) detalla en su

datasheet una temperatura máxima de operación de 60 °C, por lo que en todo momento se ha operado dentro de las condiciones de operación del fabricante. En estos ensayos, a temperatura ambiente no se han apreciado diferencias entre los cinco ciclos realizados. En cuanto a los ensayos realizados a 45 °C, se han apreciado pequeñas diferencias entre el primer ciclo y los posteriores que pueden ser debidos a cinéticas más lentas. En general, al operar a temperaturas más elevadas, la velocidad de los procesos químicos se ve mejorada. Sin embargo, esto no es lo que se observa ya que se puede apreciar la primera descarga tras el cambio de temperatura. En cualquier caso,

En cuanto a los ensayos realizados bajo los diferentes modos de conducción, se ha visto que las celdas permiten descargar mayor capacidad de su valor nominal. Se ha necesitado repetir el perfil de descarga varias veces en cada modo de conducción para poder alcanzar el límite mínimo de tensión y así descargar completamente las celdas.

Por otro lado, se han realizado ensayos para medir la resistencia interna de la celda antes y después de los ensayos. En general, y a falta de los últimos ensayos del modo ECOPRO+, no se han visto diferencias significativas que puedan conllevar la degradación de la celda. También se ha podido comprobar que los valores obtenidos se encuentran en el mismo orden de magnitud que los mencionados por el fabricante. La diferencia se valores puede deberse al incremento de resistencia del set-up, puesto que, la pletina empleada, así como el tipo de conexionado que se ha realizado, han podido aumentar la resistencia de contacto.

Por último, se debe tener en cuenta que la celda permite operar a corrientes elevadas, permitiendo incluso descargas picos de más de 4C. Las celdas descargan más capacidad de la declarada por el fabricante, por lo que, tras estos primeros ensayos, se puede decir que las celdas no se han degradado. Por lo tanto, para un mayor análisis de los modos de degradación de las celdas bajo los diferentes modos de conducción, así como la expectativa de vida de estas en las diferentes condiciones de operación, harían falta realizar más ensayos.

Para poder extraer conclusiones se han realizado ensayos sobre otras celdas similares en las instalaciones de la Universidad de Zaragoza, ampliando el número de ciclos (30 en el caso de ciclado con estilo de conducción COMFORT y 18 ciclos en el caso de ciclado con estilo de conducción ECOPRO+) a realizar, lo que nos ha permitido una vez ampliada la muestra de ensayos poder obtener conclusiones. Se observa que a nivel de tensión y por lo tanto de potencia, la degradación en el modo de conducción COMFORT o SPORT es muy superior a la del modo de conducción ECOPRO+. Se aprecia una caída de tensión muy acusada en el modo COMFORT o SPORT, y por lo tanto una gran degradación en pocos ciclos.

Tras finalizar la tesis, como futuras líneas de investigación se va a seguir ciclando las celdas para conseguir una mayor degradación de estas a distintas temperaturas según distintos estilos de conducción, pudiendo ampliar las conclusiones obtenidas.

6.5. Bibliografía

[1] X. Han, L. Lu, Y. Zheng, X. Feng, Z. Li, J. Li y M. Ouyang, «A review on the key issues of the lithium ion battery degradation among the whole life cycle,» eTransportation, vol. 1, 2019.

[2] Christoph R. Birkl, Matthew R. Roberts, Euan McTurk, Peter G. Bruce, David A. Howey, Degradation diagnostics for lithium ion cells, Journal of Power Sources, Volume 341, 2017, Pages 373-386, ISSN 0378-7753, https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2016.12.011.

[3] Gandoman, F.H., Ahmed, E.M., Ali, Z.M., Berecibar, M., Zobaa, A.F. y Abdel Aleem, S.H., 2021. "Reliability Evaluation of Lithium-Ion Batteries for E-Mobility Applications from Practical and Technical Perspectives: A Case Study". Sustainability 2021, 13, 11688. https://doi.org/10.3390/su132111688

Capítulo 7: Cálculo del Estado de Salud (SoH) y de la depreciación de una batería

7 Cálculo del Estado de Salud (SoH) y de la depreciación de una batería

Todas las baterías de ion litio de los vehículos eléctricos sufren un deterioro como consecuencia de uso, lo que se conoce como envejecimiento. Este envejecimiento incluso se produce cuando no se utilizan, debido a la degradación de los materiales de los que están hechas. Las principales consecuencias de los procesos de degradación por envejecimiento son la reducción de la capacidad disponible y el aumento de la resistencia interna, lo que se traduce en una reducción de la corriente que la batería es capaz de entregar. En este capítulo se va a desarrollar un algoritmo de cálculo que permita evaluar la degradación de una batería de diferentes vehículos en base a distintos parámetros, analizando la influencia que tiene cada uno de ellos sobre la degradación de la batería, además se elaborará un algoritmo que permita conocer la depreciación de una batería y cómo influye sobre el valor residual del vehículo.

7.1 Introducción

El **coste de la batería de tracción de un vehículo eléctrico** representa aproximadamente entre el **30% y el 40% del valor total del vehículo**, es decir, una parte muy importante del coste medio del vehículo. Por tanto, dado que la batería es el componente más caro de un VE, el grado de degradación afectará al valor residual del vehículo y también tendrá un impacto directo en la autonomía máxima utilizable con el paso del tiempo.

Tomando como referencia los turismos 100% eléctricos más vendidos en el mes de enero de 2024 (Fuente: ANFAC (Asociación Española de Fabricantes de Automóviles y Camiones) [1]) se ha analizado el precio del vehículo y el precio de su batería, de todos aquellos de los que se dispone dicha información, para comprobar qué porcentaje del precio del vehículo supone el precio de la batería de tracción. Para obtener el precio del vehículo se ha utilizado el boletín blanco GANVAM (Asociación Nacional de Vendedores de Vehículos a Motor, Reparación y Recambios) (o en caso de que no aparezca en GANVAM, se utilizará la web del fabricante) y para obtener el precio de la batería el programa AUDATEX o el programa GT ESTIMATE, que proporcionan información completa y precisa sobre las referencias, precios y tiempos de reparación de los vehículos que conforman el parque automovilístico, teniendo en cuenta para ello la identificación del vehículo introduciendo distintos datos como su marca, modelo, versión, acabado, año de fabricación, etc.

Vehículo Eléctrico (BEV)	Capacidad de la batería	Precio del vehículo*	Precio de la batería	% Batería vs Vehículo
Tesla Model 3 4p	75 kWh	34.390 €	9.942,14 €	28,91%
Tesla Model Y	82 kWh	40.445 €	9.942,15 €	24,58%
Mercedes Clase EQA	51 kWh**	43.125 €	21.061,01 €	48,84%
Peugeot 208	50 kWh**	26.185 €	13.000,00 €	49,65%

Tabla 7.1. *Precio del vehículo y precio de la batería de cuatro de los vehículos eléctricos (BEV, Battery Electric Vehicle) más vendidos en Enero de 2024.*
*Boletín Blanco GANVAM
** Web fabricante, km77

Vehículo Híbrido enchufable (PHEV)	Capacidad de la batería	Precio del vehículo*	Precio de la batería	% Batería vs Vehículo
Cupra Formentor	12,8 kWh**	39.925 €	7.960 €	20%
Hyundai Tucson	13,8 kWh**	34.360€	7.806,01€	22,71%
Ford Kuga	14,4 kWh**	34.560€	7.269,60€	21,03%
Kia Sportage	13,8 kWh**	48.690€	8.014,58€	16,46%
Audi Q3	12,8 kWh**	54.840€	7.340€	13,38%
Mercedes Clase GLA	15,6 kWh**	44.800€	10.331,47€	23,06%

Tabla 7.2. *Precio del vehículo y precio de la batería de cuatro de los vehículos híbridos (PHEV, Plug In Hybrid Electric Vehicle) más vendidos en Enero de 2024.*
*Boletín Blanco GANVAM
** Web fabricante, km77

En la Tabla 7.1 se observa que, en el grupo de vehículos eléctricos analizados, en el caso de los vehículos Tesla el porcentaje del coste de su batería respecto al coste del vehículo está comprendido entre un 25-29%, mientras que en el caso de otros vehículos como el Mercedes Clase EQA y el vehículo Peugeot 208, el porcentaje del coste de su batería respecto al coste del vehículo es aproximadamente un 50%. Por lo que sorprende la diferencia existente entre Tesla y el resto de los vehículos analizados, a pesar de que la capacidad y la autonomía de su batería de tracción es mucho más elevada que en el caso del resto de vehículos analizados.

Si se analizan los vehículos híbridos enchufables (PHEV, Plug-in Hybrid Electric Vehicle), tabla 7.2, se observa que el porcentaje del coste de la batería con respecto al coste del vehículo está comprendido entre 13,38% (Audi A3) y entre 23,06% (Mercedes Clase GLA). En el caso del Audi el valor de ese porcentaje se debe a que el precio del vehículo es mucho más elevado que en el resto de los vehículos híbridos enchufables analizados mientras que el precio de la batería es del orden de la mayoría de las baterías de los vehículos analizados, por otro lado, en el caso del vehículo Mercedes Clase GLA, el valor de ese porcentaje se debe a que el precio de la batería es mucho más elevado que el coste de la batería del resto de vehículos analizados.

De este análisis llevado a cabo se concluye que % del precio de la batería de tracción respecto al precio del vehículo es mayor en el caso de los vehículos eléctricos que en el caso de los vehículos híbridos enchufables, esto es lógico, ya que el precio de las baterías de tracción del primer tipo de vehículos (BEV) es mucho más elevado que el precio de las baterías de tracción de los vehículos híbridos enchufables (PHEV), ya que su capacidad es mayor y por lo tanto, es mayor la autonomía de conducción en modo eléctrico que confieren a dichos vehículos.

Los vehículos eléctricos con menor autonomía se deprecian más que los vehículos con mayor autonomía y mayor valor inicial. El nuevo Reglamento de la Unión Europea UE 2023/1542, relativo a pilas y baterías y sus residuos, establece los siguientes objetivos de eficiencia de reciclado para el caso de las baterías de litio:

- Reciclado del 65% en peso medio de las pilas o baterías de litio, con fecha límite el 31 de diciembre de 2025.

- Reciclado del 70% en peso medio de las pilas o baterías de litio, con fecha límite el 31 de diciembre de 2030.

La eficiencia del reciclado no solamente consiste en recuperar el volumen de materiales, sino que además exige la recuperación de materias criticas como litio (50% en 2027 y 80% en 2031), cobalto, níquel, cobre y plomo. Estos objetivos fomentan la economía circular y la reutilización de materiales y se fijan porcentajes mínimos de materiales reciclados que deberán contener todas las baterías: 16% de cobalto, 6% de litio, 6% de níquel y 85% de plomo.

Este Reglamento también amplia la responsabilidad extendida del productor, los fabricantes tienen la responsabilidad de la gestión de las pilas y de las baterías que ponen a disposición en el mercado durante todo su ciclo de vida, lo que hace que desarrollen productos más sostenibles para facilitar su reciclaje y eliminación adecuada, así como para mejorar sus diseño y durabilidad.

El final de la vida útil de las baterías para aplicaciones de automoción suele establecerse cuando **la capacidad de la batería disminuye por debajo del 80% en comparación con una batería nueva [2, 3, 4]** o **cuando la impedancia interna se ha duplicado [5]**. También hay que tener en cuenta que los fallos de la batería o los daños debidos a un accidente de tráfico que afecten a la batería de tracción de baterías también provocan un EoL (End of Life, final de vida útil) prematuro de la batería de ion litio.

No es fácil obtener una respuesta directa a las preguntas que surgen sobre la vida útil de la batería de un VE. En cambio, sí se asegura que las baterías están cubiertas por la garantía en caso de que algo vaya mal. Normalmente, la cobertura de la batería es de **8 años o 100.000 km, pero varía según el fabricante y el país.**

Las garantías son tranquilizadoras, como también lo es el hecho de que el coste de las baterías disminuya significativamente año tras año. Desde 2010, el precio de un pack de baterías de ion litio medio ha caído más de un 80% [6]. Que un fabricante de automóviles garantice la tecnología de sus baterías y prometa una reducción de los costes debería inspirar cierta confianza. Sin embargo, es muy importante y necesario conocer cómo se prevé que se degraden las baterías de ion litio y cómo minimizar esta pérdida.

Una revisión de la estimación del estado de salud (State of Health, SoH) es uno de los retos de los sistemas de almacenamiento de energía y las posibles soluciones para las aplicaciones futuristas de los packs LIB en vehículos eléctricos permite proponer una segunda vida a las baterías, fomentando así la economía circular.

Se establece que mientras el SoH de la batería del vehículo está comprendido entre 100% y 80%, dicha batería es apta para ser utilizada en automoción, si dicho SoH está comprendido entre un 80-50% la batería puede ser utilizada en instalaciones estacionarias y cuando el SoH de la batería es

inferior al 50%, dicha batería ya debe ser reciclada. (Consulta realizada a TerrePower, BBB Industries Company 01/04/2024). Según la industria automovilística, por lo tanto, se afirma que una batería ha alcanzado su EoL si su capacidad se degrada un 20% respecto a su capacidad original [7,8,9,10,11].

7.2 Análisis del Estado de Salud (SoH) de una batería de alto voltaje

El envejecimiento de las celdas de ion litio es un fenómeno inevitable que limita la vida útil de las aplicaciones de estas baterías en vehículos eléctricos. Las reacciones secundarias que tienen lugar indeseablemente durante el uso o el envejecimiento natural (calendar aging) pueden afectar el rendimiento de las baterías. Lo que da como resultado una disminución de la capacidad y un aumento de la impedancia de la celda durante los ciclos de funcionamiento y durante el almacenamiento. Además, los fenómenos de envejecimiento son muy complicados de caracterizar debido al acoplamiento de diferentes factores. El estado de salud (SoH, State of Health) de una batería describe la diferencia de estado entre una batería que está siendo estudiada y la misma batería nueva considerando el envejecimiento de dicha batería. El SoH (State of Health) de una batería implica, por lo tanto, evaluar su rendimiento en el presente o en un futuro previsible. Por lo general, el rendimiento de una batería se mide en función de su **capacidad en Ah** o de su **vida útil para aplicaciones de VE**. En general, se considera que, si una batería tiene un 80% de su capacidad inicial, esta es la vida útil de la batería.

Existen **distintos métodos para estimar el SoH** (State of Health) de una batería, estos métodos tienen unas cosas positivas y otras negativas.

- Por un lado, las **mediciones directas** no necesitan hipótesis de la batería ya que es una estimación directa, pero el único sesgo introducido es la incertidumbre de la medición y en algunos casos la duración de dichas mediciones.

- Por otro lado, los **modelos electroquímicos y los circuitos equivalentes** funcionan bien pero no son ajustables a diferentes tipos de baterías.

- Por el contrario, los **métodos estadísticos** son fácilmente ajustables a diferentes baterías y pueden utilizarse para dar una diagnosis de salud de la batería en tiempo real. Pero este tipo de métodos necesitan una gran cantidad de datos efectivos.

Es decir, actualmente nos encontramos con la **necesidad de establecer un método de estimación de envejecimiento de baterías.** Obtener un diagnóstico de SoH completo de la batería considerando todos los factores de envejecimiento y que sea compatible con la medición en un vehículo eléctrico, es un desafío pendiente. Se debe encontrar un método de estimación de SoH de la batería efectivo y preciso, que se ejecute en tiempo real para los vehículos eléctricos, es decir, que esa medición no conlleve mucho tiempo para el taller de reparación ya que encarece la prueba y, por otro lado, no es práctico para el propietario del vehículo tenerlo durante mucho tiempo en el taller dónde ser realice la prueba de medición del SoH.

El envejecimiento de la batería se puede disociar en dos partes: el envejecimiento de ciclo y el de calendario [12]. Cada termino define el envejecimiento de la batería debido a diferentes usos de

esta. Así, el envejecimiento de calendario corresponde a consecuencias del almacenamiento de la batería, mientras que el envejecimiento de ciclo se debe a los períodos de utilización, denominados ciclos (carga y descarga). El ciclo de vida de las celdas/baterías está influenciado por factores como son la temperatura, el SoC (Estado de Carga), la variación del SoC, la intensidad de carga y descarga, el voltaje de corte de carga y el voltaje de corte de descarga, los métodos de carga, etc**. La degradación de la celda se puede identificar por una disminución de su capacidad y por un aumento de la impedancia/resistencia interna**. Hay que tener en cuenta que los mecanismos de degradación del electrodo positivo y del electrodo negativo son diferentes. El origen de los mecanismos de envejecimiento puede ser químico, térmico o mecánico y dependen en gran medida de la composición del electrodo.

El modelo de circuito equivalente de una batería de ion litio está compuesto principalmente de resistencia, capacitancia y de otros componentes en serie y paralelo. Teniendo en consideración la complejidad del comportamiento eléctrico de un batería y sus cálculos, se ha escogido el modelo de circuito equivalente RC de segundo orden que se presenta a continuación:

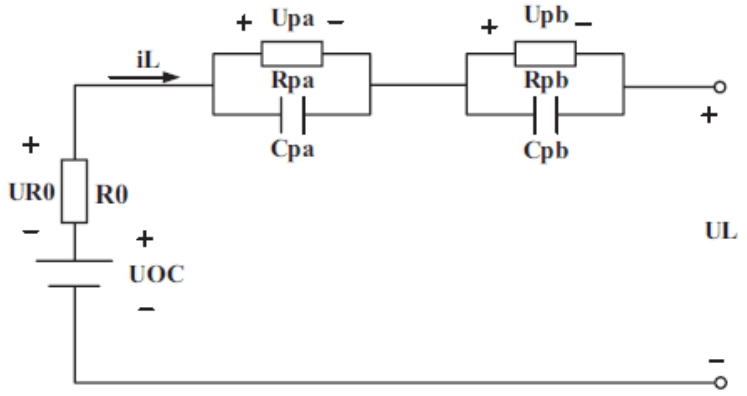


Fig. 7.1. *Modelo de circuito equivalente RC de segundo orden [13].*

Donde U_{oc} es el voltaje de circuito abierto de la batería de ion litio que es dependiente del estado de carga, el cual es diferente si la batería está cargando o no, R_0 es la resistencia interna óhmnica que simboliza las pérdidas que se producen en la batería debido a los propios materiales de la batería y a los contactos entre ellos, i_L es la intensidad o corriente continua que genera la batería, R_{pa} y C_{pa} representan la parte resistiva y capacitiva, respectivamente, de las pérdidas de polarización que tienen lugar debido a la conductividad del electrolito y el movimiento de los iones a corto plazo con cargas y descargas rápidas, y R_{pb} y C_{pb} indican la parte resistiva y capacitiva, respectivamente, de la polarización de concentración perdida de material de la batería de ion litio adaptadas al comportamiento a largo plazo. Por otro lado, U_L es el voltaje entre terminales de la batería de ion litio.

Al dar comienzo una carga o una descarga de la batería el factor capacitivo genera un transitorio hasta que se satura, momento en el cual actúa como circuito abierto y entonces, el grupo RC es equivalente a su parte resistiva únicamente.

El conjunto de las resistencias de polarización puede sumarse en serie una vez alcanzan el estado estacionario y vamos a denominarlo R_{cp}. A su vez, esta resistencia interna puede sumarse a la óhmica y resultar en la resistencia total interna R_i. A medida que la batería sea sometida a más

número de ciclos de carga y descarga, su resistencia interna total, que será la suma de todas ellas, será cada vez mayor.

Para estimar el SoH de una celda o de una batería se puede medir la resistencia interna de la batería, la impedancia de la batería o la capacidad de la batería en ese instante concreto. A continuación, se va a detallar cómo estimar el SoH en función de distintos parámetros. El estado de salud (SoH) de la batería es un indicador que mide su capacidad de almacenamiento de energía en comparación con su capacidad inicial o nominal. Con el tiempo y el uso (ciclo de carga y descarga), el SoH disminuye, influenciado por las condiciones de ciclado y las características inherentes de la batería. Esta degradación se debe a la variación de la resistencia interna debido a las influencias mencionadas. Es por eso por lo que la estimación del estado de salud puede ser calculada de dos maneras diferentes: a través de su resistencia interna o a través de los parámetros que caracterizaban su ciclado.

7.2.1 Estimación del SoH de una celda/batería en función de la medición de su resistencia interna

La resistencia interna de una celda/batería es uno de los parámetros que indican la capacidad que tiene dicha celda para transportar corriente. Cuando el valor de la resistencia interna de una celda/batería es bajo, dicha celda/batería puede transportar una cantidad significativa de corriente. Mientras que, si dicho valor de resistencia interna es elevado, la celda/batería solo puede transportar una pequeña cantidad de corriente.

Idealmente la resistencia interna de una batería debería ser cero de este modo podría transportar el flujo de corriente máximo. Sin embargo, la resistencia interna siempre está presente.

Dentro de resistencia interna hay que considerar la resistencia de la interfase de electrolito sólido (SEI, Solid Electrolyte Interphase) y la resistencia a la transferencia de carga. Para estimar la resistencia de SEI y la resistencia a la transferencia de carga son necesarios los siguientes datos: corriente, voltaje, temperatura y SoH estimado.

La resistencia interna de una batería nos da información sobre el SoH de la batería y es inversamente proporcional, es decir, una resistencia interna más elevada indica un SoH más bajo. Para medir la resistencia interna, se mide el voltaje a circuito abierto y el voltaje cuando se aplica una carga.

El estado de salud de la batería puede calcularse teniendo en cuenta la variación de resistencia interna en la batería (Ec. 7.1)[13,14]:

$$\mathrm{SoH} = \frac{R_{EOL} - R_{NOW}}{R_{EOL} - R_N} * 100 \qquad \text{(Ec. 7.1)}$$

Donde R_{EOL} es la resistencia interna al final de la vida útil en el vehículo, que en automoción consideramos que es con un 80% de SoH, R_{NOW} es la resistencia interna en el momento que se está realizando la medición y R_N, es la resistencia nominal que tiene la batería/celda cuando sale de fábrica.

Por otro lado, existen dos métodos o maneras de medir la resistencia interna de una celda/batería: el método de Corriente Alterna (CA) (AC-IR) y el método de Corriente Continua (CC) (CC-IR). En las fábricas donde se producen las celdas se utiliza el método de corriente alterna (AC-IR).

Al medir la resistencia interna de una celda utilizando el método (AC-IR), se usa un medidor de resistencia de corriente alterna diseñado específicamente para medir niveles bajos de resistencia, para ello aplica una señal de corriente constante a la celda/batería. A continuación, detecta el voltaje generado por la corriente y de este modo calculan el valor de la resistencia.

Con el medidor de resistencia interna Hioki BT3564 se va a medir la resistencia interna y el voltaje de circuito abierto entre positivo y negativo de una celda.

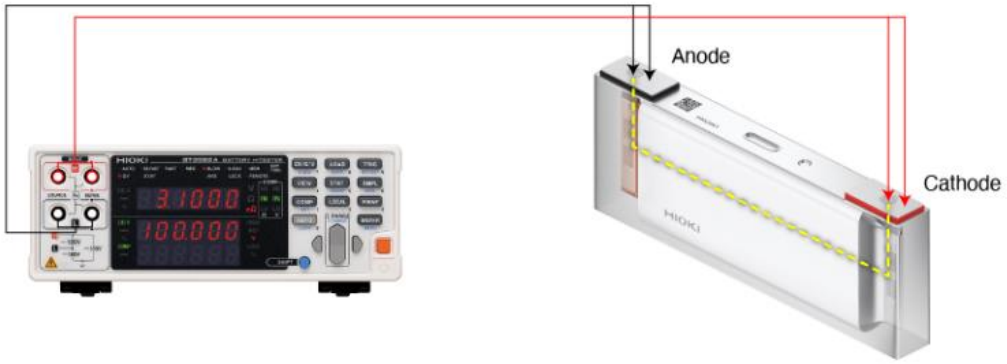


Fig. 7.2. *Medición de la resistencia interna y del voltaje en circuito abierto de una celda utilizando el medidor Hioki BT3564 [15].*

Hay que tener en cuenta que la resistencia interna de una celda/batería depende del tipo de batería, de su química, su material, su estructura, su tamaño, su voltaje y de otros factores. En la siguiente figura se muestra los diferentes valores de resistencia interna en función del tipo de celda/batería:

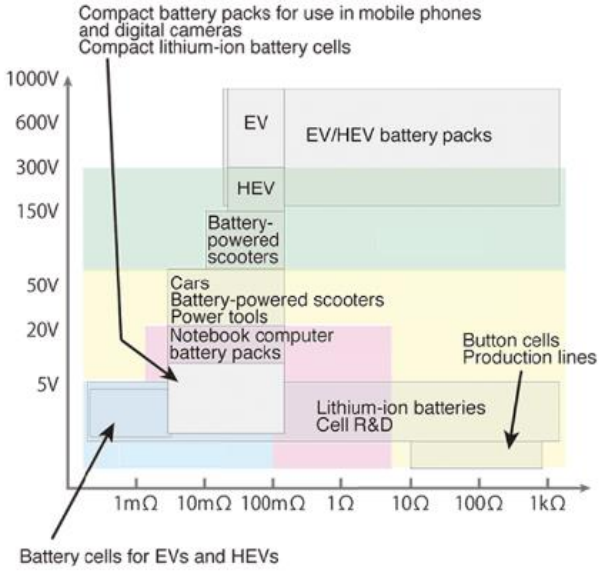


***Fig. 7.3**. Tensión y resistencia interna de las baterías [16].*

La ecuación 7.1 indica que la relación entre el estado de salud y la resistencia interna es lineal. Además, en el siguiente gráfico Fig.7.4 se observa la evolución de la resistencia interna total en el ciclado. Tras analizar estos datos respecto al SoH (Fig 7.5) tomando los datos facilitados en el artículo [17] (evolución del SoH en función del número de ciclos para diferentes ratios de carga), se puede afirmar que la relación entre el estado de salud y la resistencia interna es lineal.

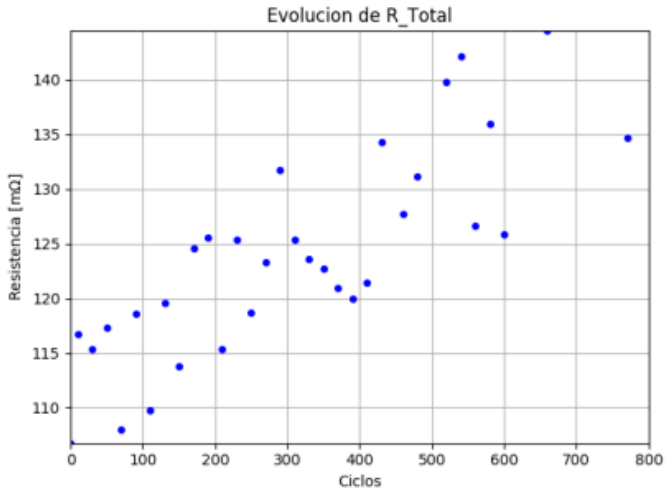


***Fig. 7.4.** Evolución de la resistencia interna total en el ciclado [17].*

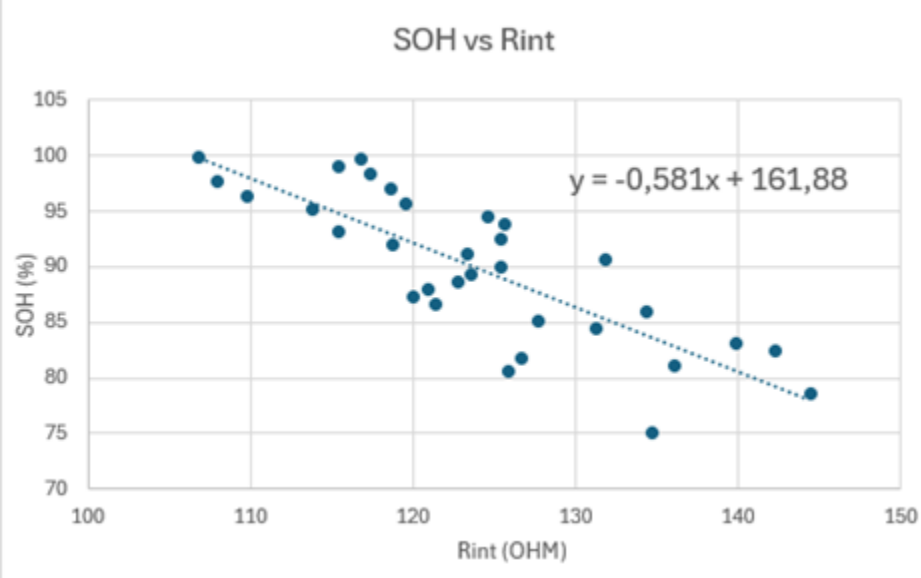


Fig. 7.5. *Evolución de SoH en función de resistencia interna (Elaboración propia a partir de datos de [17]).*

Sin embargo, como muestra la figura que se encuentra bajo estas líneas (Fig.7.6), la proporción que presenta está referenciada al punto de fin de vida útil de la batería en automoción (proporción que representa el corchete azul claro respecto al azul oscuro). Esto quiere decir que cuando la resistencia interna evaluada sea la del estado de salud del 80%, el cálculo dará SoH 0%, ya que en ese caso la $R_{NOW}=R_{EOL}$.

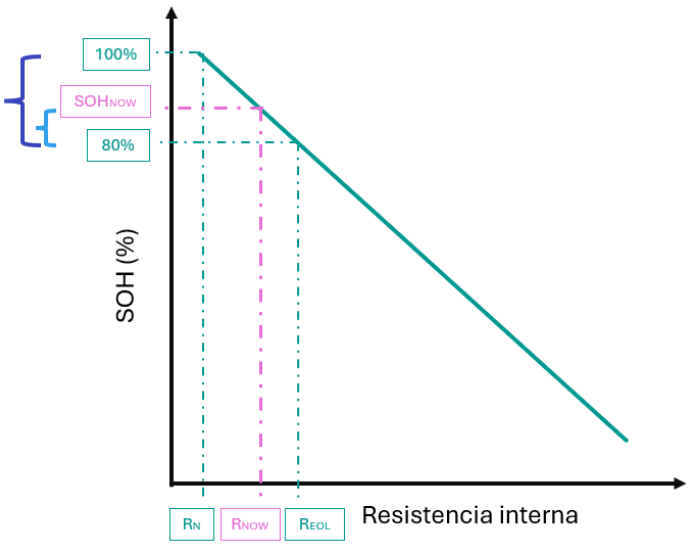


Fig. 7.6. *Relación entre SoH y Resistencia interna (resistencia interna evaluada para el caso de SoH 80%) (Elaboración propia).*

Por lo tanto, con el fin de adaptar el resultado al formato deseado se debe realizar una pequeña corrección que se muestra en la ecuación siguiente:

$$\mathrm{SoH} = \frac{R_{EOL} - R_{NOW}}{R_{EOL} - R_N} * 20 + 80 \qquad \text{(Ec. 7.2)}$$

Este cálculo, que hace una aproximación del estado de salud de la batería, exigía la parametrización de las resistencias de inicio y fin de la vida útil. Tras la revisión de numerosas bases de datos se ha concluido que la variabilidad de las resistencias en función de la química de la batería, concentración de electrodo, diseño de electrodo, etc… es demasiado grande y que por tanto no se podrá generalizar con unos datos específicos.

Asumiendo que la resistencia interna nominal se podrá extraer de la información de la datasheet de cada batería facilitada por el fabricante, y que la relación entre el SoH y la resistencia es aproximadamente lineal; podemos generar una base de datos para diferentes baterías en la que se recoja una medición de la resistencia interna con su correspondiente SoH y aplicar entonces en futuras mediciones la fórmula siguiente (Ec. 7.3):

$$\mathrm{SoH} = \frac{\mathrm{Ri} - R_{NOW}}{\mathrm{Ri} - R_N} * (100 - SoHi) + SoHi \qquad \text{(Ec. 7.3)}$$

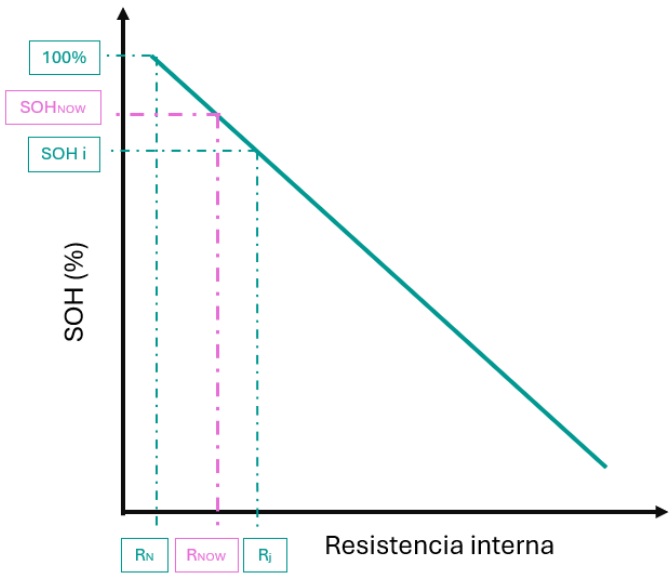


Fig. 7.7. *Relación entre SoH y Resistencia interna (resistencia interna evaluada para un caso de SoH distinto al 80%) (Elaboración propia).*

7.2.2 Estimación del SoH de una batería/celda en función de la medición de su capacidad

Distintos estudios han mostrado que la pérdida de los iones libres aumenta la Resistencia interna y elevan la temperatura de la batería durante su funcionamiento. Debido a la mala conductividad de la capa de deposición, el excesivo crecimiento del separador SEI aumenta la resistencia interna. Generalmente, el aumento de la resistencia y la pérdida de capacidad son dos consecuencias directamente relacionadas con el envejecimiento, para definir el grado de envejecimiento o estado de salud SoH se puede utilizar la siguiente formula [18,19] (Ec. 7.4):

$$\mathrm{SoH} = \frac{C_{NOW}}{C_{MAX}} * 100 \qquad \text{Ec. (7.4)}$$

Donde C_{NOW} representa la capacidad máxima disponible de la batería en el momento en el que se realiza la medición y C_N es la capacidad nominal de la batería, es decir, la C_{rated}.

Cabe destacar que por definición el estado de salud de la batería es el porcentaje de capacidad en Ah que una batería posee con respecto a su capacidad máxima o inicial.

Conforme la celda/batería es utilizada durante un largo periodo de tiempo, la C_{NOW} disminuye respecto a la C_{rated}. Distintos estudios indican que la forma más sencilla y extendida de calcular el SoH es simplemente calculando la relación porcentual entre la capacidad original frente a la capacidad remanente. Este método es el que usan los BMS para calcularlo.

El perfil de descarga de una batería recargable (batería secundaria) se ve afectada por el estado de salud de la batería. A menor estado de salud, más rápido se descargará la batería. La capacidad de una batería es la cantidad total de Ah disponibles cuando la batería se descarga a una determinada corriente de descarga (especificada con tasa de descarga c) desde un SoC del 100% hasta la tensión de corte (Voltaje cut-off). La capacidad se calcula multiplicando la corriente de descara en A por el tiempo de descarga en horas y disminuye al aumentar la tasa C.

Si se intentase descargar por debajo del voltaje de cut-off, el riesgo de daño aumentaría considerablemente, y la capacidad medida podría no ser precisa debido a la degradación resultante. Así que, resumiendo, el punto de referencia seguro y generalmente aceptado para medir la capacidad es el voltaje de cut-off, y no el 0% de estado de carga.

7.2.3 Estimación del SoH de una celda/batería en función de la medición de su impedancia

Alternativamente, para estimar el SoH de una celda/batería se puede utilizar espectroscopía de impedancia electroquímica (EIS, Electrochemical Impedance Spectroscopy) para obtener el valor de resistencia a partir de la impedancia de la celda a distintas frecuencias. Al igual que ocurría con la resistencia interna, a medida que una celda/batería se degrada, su impedancia interna se incrementa. Para medir la impedancia interna se utiliza la corriente alterna a diferentes frecuencias. El EIS es una solución compleja, por este motivo en ciertas ocasiones puede no adaptarse a las necesidades de cada BMS ni a las condiciones de funcionamiento de la batería.

La impedancia de una batería es la combinación entre la resistencia interna y la reactancia, la impedancia es la suma de la resistencia interna (L) y de la reactancia (C). La conexión paralela de resistencia y capacitancia, llamado elemento RC, es uno de los elementos más comunes en el modelado de impedancia electroquímica.

Los datos de impedancia se ajustan a un circuito equivalente que representa los procesos físicos. El ajuste del espectro de impedancia debe realizarse en ambos partes, real e imaginaria.

La espectroscopia de impedancia electroquímica (EIS) es una técnica de análisis no invasiva para medir los parámetros de la celda de la batería que establecen modelos de estructuras debido al SoC, SoH, envejecimiento, temperatura, defectos internos, etc. EIS se basa en el hecho de que los procesos de pérdida electroquímica ocurren en un amplio rango de frecuencias, y como cada proceso tiene su propia constante de tiempo, EIS puede aislar la mayoría de estos procesos. Mediciones EIS se realizan en un amplio rango de frecuencia desde varios kHz hasta varios mHz para obtener un espectro de impedancia característico.

Las mediciones EIS incluyen la aplicación de pequeñas señales de voltaje o corriente sinusoidales a celdas electroquímicas y sistemas de medición de reacciones en amplitud y fase (real y partes imaginarias) para determinar la impedancia de la celda. La impedancia compleja contiene información sobre la amplitud y fase entre las señales de voltaje y corriente para cada frecuencia diferente.

Al aplicar un voltaje de corriente alterna al sistema y medir la corriente resultante, se obtienen los espectros de impedancia, los cuales pueden proporcionar información sobre los procesos electroquímicos que ocurren en el interior del sistema.

7.2.4 Estimación del SoH de una celda/batería :Métodos estadísticos

Como se ha indicado anteriormente los **métodos estadísticos** son fácilmente ajustables a diferentes baterías y pueden utilizarse para dar una diagnosis de salud de la batería en tiempo real. Pero este tipo de métodos necesitan una gran cantidad de datos efectivos.

En la última década, se han realizado grandes esfuerzos para conseguir una estimación precisa del SoH de la batería y se han logrado avances considerables. Por ejemplo, se han desarrollado técnicas de aprendizaje automático bien diseñadas para la estimación del SoH de las baterías mediante algoritmos paramétricos y no paramétricos [20]. Para validar y probar los modelos de aprendizaje automático se utilizó un amplio conjunto de datos de 179 celdas. El modelo, que alcanzó un error porcentual cuadrático medio del 0,45% en la capacidad calculada (Ah), utilizó la adaptación de las técnicas de gestión de la incertidumbre-error de calibración y medida de la precisión.

La **estimación de la RUL** (Remaining Useful Life) es otro parámetro utilizado para medir el SoH. Este parámetro suele ser el número de ciclos completos de carga-descarga completos que quedan antes del final de su vida útil. Se llevó a cabo un estudio para analizar el uso de herramientas basadas en datos para para predecir y clasificar las celdas según su ciclo de vida de uso, utilizando para ello un conjunto de datos formado por 124 baterías de iones de litio [21]. En este caso, el modelo de aprendizaje automático presentó un error del 9,1% al utilizar los 100 primeros ciclos para predecir la vida útil de las celdas en condiciones de carga rápida.

El modelo de predicción temprana propuesto y la técnica de aprendizaje automático utilizando la **optimización Bayesian** demostraron buenos resultados a la hora de lograr una predicción precisa de la vida útil del ciclo final y la optimización de parámetros de los protocolos de carga [22]. Derivada del marco Bayesano, la **regresión de procesos Gausianos** (GPR, Gaussian process regression) es otra técnica probabilística de aprendizaje automático comúnmente utilizada para el diagnóstico y pronóstico de baterías. Por ejemplo, la degradación de baterías de ion litio se ajustó mediante la selección sistemática de la **función Kernel** para el modelo GPR [23].

En la última década, una rama emergente de la AI (Artificial Intelligence, Inteligencia artificial) denominada **aprendizaje profundo (DL, Deep Learning)** está siendo utilizada por distintos investigadores [24,25]. Por ejemplo, se propuso un modelo codificador-decodificador basado en deep learning entre los datos de carga de la batería y el SoH correspondiente [26]. Los resultados experimentales muestran que las arquitecturas de redes neuronales híbridas tienen buena transferibilidad para diferentes tipos de baterías. Más recientemente, el **aprendizaje por transferencia** (transfer learning) (en esta metodología se utiliza un modelo de alguien que puede servir porque está analizando algo similar) ha demostrado ser preciso para predecir el estado de salud de la batería para protocolos de descarga de baterías [27]. El modelo puede predecir de forma adaptativa el **estado de salud de la batería (capacidad y RUL)** basándose en el modelo de aprendizaje por transferencia pre-entrenado utilizando un amplio conjunto de datos compuesto por 77 celdas. Estos estudios demostraron que el aprendizaje basado en el conocimiento del dominio proporciona herramientas para aprendizaje del complejo sistema de baterías. Sin embargo, los modelos puramente basados en datos pueden ajustarse muy bien a los datos observados, pero las proyecciones pueden no ser tan precisas debido a extrapolaciones o sesgos

observacionales. Por lo tanto, una dirección prometedora que abre un nuevo mundo para el aprendizaje inteligente en los sistemas multifísicos y multiescala es el **aprendizaje automático informado por la física (PIML, physics-informed machine learning),** que puede satisfacer automáticamente algunas de las invariantes físicas mediante la incorporación física y conocimientos de dominio relacionados en el aprendizaje automático [28]. Este **aprendizaje automático informado** también se denomina **redes neuronales informadas por la física (PINN, Physics-informed neural networks)** cuando se aplican leyes físicas a redes neuronales especializadas [29].

En aplicaciones para investigación de baterías, el PIML **ha demostrado ser una poderosa herramienta para aprender sistemas electroquímicos no lineales de forma supervisada y basada en datos, desde la estimación del estado del electrodo** [30] hasta el pronóstico no destructivo del SoH de la batería [31,32]. **Estos estudios han demostrado que la combinación de la generación de datos con el aprendizaje automático ofrece grandes oportunidades para aprender y predecir el comportamiento de las baterías.** Sin embargo, debido a la complejidad del modelo y al coste informático, nos podemos plantear la siguiente pregunta: ¿cómo acelerar la transferencia de tecnología del mundo académico a las aplicaciones industriales?.

Teniendo en cuenta la situación actual de las aplicaciones de vehículo eléctrico que ofrecen pocos parámetros en función del tiempo (por ejemplo, voltaje, corriente y temperatura) y teniendo en cuenta la limitada potencia de cálculo de los sensores a bordo, se necesitan métodos que ofrezcan herramientas más eficaces y sencillas a bordo. En este sentido, la capacidad incremental (IC, Incremental Capacity) y el voltaje diferencial (DV, Differential Voltage) se utilizaron la década pasada. Los métodos diferenciales han demostrado ser una herramienta poderosa para identificar los mecanismos de degradación y cuantificar el grado de degradación de una gran variedad de baterías comerciales de ion litio: LiNiCoAl (NCA) [33], LiNiMnCo (NMC) [34–37], $LiFePO_4$ (LFP) [38–40], $LiMnO_2$ composite (LMO/NMC) [41], and $LiCoO_2$ (LCO) [42].

Los estudios han demostrado que las **características (p. ej., la ubicación de los picos**) extraídas de las curvas diferenciales pueden reflejar eficazmente los modos y mecanismos de degradación: **pérdida de conductividad, pérdida de material activo y pérdida de litio** [43,44]. La combinación de características IC/DV y los métodos basados en datos han demostrado ser muy útiles para lograr una estimación precisa del SoH de la batería en aplicaciones reales, que se analizan a continuación.

En la siguiente figura 7.8 [45], se muestra que la BMS proporciona herramientas para supervisar y controlar en tiempo real las celdas y el pack de baterías del vehículo eléctrico. Utiliza para ello los datos registrados por los sensores (tensión, corriente y temperatura) para estimar el estado de la batería (SoC (State of Charge), SoH (State of Healdth) and SoS (State of Safety)) basándose en modelos preentrenados. El equilibrado de celdas y la gestión térmica que proporciona el BMS son fundamentales para el funcionamiento seguro del sistema de baterías. Los datos de campo pueden registrarse y subirse a la nube.

Si el BMS sube los datos a la nube ofrece oportunidades para el aprendizaje del complejo sistema de baterías utilizando enfoques de aprendizaje automático basados en datos, seguidos del procesamiento de datos y la ingeniería de datos. Los modelos basados en datos en la nube ofrecen una vía viable de análisis e interpretación de herramientas de aprendizaje para la evaluación del rendimiento de la batería, pudiendo generar así informes de diagnóstico, que desempeñan

funciones clave en la optimización de protocolos utilizados en los pronósticos y gestión de la salud de la batería.

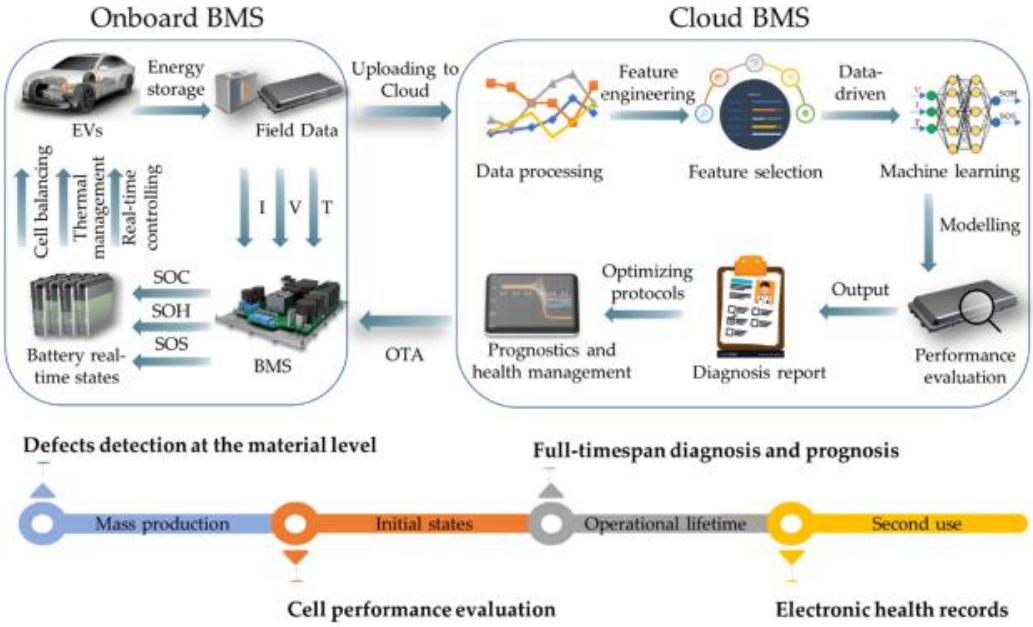


Fig. 7.8. *Bucle cerrado para el pronóstico y gestión de la salud de la batería [45].*

Los estudios de investigación analizados anteriormente aportan conocimientos sobre el mecanismo físico y ofrecen herramientas para la exploración metodológica. Sin embargo, lo que interesa es el rendimiento de la batería en condiciones reales, para ello se van a llevar pruebas de diagnóstico y pronóstico del pack de baterías de vehículos eléctricos utilizando para ellos los datos extraídos de dichas baterías.

El **aprendizaje de sistemas multifásicos** (learning multiphysics systems) mediante técnicas basadas en datos puede resultar caro desde el punto de vista informático. El almacenamiento y la modelización de macrodatos es costoso y lento, lo que hace que resulten costosos desde el punto de vista operativo para los BMS a bordo. Aquí es donde entran en juego las **soluciones basadas en la nube** [46,47]. Las soluciones basadas en la nube que utilizan datos de campo de la batería del vehículo con la debida protección de la privacidad [48] ofrecen nuevas oportunidades para el diagnóstico de la batería en aplicaciones reales de vehículos eléctricos. En 2011 se creó en Pekín (China) una plataforma denominada **Service and Management Center for Electric Vehicles (SMC-EV)** [49]. Su función principal es apoyar el análisis en profundidad y la investigación sobre los sistemas de baterías mediante la recopilación de los datos de funcionamiento de los VE, como el **voltaje y la temperatura**. Desde que se creó el Centro de Servicio de Datos, se han realizado una serie de estudios que cubren un número significativo de fallos en las baterías. Por ejemplo, se ha desarrollado una técnica de aprendizaje para el diagnóstico de fallos en los sistemas de baterías [50]. Está técnica pude detectar eficazmente la tensión anómala utilizando una estrategia de cribado multinivel. Además, el enfoque estadístico verifica la hipótesis de que la frecuencia de averías en las baterías se reduce drásticamente a baja temperatura (invierno).

Los investigadores en general no tienen acceso a grandes bases de datos de baterías de vehículos eléctricos recogidas por los fabricantes de batería, las compañías de automóviles y los centros de monitorización a nivel nacional. Estos datos podrían ser utilizados por los investigadores de todo el mundo como conjuntos de datos para acelerar la adopción de machine learning (aprendizaje automático) y la inteligencia digital en las aplicaciones de baterías de automoción. Sin embargo, la investigación actual sobre técnicas basadas en datos para el diagnóstico y el pronóstico de baterías no puede utilizar esos datos debido a la propiedad y privacidad de las empresas que generan los datos durante el funcionamiento diario de los vehículos eléctricos. Con la mejora de la potencia de cálculo y la capacidad de almacenamiento de datos de campo que pueden cargarse en una nube, se presentan nuevas oportunidades a investigadores e ingenieros para que puedan desarrollar tecnologías de diagnóstico y pronóstico para la gestión de toda la vida útil de las baterías. Por ejemplo, se generó un amplio conjunto de datos de 147 vehículos en condiciones reales [51]. El resultado demostró que los datos de carga diarios (tensión, corriente y temperatura frente al tiempo) con un intervalo de muestreo de 30 segundos son capaces de cartografiar el proceso de envejecimiento de las baterías.

Otro ejemplo fue la estimación del SoH de una batería mediante **modelos de redes neuronales** basada en los datos recogidos por el Centro de Investigación y Monitorización de Vehículos Eléctricos de Shanghai [52]. En este caso, se extrajeron cuatro características de los datos históricos de funcionamiento, como el **kilometraje acumulado de los vehículos** durante el ciclo de la batería, la **intensidad de los rangos de SoC** y la **distribución de las temperaturas de las celdas**. Los resultados mostraron que los métodos analíticos utilizados presentaban un error relativo del 4,5% para los 700 vehículos analizados (300 vehículos eléctricos puros (EV, Electrical Vehicles) y 400 vehículos híbridos (HEV, Hybrid Electrical Vehicles) con celdas tipo NMC) con los datos recogidos en una plataforma de big data para diferentes modos de conducción.

Otro estudio ha demostrado que las redes neuronales basadas en características pueden establecer eficazmente la relación entre el nivel de envejecimiento de la batería (valores del tercer pico de las curvas IC) y las características de funcionamiento en condiciones reales (kilometraje acumulado de los vehículos, SoC inicial, corriente de carga y temperatura medias de funcionamiento de los sistemas de baterías de autobuses) [53]. En este contexto de de diagnóstico de baterías basado en de la nube, el equipo de investigación logró una estimación y predicción precisas del SoH de los sistemas de baterías utilizando los datos de campo procesados en una plataforma en la nube. Se ha demostrado que el aprendizaje automático basado en características (análisis de IC y DV) es robusto y altamente compatible con diferentes ciclos de carga y descarga, tras un adecuado procesamiento de datos, que incluye el diseño de filtros para la eliminación de ruido en los datos almacenados y la extracción de características de los datos de campo.

7.2.5 Estimación del SoH de una celda/batería : Soluciones a los métodos actuales

Actualmente la determinación del SoH se basa en sólo dos índices (resistencia y capacidad) pero estos índices no representan a la batería/celda en su totalidad. Por lo que hay que identificar más índices que influyan sobre el estado de salud de la batería y establecer una relación global entre el SoH de la batería y estos índices. Como se ha indicado anteriormente, las técnicas que existen actualmente para estimar el SoH requieren mucho tiempo o son muy complejas desde el punto de vista computacional. Por lo que faltan modelos fiables que relacionen SoC, SoH y temperatura de funcionamiento de la batería.

En este apartado se va a intentar identificar otros índices que puedan utlizarse para estimar el SoH de la batería y establecer una única ecuación que relacione todos estos índices con el SoH. La estimación precisa del estado de salud (SoH) es crucial para optimizar la vida útil de las células de Li-ion y para garantizar la seguridad de estas baterías

La exactitud en la estimación y cálculo del SoH de una batería es un problema existente, por un lado, el vehículo no se detiene para evaluar la capacidad de la batería, tal como se puede evaluar en un entorno de ensayo y por otro lado los factores ambientales como la temperatura ambiente tienen una elevada influencia sobre el SoH, pero actualmente no se conoce la relación exacta entre capacidad de batería y temperatura ambiente.

Por otro lado, las condiciones de conducción, el tiempo, el comportamiento del conductor también tienen una elevada influencia sobre el estado de salud de la batería.

Existen distintas formas de estimar el SoH que incluyen una combinación de la **capacidad** y la **resistencia interna** [53]. Además, no se puede estimar el SoH de la misma manera para todas baterías ya que va a depender de la **química** de estas, por lo que este factor también hay que considerarlo. Incluso para una misma química, el tipo de electrodo utilizado hace que se comporten de manera diferente. Los electrodos y el electrolito determinan el comportamiento de la batería. Por otro lado, la **temperatura de operación** también juega un papel importante

Sin embargo, existen otros índices como la porosidad de los electrodos [54], la tensión en los bornes [55] que también pueden utilizarse para calcular el SoH de la batería además de la capacidad y la resistencia interna.

Es muy importante establecer una relación matemática entre el SoF (State of Function, estado de funcionamiento), SoH y el SoC y la temperatura de funcionamiento de una batería. No exite un clara relación matemática entre el SoC, el SoH y el SoF [56,57].

Resumiendo, hay uan serie de parámetros que afectan a la salud de la batería en un momento deteriminado, los más imortantes son: temperatrua de funcionamiento, ciclado de carga y descarga, profundidad de descarga, sobrecarga, tasas de carga y descarga y el envejecimento natural.

- **Temperatura de funcionamiento**: Si la batería opera a una temperatura por encima de la temperatura máxima de funcionamiento indicada por el fabricante, la salud de la batería se degrada exponencialmente. Del mismo modo si al temperatura se encuentra por debajo

de la temperatura minima de funcionamiento, la salud de la batería disminuye. A menudo esta relacionado con la disminución de la capacidad de la batería [58].

- **Ciclado de carga y descarga**: Durante la descarga los iones de litio se desplazan desde el cátodo al electrolito y el el ion de litioo del eletrolito se desplaza al ánodo y libera un electrón. Este proceso se inverte durante la carga. En este proceso se roduce rotura o desgaste del electrodo y provoca perdida de capacidad [59]

- **Profundidad de descarga:** Si se produce una descarga profunda se producen daños irreversibles en la química de la batería , por ejemplo, si se descarga por debajo del valor de tensión de corte, esto también implica un riesgo porque puede producirse cortocircuito de los electrodos debido a la disociación del electrolito [60] La carga y descarga parcial también disminuye la salud de la batería.

- **Sobrecaga:** La sobrecarga provoca la descomposición del electrolito debido a que el potencial a través de los electrodos supera el límite máximo de la batería completamente cargada. Esto provoca una pérdidade capacidad y un aumento de la resistencia interna de la batería [61].

- **Tasa de carga/descarga:** La tasa de carga o descarga juega un papel importante en el envejecimiento de la batería. Si la corriente utilizada para cargar es muy alta la batería alcanza rápidamente su tensión máxima. Sin embargo, esto provocaría la formación de sustancias químicas irreversibles en el electrolito.Estas corrientes de carga elevadas también afectan a los electrodos agrietándolos porque no son capaces de acomodar los iones que se mueven a tan alta velocidad.Todos estos efectos combinados provocan una disminución de la capacidad y un aumento significativo de la resistencia interna de la batería [62].

- **Envejecimiento de calendario o natural:** El envejecimiento de calendario se define como la disminución de la capacidad de la batería para proporcionar la energía que era capaz de proporcionar cuando cuando era nueva. Esto suele ocurrir a medida que se utiliza la batería con el paso del tiempo, debido a la disminución de la potencia de los productos químicos que se utilizan en el desarrollo de la celda. También implica la formación de una una capa sobre el electrodo que impide que éste reaccione inmediatamente con el electrolito para producir corriente. Lo que requiere cierto potencial para superar y romper la capa antes de que la celda pueda utilizarse. Esto provoca la disminución de la capacidad de la celda. Otro factor similar al envejecimiento natural es el concepto de autodescarga. Si una batería se almacenada durante un largo periodo, por ejemplo de 6 meses a 1 año, sin uso, las sustancias químicas del interior de la celda tienden a reaccionar entre si muy lentamente para formar algún producto químico irreversible. Esto generalmente afecta a la capacidad de la batería y también aumenta la resistencia interna de la celda. Sin embargo, el efecto de envejecimiento no es significativo en comparación con los factores anteriormente [63].

Partiendo del cálculo del estado de salud a partir de la pérdida de capacidad, se va a intentar introducir la dependencia de los factores anteriormente indicados. Gran parte de la bibliografía

existente ha adoptado una fórmula que cuantifica la pérdida de capacidad porcentualmente y que calcula el SoH con la siguiente ecuación (Ec. 7.5):

$$\mathrm{SoH} = 100 - C_{loss,\%} \quad \text{(Ec.7.5)}$$

No obstante, distintas investigaciones no coinciden a la hora de utilizar una ecuación que represente la pérdida de capacidad de una batería, así como tampoco coinciden a la hora de establecer las variables que se van a considerar como parámetros que influyen en el cálculo de la pérdida de capacidad. Se va a intentar establecer una ecuación que sirva para cualquier modelo de batería y para cualquier química de esta.

$C_{loss,\%}$ se obtiene de la suma de los dos tipos diferentes de pérdida de capacidad (Ec. 7.6), una por ciclado y otra por envejecimiento. La primera pérdida de capacidad es el debida a los ciclos de carga y descarga a los que se haya sometido la batería y la segunda pérdida de capacidad es debida al factor temporal, es decir al envejecimiento de la batería.

$$C_{loss,\%} = C_{cal,\%} + C_{cicl,\%} \quad \text{(Ec.7.6)}$$

A continuación, se detalla cómo calcular la pérdida de capacidad calendaria, por envejecimiento natural teniendo en cuenta distintos factores [64,65,66]:

$$C_{cal,\%} = f * e^{g*SOC} * e^{\frac{h}{T}} * t^{0.5} \quad \text{(Ec.7.7)}$$

Esta fórmula, ecuación de Arrehnius, para calcular la pérdida de capacidad por envejecimiento es ampliamente aceptada por la ecuación científica, dónde:

$C_{cal,\%}$ es la pérdida de capacidad debido al envejecimiento (%)

f,g,h son constantes que dependen de la química de la batería que hay que determinar experimentalmente

SoC es el estado de carga de la batería. En estado de reposo los SoC más elevados producen mayor pérdida de capacidad que los SoC más bajos, por lo tanto, es lógico que el envejecimiento tenga una dependencia exponecial del SoC como se ha demostrado en varias investigaciones.

T es la temperatura. La pérdida de capacidad depende exponencialmente de la T. Para que un aumento de T produzca un aumento de del envejecimiento, la constante h debe ser negativa.

t es el tiempo (transcurso del tiempo tanto si la batería está siendo usada o no). Por lo que es lógico que la pérdida de capacidad sea proporcional al tiempo. El exponente al que esta elevado el tiempo, distintos autores los sitúan entre 0,5 y 1, pero se ha establecido en la ecuación 0,5 porque era el exponente que más se adaptaba a los resultados obtenidos con la batería ensayada (batería de NMC).

Aunque la ecuación 7.7 es la que se está utilizando ampliamente, pueden encontrarse algunas variaciones propuestas por otras investigaciones.

A continuación, se propone una ecuación para calcular el envejecimiento por uso, la siguiente ecuación detalla cómo calcular la pérdida de capacidad cíclica, debido al uso:

$$C_{cicl,\%} = (a * T^2 + b * T + c) * e^{(d*T+e)*C_{rate}} * DoD * ciclos * Cmax \quad \text{(Ec.7.8)}$$

dónde:

$C_{cicl\%}$ es la pérdida de capacidad debido al uso (%)

a,b,c,d,e son constantes que dependen de la química de la batería que hay que determinar experimentalmente

C_{rate} es la tasa de descarga

DoD Profundidad de descarga

ciclos número de ciclos que ha realizado la batería

C_{max} Capacidad máxima de la batería

Como se muestra en un estudio llevado a cabo [67] solamente 8 autores han propuesto una ecuación para calcular el envejecimiento por uso, de entre todas las ecuaciones se ha considerado que la que más se adapta al comportamiento real de las celdas es la ecuación 7.8. La última parte de la ecuación compuesta por el factor DoD*ciclos*Cmax, se obtiene de otro estudio llevado a cabo para una química LFP [68], pero después se aplicará un factor corrector para adaptarlo a la química NMC que es la batería que se está utilizando a lo largo de esta tesis.

Pero para poder hacer uso de los modelos teóricos se requiere un trabajo previo de parametrización. Existe abundante bibliografía en la que se han llevado a cabo mediciones controladas para conseguirlo.

A través de la herramienta Excel, se han verificado los resultados del modelo con los diferentes parámetros bajo diversas condiciones. Dado que el vehículo BMW i3, utilizado en las pruebas de conducción mostradas en el capítulo 6, utiliza una batería de química NMC (Níquel, Manganeso y Cobalto), se va a pretender encontrar la parametrización que mejor se ajuste a los datos empíricos de dicho vehículo. Una de las parametrizaciones realizadas destacó claramente por su precisión [69], mientras que las demás resultaron muy inexactas. Por lo tanto, se ha seleccionado esta parametrización, aunque queda abierta a futuras verificaciones y mejoras conforme se disponga de más datos para aproximarse aún más al comportamiento real. Por lo que la ecuación que se va a presentar va a ser útil para química NMC pero si cambia la química de la batería habrá que realizar pruebas para obtener los parámetros que se adapten a la nueva química.

La ecuación propuesta en este estudio para evaluar el SoH es la siguiente:

$$SoH = 1 - ((aT^2 + bT + c)\, e^{(dT+e)\,Crate}\, DoD\; ciclos\; Cmax + f\, e^{g\,SoC} e^{h/T} t^{0,5} \quad \text{……(Ec.7.9)}$$

Utilizando las siguientes constantes para la química de celda NMC [69]:

		NMC
Envejecimiento cíclico	**a**	**$1{,}2787*10^{-7}$**
	b	**$-7{,}6845*10^{-5}$**
	c	**0,0116**
	d	**0,0065**
	e	**-1,3745**
Envejecimiento cronológico	**f**	**$1{,}1363*10^{12}$**
	g	**4,6996**
	h	**$-1{,}0772*10^{4}$**

Tabla 7.3. *Valores de las constantes para la química de una celda NMC.*

Es muy importante y necesario determinar el SoH de una batería para determinar el valor residual del vehículo después de un siniestro o también para certificar el estado en el que se encuentra la batería de un vehículo eléctrico de segunda mano, ya que en función de su SoH dicho vehículo tendrá un valor u otro.

Hay que tener en cuenta que la Unión Europea ha reforzado su estrategia en torno a las baterías aprobando una regulación específica, Reglamento UE 2023/1542 relativo a pilas y baterías y sus residuos, destacando dentro de la misma la creación de un "pasaporte digital" (Battery Passport). Para las baterías de más de 2 kWh, como las utilizadas en los vehículos eléctricos, introducidas o puestas en el mercado a partir del 18 de febrero de 2027, se requerirá un pasaporte digital. Este pasaporte no solo incluirá información técnica, sino también datos sobre el desempeño ambiental de la batería.

El pasaporte digital permite a la UE ejercer un control más riguroso sobre el mercado de baterías, asegurando que cumplen con los estándares de sostenibilidad y facilitando una economía más circular y transparente, mejorando la transparencia, trazabilidad y sostenibilidad en la cadena de valor de las baterías, desde la extracción de las materias primas hasta la producción, el uso y el reciclaje. Además, este sistema digital no solo ayuda a los fabricantes a cumplir con las regulaciones ambientales y de sostenibilidad, sino que también proporciona a los consumidores y otros actores interesados una visión clara y detallada del impacto ambiental y social de las baterías que utilizan.

En dicho pasaporte digital aparecerá entre otra información el estado actual de la batería, incluyendo capacidad residual, estado de salud SoH y estado de carga SoC. Por lo tanto, en las baterías de vehículos eléctricos, deberá ser **posible que el usuario final o cualquier tercera parte que actúe en su nombre determine en cualquier momento el estado de salud y la vida útil prevista de la batería a partir de los datos almacenados en el sistema de gestión de baterías. Debe concederse acceso de solo lectura a esos datos en todo momento a la persona que haya comprado la batería o a cualquier tercero que actúe en su nombre para evaluar el valor residual de la batería, facilitar su preparación para la reutilización, preparación para la adaptación, adaptación o remanufacturación o poner la batería a** disposición de agregadores independientes, tal y como estos se definen en la Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo.

Con la ecuación propuesta para la estimacióndel SoH de la batería de un vehículo eléctrico se pretende realizar comprobaciones con vehículos reales en circulación. Una vez obtenida dicha estimación se comparará con los datos de SoH que facilita el equipo de diagnosis multimarca y con los datos que se obtienen con un equipo específico que permite calcular el SoH realizando una carga completa de la batería, utilizando la ecuación Ec.7.4.

7.3 Análisis de la depreciación de la batería de alto voltaje en función de su estado de salud (SoH)

Para obtener la depreciación de la batería de un vehículo eléctrico se ha procedido como se detalla a continuación:

1. **Precio vehículo eléctrico con baterías de ion litio con SoH distinto al 100%:** Se elabora una lista de vehículos eléctricos de los que conocemos su precio y el SoH de la batería de tracción de ion litio, en dicha lista se ha incluido también las características del modelo del vehículo y la capacidad original de la batería en Ah.

2. **Precio batería de ion litio con SoH 100%:** A partir de esta lista de vehículos anterior, se analiza en AUDATEX o en GT ESTIMATE el precio de la batería de tracción de ion litio de esos vehículos (en este caso al ser un vehículo nuevo la batería tiene un SoH del 100%).

3. **Precio vehículo eléctrico nuevo:** Se busca en GANVAM libro blanco el precio de los vehículos que aparecen en la lista, para ello se ha considerado el precio máximo de dicho vehículo entre el año 2023 y el año 2024.

4. **Relación entre el precio del vehículo y el precio de la batería:** Con los datos obtenidos en el punto 2 y el punto 3 obtengo la relación que existen entre el precio del vehículo y el precio de la batería de alto voltaje, es decir, del total del precio del vehículo que porcentaje supone el precio de la batería de tracción de alto voltaje.

5. **Una vez obtenida la relación que existe entre el precio del vehículo y el precio de la batería, en el momento de primera adquisición, es decir cuando el vehículo es nuevo y la batería tiene un SoH del 100%, suponiendo que dicha relación se mantiene constante, nos permitirá calcular a partir de los datos del punto 1, el precio de la batería de tracción para distintos SoH de la misma.**

Este análisis permitirá obtener una curva que relacione el precio de la batería de alto voltaje con su estado de salud SoH y para distintos modelos de batería.

En primer lugar, se procedió a analizar el precio de venta de distintos vehículos eléctricos de segunda mano a partir de una página web [70], hay que tener en cuenta que esta página web es de Nueva Zelanda, pero es la única fuente que se ha encontrado en la que hay un cierto volumen de ventas de vehículos eléctricos de segunda mano en los que se facilite información sobre el SoH de su batería de tracción.

Se ha elaborado una base de datos a partir de esta página web, seleccionando aquellos datos que interesan. Dicha base de datos contiene información sobre varios modelos y marcas de vehículo

eléctrico, en concreto: Tesla Model S, Tesla Model X, Mitsubishi Outlander y Nissan Leaf (Model Year (MY) 2018, 2019 y 2020). Como se va a poder observar a continuación, en el estudio solo se ha analizado el vehículo Nissan Leaf por que para el resto de las marcas y modelos no existe información sobre el estado de salud de la batería.

A continuación, se muestran los resultados obtenidos para cada uno de los MY del vehículo Nissan Leaf analizado.

1. Nissan Leaf ZE1 G 2018 40 kWh

La plataforma de venta de vehículos eléctricos de segunda mano analizada [70] cuenta en concreto con una variedad de 11 modelos del Nissan Leaf ZE1 del MY2018, de los que se facilita el estado de salud (SoH) de su batería de tracción.

Se muestra a continuación la información facilitada para cada vehículo analizado:

2018 Model Nissan Leaf ZE1 40 kWh G Spec
250 +kms range
Two bar can be fitted
Semi-autonomous Pro Pilot System

Con estos datos que identifican al vehículo se procede a buscar en AUDATEX el precio de la batería de tracción de dicho vehículo, la opción de vehículo escogido en AUDATEX, teniendo en cuenta el modelo de vehículo y la capacidad de la batería, para realizar la consulta se detalla a continuación:

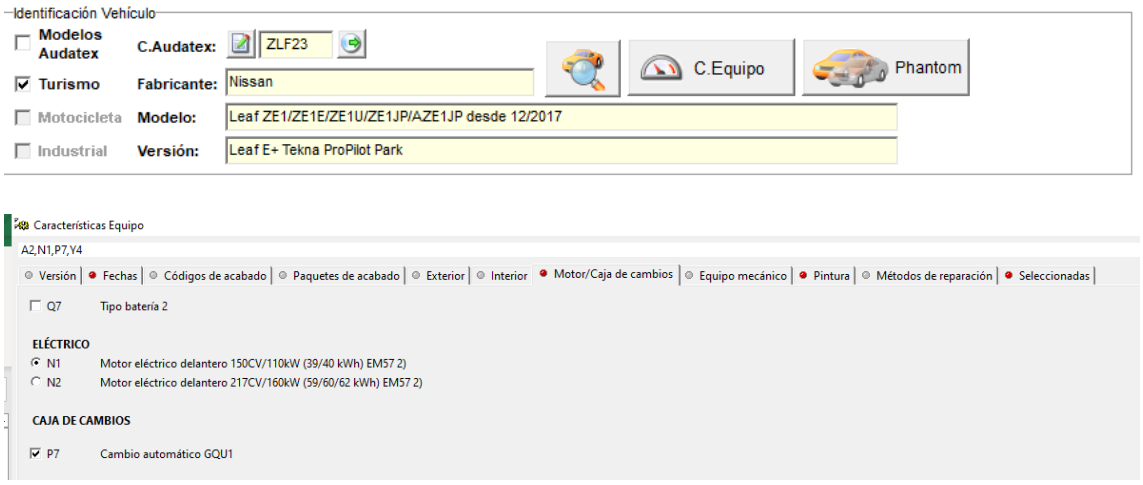


Fig. 7.9. *Imagen del software AUDATEX en el que se muestra la ventana en la que se selecciona el vehículo para realizar la consulta del precio de los recambios, en el caso que nos ocupa, del precio de la batería de tracción. Fuente: AUDATEX.*

En las siguientes imágenes se muestra la ubicación de la batería de tracción, que se encuentra en la parte inferior debajo de los asientos y el despiece de dicha batería en el que aparece la batería (señalada en rojo) y el resto de los elementos que la acompañan.

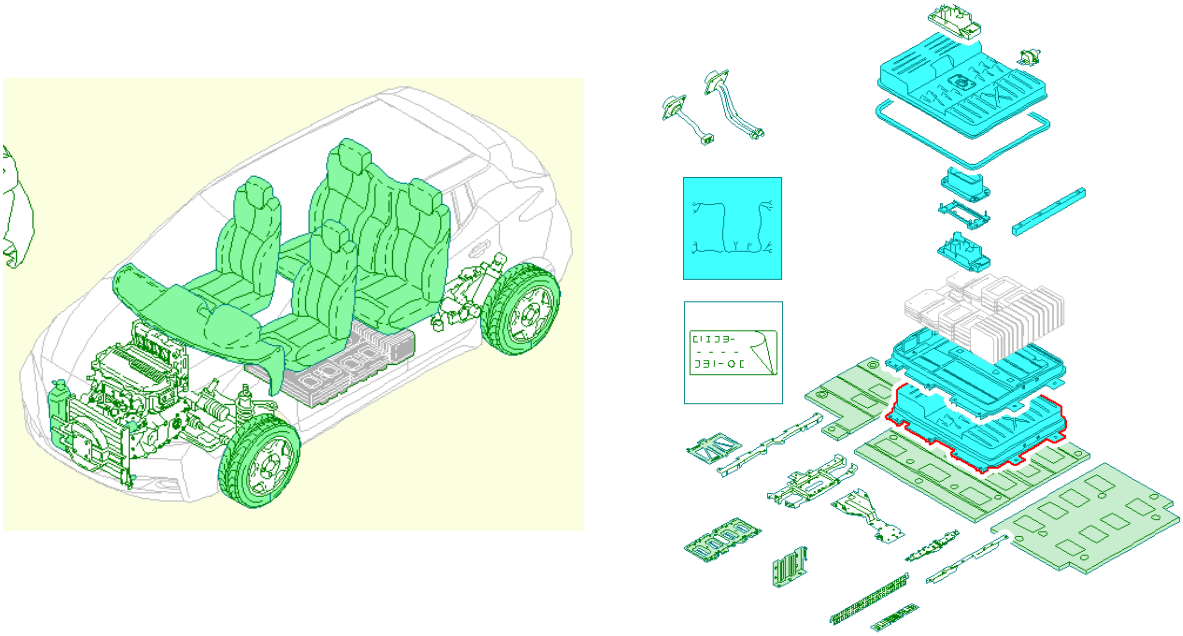


Fig. 7.10. *Imagen de la ubicación de la batería de tracción en el vehículo Nissan Leaf MY2018 analizado (izquierda) y despiece de dicha batería (señalada en rojo) con el resto de los componentes (derecha). Fuente: AUDATEX.*

En el informe de valoración generado por AUDATEX aparece el precio del conjunto de la batería de alto voltaje con fecha de tarifa 1/10/2023 (última actualización de precio comunicada por el fabricante) que suma un total de 14.290 € (sin IVA incluido).

PIEZAS SUSTITUIDAS FECHA TARIFA 01/10/2023

POS. D.B.	DESCRIPCIÓN	REFERENCIA	CANTIDAD	DTO	PRECIO
4089	BATERIA PRINCIPAL	295B0 5SL5A	1,00		14.290,28
TOTAL PIEZAS					14.290,28

Fig. 7.11. *Extracto obtenido del informe de valoración generado por AUDATEX del vehículo Nissan Leaf MY2018 analizado en el que aparece el precio de la batería de tracción de alto voltaje.*

A continuación, se ha extraído de GANVAM el precio actual de venta del vehículo Nissan Leaf MY2018, y el resultado que indica, desconociendo si es la variante ProPilot, es de 31.665 €.

Modelo exacto	Valor	Cilindrada	Puertas	Potencia	Inicio comerc.	Fin comerc.
Leaf eléctrico Tekna Aut. 150	31665 €	0 cc	5 puertas	150 cv	2018	9999

Fig. 7.12. *Precio del vehículo Nissan Leaf MY 2018 analizado obtenido de la página de GANVAM [71].*

Teniendo en cuenta como inputs el precio del vehículo analizado obtenido de GANVAM y el precio de la batería de tracción de dicho vehículo obtenido de AUDATEX, nos da la relación entre dichos precios, también hay que considerar el precio del vehículo con una batería con un estado de salud diferente al 100%, con estos tres inputs se puede calcular el precio de su

batería. Todos estos cálculos especificados anteriormente se muestran en la siguiente tabla, que nos permite obtener el % de la depreciación de la batería.

Marca	Modelo	Año	Energía[1] (kWh)	SOH[1]	Precio Coche Original[2] (€)	Precio Batería Original[3] (€)	Proporción (%)	Precio coche Segunda Mano (€)	Precio Batería Segunda Mano (€)	Depreciación (%)
Nissan	LEAF ZE1 G	2018	40	87	31665	14290	**45,13%**	11918,34	**5378,59**	**62,36%**
Nissan	LEAF ZE1 G	2018	40	87,3	31665	14290	**45,13%**	12517,11	**5648,81**	**60,47%**
Nissan	LEAF ZE1 G	2018	40	87,7	31665	14290	**45,13%**	15682,03	**7077,09**	**50,48%**
Nissan	LEAF ZE1 G	2018	40	87,85	31665	14290	**45,13%**	15910,13	**7180,03**	**49,75%**
Nissan	LEAF ZE1 G	2018	40	88	31665	14290	**45,13%**	15682,03	**7077,09**	**50,48%**
Nissan	LEAF ZE1 G	2018	40	88,2	31665	14290	**45,13%**	16537,41	**7463,12**	**47,77%**
Nissan	LEAF ZE1 G	2018	40	88,4	31665	14290	**45,13%**	15682,03	**7077,09**	**50,48%**
Nissan	LEAF ZE1 G	2018	40	88,9	31665	14290	**45,13%**	15682,03	**7077,09**	**50,48%**
Nissan	LEAF ZE1 G	2018	40	90	31665	14290	**45,13%**	12830,75	**5790,35**	**59,48%**
Nissan	LEAF ZE1 G	2018	40	92,5	31665	14290	**45,13%**	15282,85	**6896,95**	**51,74%**
Nissan	LEAF ZE1 G	2018	40	93	31665	14290	**45,13%**	14199,36	**6407,99**	**55,16%**

Tabla 7.4. *Cálculo de la depreciación de la batería del Nissan Leaf MY 2018 según su estado de salud SoH. Fuente: Elaboración propia.*

[1] https://www.voltvehicles.co.nz/cars-for-sale/

[2]GANVAM: ver Figura 7.12

[3]AUDATEX: ver Figura 7.11

En la tabla 7.4 aparecen los resultados (señalados en azul) obtenidos a partir de los datos introducidos para obtener la depreciación de la batería en función de su estado de salud SoH, el procedimiento de cálculo ha sido el siguiente:

- Primero se ha calculado la proporción existente entre el precio original del vehículo analizado y el precio original de la batería:

$$Proporción\ (\%) = \frac{Precio\ Batería\ Original\ (€)}{Precio\ Coche\ original\ (€)}\ x\ 100$$

(Ec.7.10)

- A continuación, se aplica esta proporción al precio del vehículo de segunda mano para obtener el precio de segunda mano de la batería:

$$Precio\ Batería\ Segunda\ Mano\ (€) = Precio\ Coche\ Segunda\ Mano\ (€)\ x\ Proporción\ (\%)$$

.(Ec.7.11)

- Una vez conocido el precio de la batería de segunda mano se calcula su depreciación:

$$Depreciación\ (\%) = \frac{Precio\ Batería\ Original\ (€) - Precio\ Batería\ Segunda\ Mano\ (€)}{Precio\ Batería\ Original\ (€)} x\ 100$$

..(Ec.7.12)

2. Nissan Leaf ZE1 G 2019 40 kWh

La plataforma de venta de vehículos eléctricos de segunda mano analizada [7] cuenta en concreto con tan solo dos modelos del Nissan Leaf ZE1 del MY 2019, de los que se facilita el estado de salud (SoH) de su batería de tracción.

Se muestra a continuación la información facilitada para cada vehículo analizado:

2019 Model Nissan Leaf ZE1 40 kWh G Spec
250 +kms range
Two bar can be fitted
Semi-autonomous Pro Pilot System

Por lo tanto, se ha seleccionado el mimo vehículo en AUDATEX que, en el caso anterior, por lo que se mantiene el precio de la batería original, 14.290 €.

Sin embargo, consultamos el mismo vehículo en GANVAM y en este caso el valor sí que es diferente, siendo el precio actual del vehículo Nissan Leaf MY2019, desconociendo si es la variante ProPilot, es de 34.770 €.

Modelo exacto	Valor	Cilindrada	Puertas	Potencia	Inicio comerc.	Fin comerc.
Leaf eléctrico e+ Tekna Aut.	34770 €	0 cc	5 puertas	218 cv	2019	9999

Fig. 7.13. *Precio del vehículo Nissan Leaf MY 2019 analizado obtenido de la página de GANVAM [71].*

Como en el caso anterior, teniendo en cuenta como inputs el precio del vehículo analizado obtenido de GANVAM, el precio de la batería de tracción de dicho vehículo obtenido de AUDATEX, y el precio del vehículo con una batería con un estado de salud diferente al 100%, se obtiene el valor de depreciación de la batería en función de su estado de salud.

Marca	Modelo	Año	Energía[1] (kWh)	SOH[1]	Precio Coche Original[2] (€)	Precio Bateria Original[3] (€)	Proporción (%)	Precio coche Segunda Mano (€)	Precio Batería Segunda Mano (€)	Depreciación (%)
Nissan	LEAF ZE1 G	2019	40	87	34770	14290	41,10%	14484,49	5952,9296	**58,34%**
Nissan	LEAF ZE1 G	2019	40	87,3	34770	14290	41,10%	21641,2	8894,24067	**37,76%**

Tabla 7.5. *Cálculo de la depreciación de la batería del Nissan Leaf MY 2019 según su estado de salud SoH. Fuente: Elaboración propia.*

[1] https://www.voltvehicles.co.nz/cars-for-sale/

[2]GANVAM: ver Figura 7.13

[3]AUDATEX: ver Figura 7.12

3. Nissan Leaf ZE1 G 2020 62 kWh

La plataforma de venta de vehículos eléctricos de segunda mano analizada [70] cuenta en concreto con tan solo un módelo del Nissan Leaf ZE1 del MY 2020, de los que se facilita el estado de salud (SoH) de su batería de tracción. A diferencia de los dos Nissan Leaf anteriormente analizados, este vehículo tiene una batería con mayor capacidad de almacenamiento, 62 kWh. Hay que tener en cuenta que la capacidad de una batería de tracción es la carga que puede almacenar/suministrar y se mide en Ah. No obstante, muchas veces se encuentra en las páginas de los fabricantes la capacidad de una batería en Kilovatios-hora (kWh) ó vatios-hora (Wh), pero hay que darse cuenta de que esta magnitud no cuantifica la capacidad de una batería sino la energía, medida en Julios ([J]= W x s) que puede suministrar una batería. La relación que existe entre esta magnitud y la capacidad de una batería se muestra en la siguiente fórmula:

$$\boldsymbol{Capacidad\ [Ah]} = \frac{E[KWh]\ x1000}{\Delta U[V]} \qquad \text{(Ec.7.13)}$$

Donde: Capacidad= Capacidad de la batería en [Ah]
E= Energía acumulada en la batería [kWh]
ΔU= Diferencia de tensión entre bornes [V]

Se muestra a continuación la información facilitada para cada vehículo:

2020 Model Nissan Leaf ZE1 62 kWh G Spec
350 +kms range
Two bar can be fitted
Semi-autonomous Pro Pilot System
Adaptative cruise control with single lane autonomy with assisted steering.
Pro Pilot Park for semi-autonomous parking

Por lo tanto, se ha seleccionado en AUDATEX el siguiente vehículo, especificando en el espacio de características de equipo de este programa, la batería más potente (62 kWh) así como la fecha del vehículo: desde 01/2020.

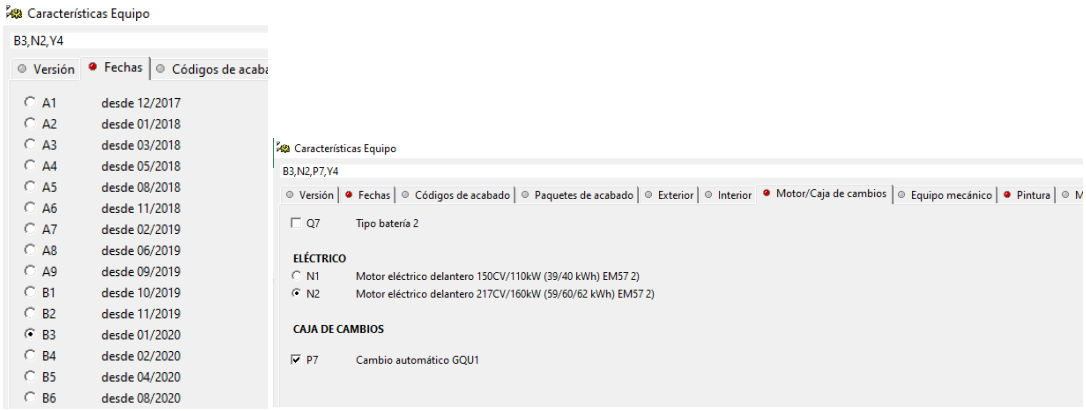


Fig. 7.14. *Imagen del software AUDATEX en el que se muestra la ventana en la que se selecciona el vehículo para realizar la consulta del precio de los recambios, en el caso que nos ocupa, del precio de la batería de tracción. Fuente: AUDATEX.*

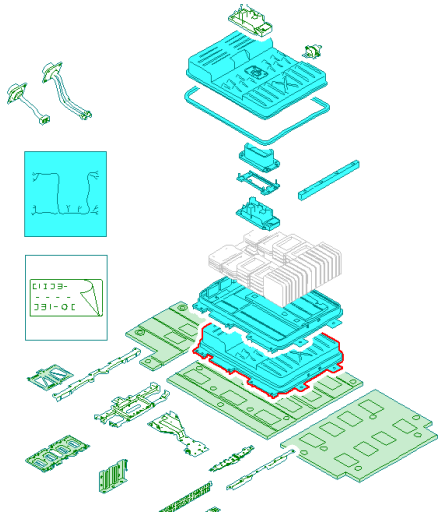


Fig. 7.15. *Imagen de despiece de la batería de tracción (señalada en rojo) del vehículo Nissan Leaf MY2020 analizado, con el resto de los componentes. Fuente: AUDATEX.*

En el informe de valoración generado por AUDATEX aparece el precio del conjunto de la batería de alto voltaje con fecha de tarifa 1/10/2023 (última actualización de precio comunicada por el fabricante) que suma un total de 29.100 € (sin IVA incluido). En este caso la batería es diferente en capacidad (62 kWh), siendo mayor que la de los vehículos que se han analizado anteriormente, lo que se traduce también en un amento de su precio.

PIEZAS SUSTITUIDAS FECHA TARIFA 01/10/2023

POS. D.B.	DESCRIPCIÓN	REFERENCIA	CANTIDAD	DTO	PRECIO
4089	BATERIA PRINCIPAL	295B0 5SF6E	1,00		29.100,00
TOTAL PIEZAS					29.100,00

Fig. 7.16. *Extracto obtenido del informe de valoración generado por AUDATEX del vehículo Nissan Leaf MY2020 analizado en el que aparece el precio de la batería de tracción de alto voltaje.*

A continuación, se ha extraído de la página web del fabricante el precio actual de venta del vehículo Nissan Leaf MY2020, y el resultado que indica es de 40.959 €.

	Precio (€)	Potencia (CV)	Consumo	Longitud (mm)	Maletero (l)
LEAF 62 kWh e+ Tekna (06/2019 -)	**40.959**	218	17,8	4.490	420

Fig. 7.17. *Precio del vehículo Nissan Leaf MY 2020 analizado obtenido de la página web del fabricante [72].*

Teniendo en cuenta como inputs el precio del vehículo analizado obtenido de la página web del fabricante y el precio de la batería de tracción de dicho vehículo obtenido de AUDATEX, nos da la relación entre dichos precios, también hay que considerar el precio del vehículo con una batería con un estado de salud diferente al 100%, con estos tres inputs se puede calcular el precio de su batería. Todos estos cálculos especificados anteriormente se muestran en la siguiente tabla, que nos permite obtener el % de la depreciación de la batería.

Marca	Modelo	Año	Energía[1] (kWh)	SOH[1]	Precio Coche Original[2] (€)	Precio Bateria Original[3] (€)	Proporción (%)	Precio coche Segunda Mano (€)	Precio Batería Segunda Mano (€)	Depreciación (%)
Nissan	LEAF ZE1 G	2020	62	96,7	40.959	29.100	71,05%	30736,77	21837,4474	**24,96%**

Tabla 7.6. *Cálculo de la depreciación de la batería del Nissan Leaf MY 2020 según su estado de salud SoH. Fuente: Elaboración propia.*

[1] https://www.voltvehicles.co.nz/cars-for-sale/

[2] Información del fabricante: ver Figura 7.17 [72]

[3]AUDATEX: ver Figura 7.16

En la tabla 7.6 aparecen los resultados (señalados en azul) obtenidos (depreciación de la batería en función de su estado de salud), como en los casos anteriores, teniendo en cuenta como inputs el precio del vehículo analizado obtenido de la información del fabricante, el precio de la batería de tracción de dicho vehículo obtenido de AUDATEX, y el precio del vehículo con una batería con un estado de salud diferente al 100%.

Teniendo en cuenta los datos (SoH y depreciación) de los 14 vehículos analizados y añadiendo la situación de partida que es cuando la batería tiene un SoH del 100%, es decir, cuando la batería es nueva, su depreciación es 0 %, se representan gráficamente y se obtiene la línea de

tendencia (línea de regresión ajustada) o función que más se aproxima a esos puntos, por un lado, analizamos una línea de tendencia lineal y por otro lado una línea de tendencia polinómica de grado 2. Observando el valor R-cuadrado del gráfico, se concluye que la función que más se aproxima a los puntos analizados es la función polinómica de grado 2 ya que tiene un valor R cuadrado más próximo a la unidad, 0,8278 frente a 0,718 que tiene la función lineal.

R-cuadrado o coeficiente de determinación es una medida estadística que indica lo cerca que están los datos de la línea de regresión ajustada., indica el porcentaje de la variación en la variable de respuesta que es explicado por un modelo lineal. El valor de R-cuadrado siempre está comprendido entre 0 % (modelo no explica ninguna porción de la variabilidad de los datos de respuesta respecto a su media) y 100% (modelo explica toda variabilidad de los datos de respuesta respecto a su media).

Esta función polinómica de segundo grado nos va a permitir calcular la depreciación en función del SoH de la batería, y es la que se va a implantar en la interfaz de cálculo de depreciación de la batería de alta tensión de un vehículo eléctrico en función de su estado de salud SoH.

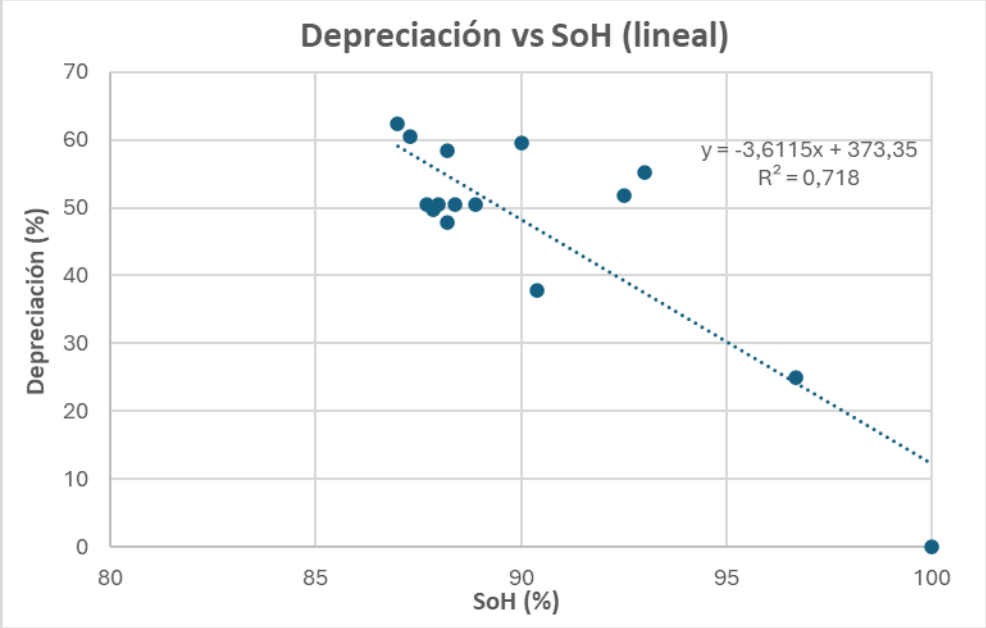


Fig. 7.18. *Depreciación de las baterías de vehículo eléctrico analizadas en función de su estado de salud SoH (línea de tendencia lineal).*

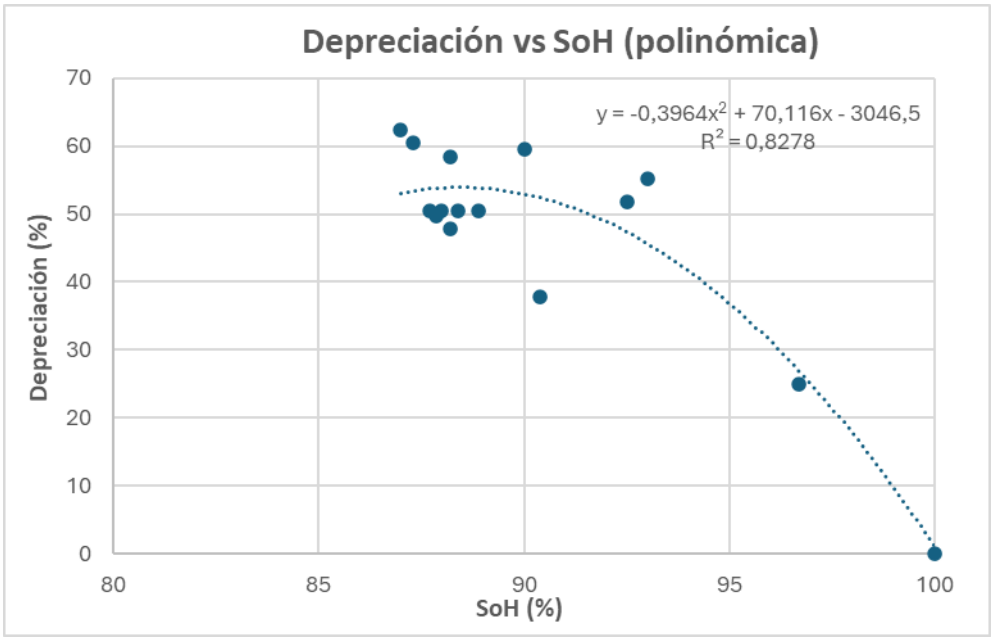


Fig. 7.19. *Depreciación de las baterías de vehículo eléctrico analizadas en función de su estado de salud SoH (línea de tendencia polinómica de segundo grado).*

A continuación, se indica la función polinómica de segundo grado que nos va a permitir calcular la depreciación de la batería de alta tensión en función de su SoH que se va a implantar en la interfaz de cálculo de la depreciación de la batería en función de su SoH:

$$\boldsymbol{Depreciación}\ (\%) = -0{,}3964(\boldsymbol{SoH})^2 + 70{,}116(\boldsymbol{SoH}) - 3046{,}5 \quad \text{.....(Ec.7.14)}$$

La base de datos analizada es muy reducida (únicamente 15 casos analizados), pero a medida que el mercado de segunda mano de los vehículos de propulsión eléctrica se amplie, se dispondrá de una base de datos mayor que permitirá ir perfeccionando el modelo de cálculo. Sin embargo, en este momento se puede observar que hay una tendencia inversamente proporcional entre el estado de salud de una batería de alta tensión de un vehículo eléctrico y su depreciación, que se ajusta ligeramente mejor a una función polinómica de segundo grado que a una función lineal.

7.4. Desarrollo de una interfaz de cálculo

Para poder obtener la depreciación de un vehículo eléctrico/híbrido en función de su SoH (State of Health) teniendo en cuenta bases de datos actualizados, se ha desarrollado una interfaz que está constituida por dos partes con funcionalidades diferentes que trabajan conjuntamente.

La primera de ellas, denominada **INTERFAZ_ACTUALIZACIÓN_BASE_DE_DATOS**, se alimenta de un archivo Excel o html en el que se recoge la información scrapeada (scrapear o web scraping, es un método que utiliza unas líneas de código (normalmente en Python) con el fin de conseguir información de páginas web) de las páginas web de segunda mano de baterías de alto voltaje o de vehículos eléctricos. El programa se encarga de limpiar, completar y ordenar la base de datos, así

como de visualizarla y añadirla a un documento Excel que unifica toda la información de todas las bases previas encontradas (BASE_LIMPIA_SOH_x.xlsx). A partir de este documento Excel final y de otro documento que recoge la información de los precios del mercado actualizados (Precio_coches.xlsx), se genera una base de datos que representa la información sobre la relación del estado de salud sobre la depreciación (PRECIOS_EN_BASE_LIMPIA_SOH_x.xlsx). Es importante y necesario que todas estas bases se encuentren en una misma carpeta.

En primer lugar, cuando el usuario lance la interfaz, aparecerá una pantalla en la que se planteará la pregunta de si se dispone alguna base de datos en proceso de actualización, si se contesta que no, aparecerá la siguiente pantalla:

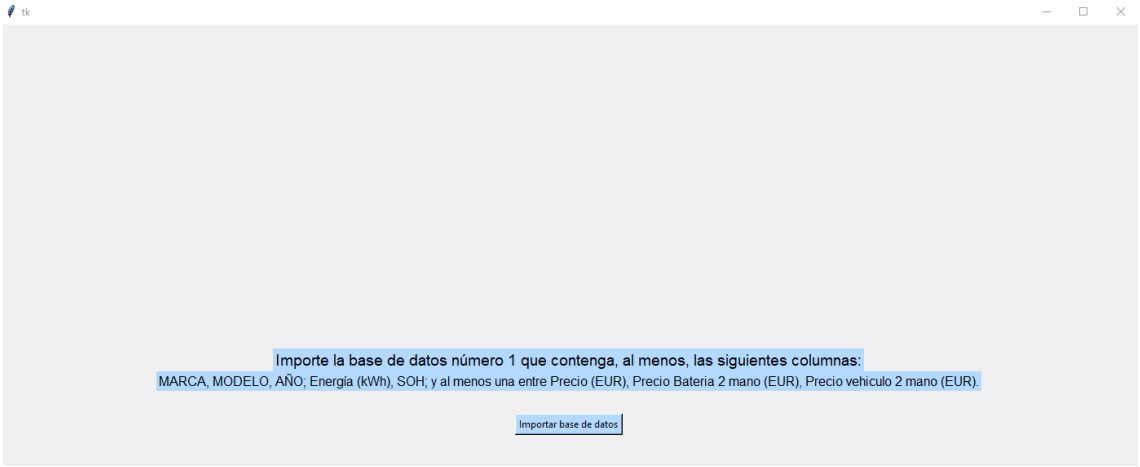


Fig. 7.20. *Pantalla que aparece cuando se lanza la interfaz INTERFAZ_ACTUALIZACIÓN_BASE_DE_DATOS y se dice que no se dispone de base de datos en proceso de actualización, para importar la nueva base de datos scrapeada.*

Si se responde que sí, aparecerá la siguiente pantalla:

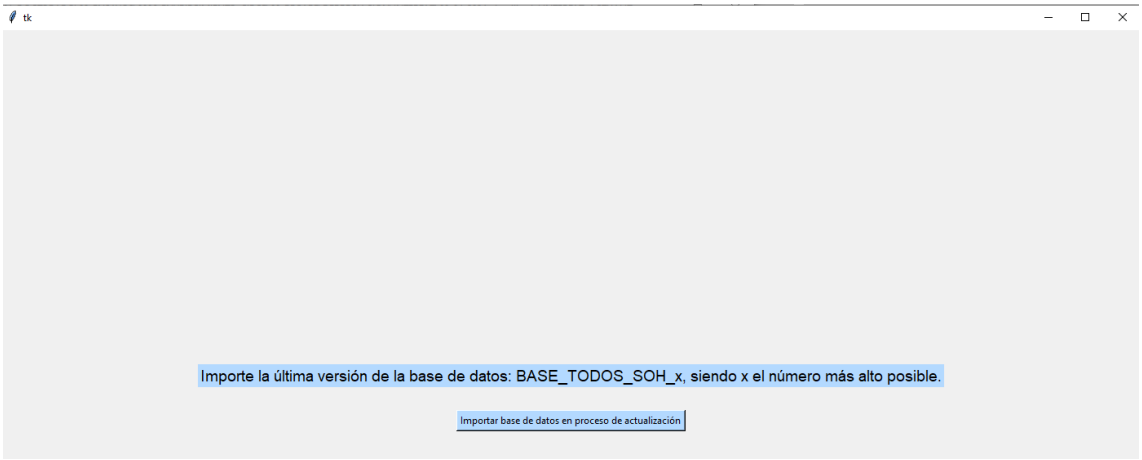


Fig. 7.21. *Pantalla que aparece cuando se lanza la interfaz INTERFAZ_ACTUALIZACIÓN_BASE_DE_DATOS y se dice que, si se dispone de base de datos en proceso de actualización, para importar la última versión de la base de datos.*

Al clicar sobre el botón “Importar base de datos” se abre una ventana para importar el nuevo archivo que en este caso va a ser Base1_NZ (en el caso de haber respondido que No), este archivo será el nuevo a añadir a la base de datos ya existente, en este caso al ser la primera, Base1_NZ es la base de datos obtenida de la plataforma de venta de vehículos eléctricos de segunda mano analizada [70] de Nueva Zelanda.

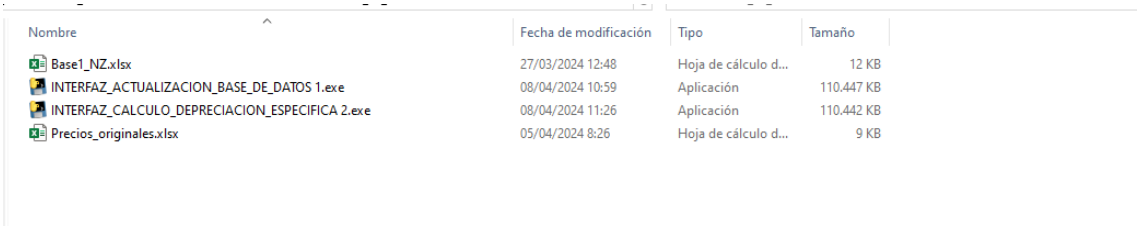


Fig. 7.22. *Ventana que aparece al clicar "Importar archivo" para seleccionar el archivo nuevo a importar, en el caso de haber contestado que No a la pregunta anterior.*

Al clicar sobre el botón "Importar base de datos en proceso de actualización" se abre una ventana para importar el nuevo archivo que en este caso va a ser BASE_TODOS_SOH_1 (en el caso de haber respondido que Sí), este archivo será la última base de datos generada. En este caso te preguntará si deseas añadir una nueva base de datos y ya generará los ficheros de la base de datos analizada y sin duplicados.

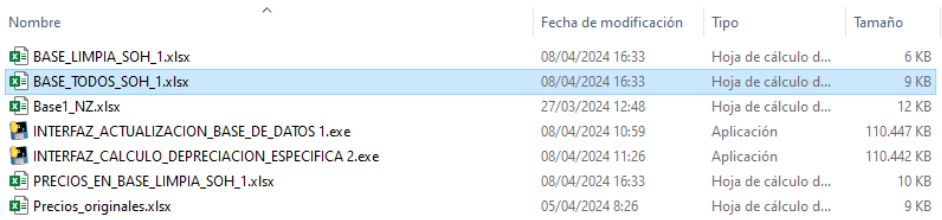


Fig. 7.23. *Ventana que aparece al clicar "Importar base de datos en proceso de actualización" para seleccionar el archivo nuevo a importar, en el caso de haber contestado que Sí a la pregunta anterior.*

En el caso de haber respondido que No, después de haber importado el archivo, es necesario especificar la naturaleza de la base de datos, es decir, si es una base de datos formada por vehículos o directamente por baterías de alto voltaje. Y a continuación es necesario indicar si se desea añadir una base de datos nueva.

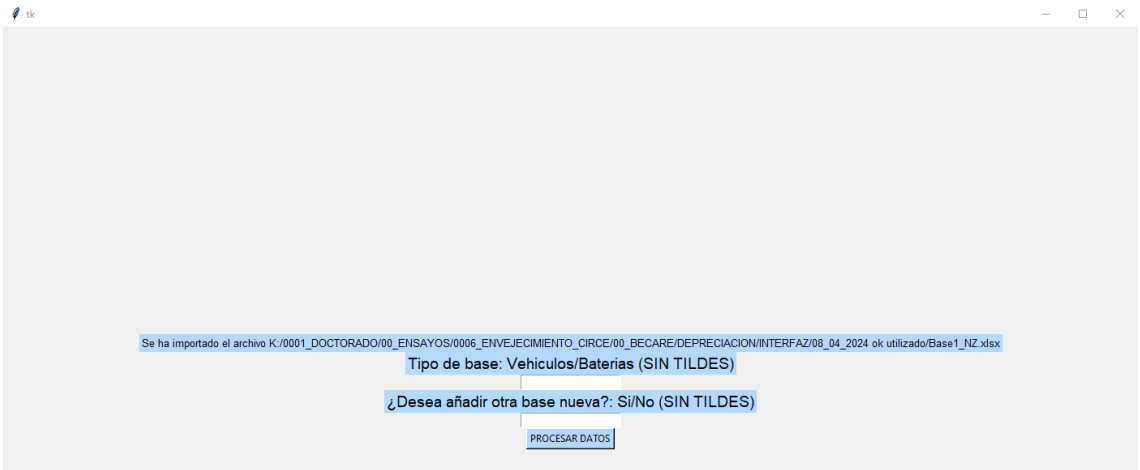


Fig. 7.24. *Pantalla para especificar la naturaleza de la base de datos y para indicar si hay más bases de datos para incluir.*

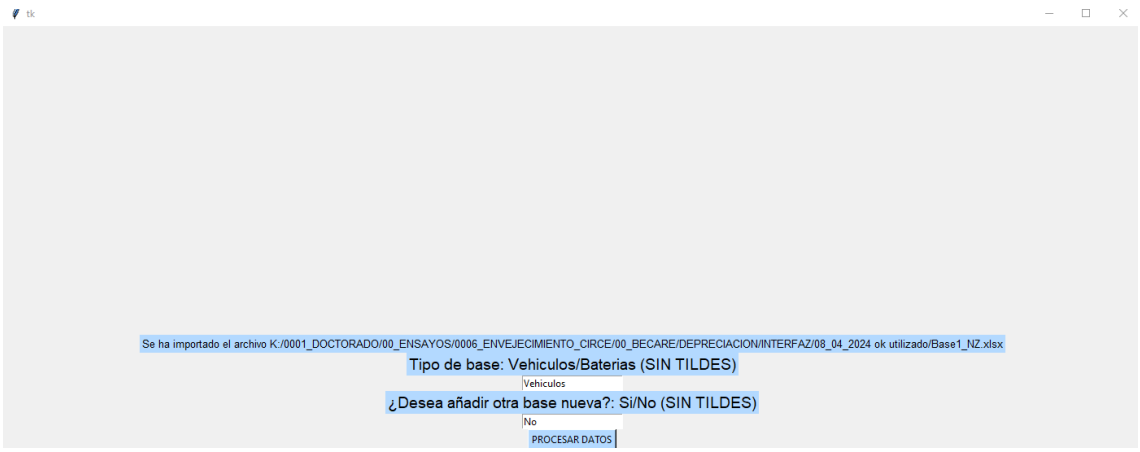


Fig. 7.25. *Pantalla en la que se ha especificado la naturaleza de la base de datos se ha indicado si hay más bases de datos para incluir.*

A continuación, clicando en 'Procesar datos', se avanzará a la siguiente pantalla tras recibir un mensaje informativo de la correcta inclusión de la base al programa.

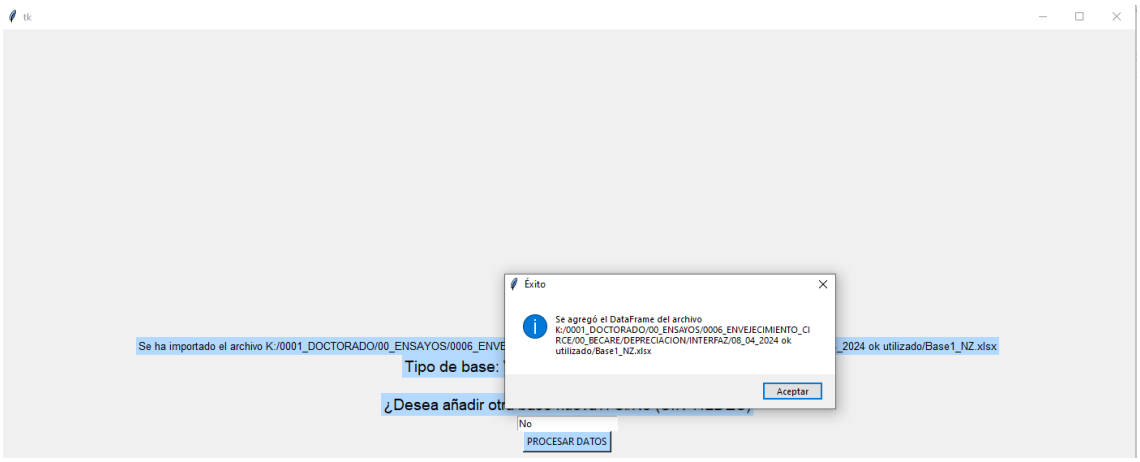


Fig. 7.26. *Pantalla con mensaje informativo de la correcta inclusión de la base de datos en la Interfaz.*

Si se intenta procesar los datos sin haber respondido a todos los campos, aparecerá una notificación de error. También ocurrirá si el archivo no es un .html o un .xlsx, es decir, si no tiene un formato de los especificados. A continuación, al presionar en Aceptar, devuelve a la pantalla para aportar la información requerida.

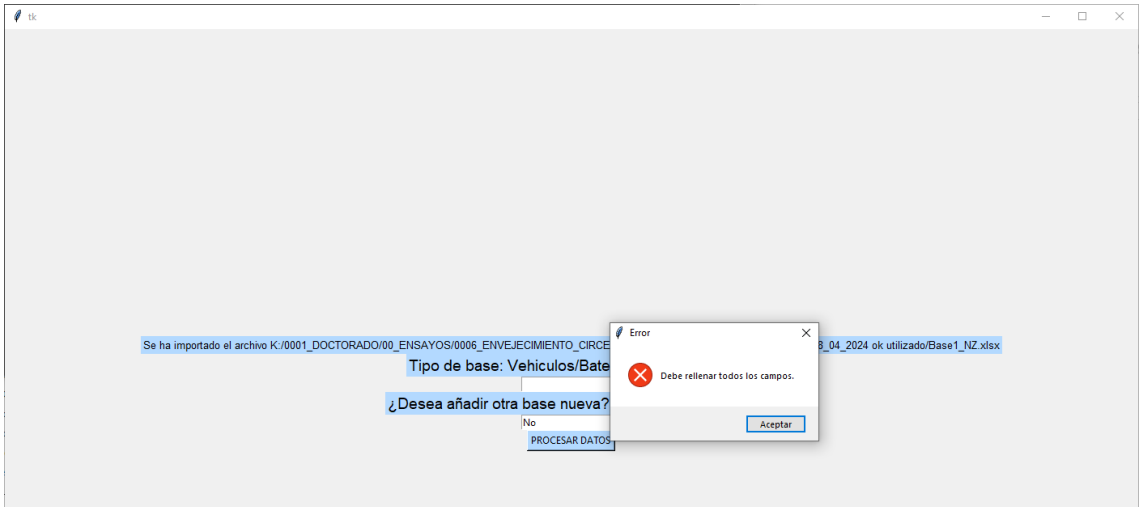
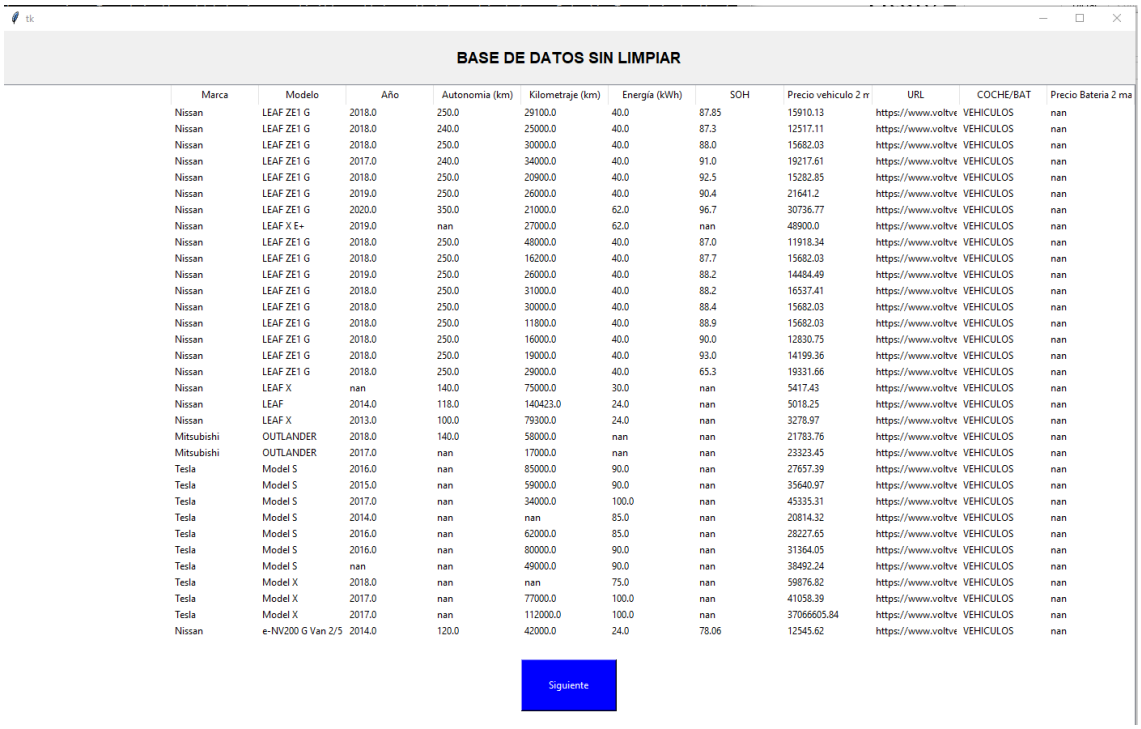


Fig. 7.27. *Pantalla con mensaje de la incorrecta o incompleta inclusión de la información requerida en todos los campos.*

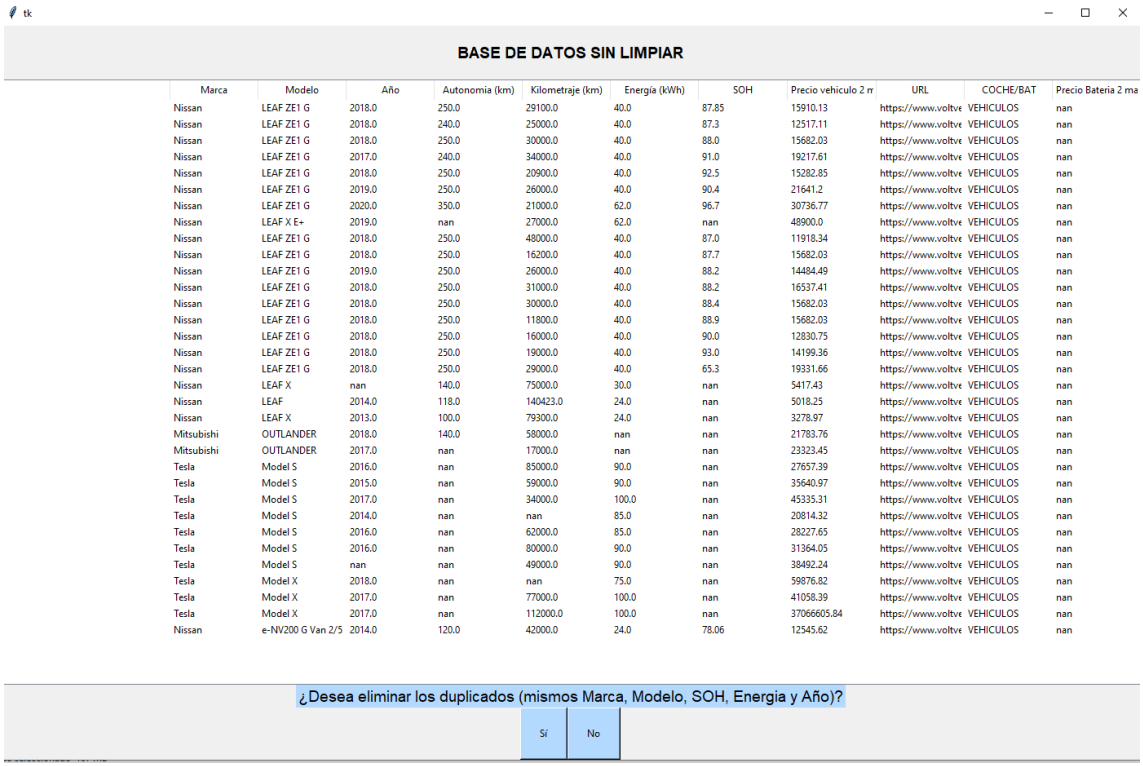
Después, se visualizará la información del archivo BASE DE DATOS SIN LIMPIAR y clicando en el botón 'Siguiente' se avanza a la siguiente pantalla.



Marca	Modelo	Año	Autonomia (km)	Kilometraje (km)	Energía (kWh)	SOH	Precio vehiculo 2 m	URL	COCHE/BAT	Precio Bateria 2 ma
Nissan	LEAF ZE1 G	2018.0	250.0	29100.0	40.0	87.85	15910.13	https://www.voltve	VEHICULOS	nan
Nissan	LEAF ZE1 G	2018.0	240.0	25000.0	40.0	87.3	12517.11	https://www.voltve	VEHICULOS	nan
Nissan	LEAF ZE1 G	2018.0	250.0	30000.0	40.0	88.0	15682.03	https://www.voltve	VEHICULOS	nan
Nissan	LEAF ZE1 G	2017.0	240.0	34000.0	40.0	91.0	19217.61	https://www.voltve	VEHICULOS	nan
Nissan	LEAF ZE1 G	2018.0	250.0	20900.0	40.0	92.5	15282.85	https://www.voltve	VEHICULOS	nan
Nissan	LEAF ZE1 G	2019.0	250.0	26000.0	40.0	90.4	21641.2	https://www.voltve	VEHICULOS	nan
Nissan	LEAF ZE1 G	2020.0	350.0	21000.0	62.0	96.7	30736.77	https://www.voltve	VEHICULOS	nan
Nissan	LEAF X E+	2019.0	nan	27000.0	62.0	nan	48900.0	https://www.voltve	VEHICULOS	nan
Nissan	LEAF ZE1 G	2018.0	250.0	48000.0	40.0	87.0	11918.34	https://www.voltve	VEHICULOS	nan
Nissan	LEAF ZE1 G	2018.0	250.0	16200.0	40.0	87.7	15682.03	https://www.voltve	VEHICULOS	nan
Nissan	LEAF ZE1 G	2019.0	250.0	26000.0	40.0	88.2	14484.49	https://www.voltve	VEHICULOS	nan
Nissan	LEAF ZE1 G	2018.0	250.0	31000.0	40.0	88.2	16537.41	https://www.voltve	VEHICULOS	nan
Nissan	LEAF ZE1 G	2018.0	250.0	30000.0	40.0	88.4	15682.03	https://www.voltve	VEHICULOS	nan
Nissan	LEAF ZE1 G	2018.0	250.0	11800.0	40.0	88.9	15682.03	https://www.voltve	VEHICULOS	nan
Nissan	LEAF ZE1 G	2018.0	250.0	16000.0	40.0	90.0	12830.75	https://www.voltve	VEHICULOS	nan
Nissan	LEAF ZE1 G	2018.0	250.0	19000.0	40.0	93.0	14199.36	https://www.voltve	VEHICULOS	nan
Nissan	LEAF ZE1 G	2018.0	250.0	29000.0	40.0	65.3	19331.66	https://www.voltve	VEHICULOS	nan
Nissan	LEAF X	nan	140.0	75000.0	30.0	nan	5417.43	https://www.voltve	VEHICULOS	nan
Nissan	LEAF	2014.0	118.0	140423.0	24.0	nan	5018.25	https://www.voltve	VEHICULOS	nan
Nissan	LEAF X	2013.0	100.0	79300.0	24.0	nan	3278.97	https://www.voltve	VEHICULOS	nan
Mitsubishi	OUTLANDER	2018.0	140.0	58000.0	nan	nan	21783.76	https://www.voltve	VEHICULOS	nan
Mitsubishi	OUTLANDER	2017.0	nan	17000.0	nan	nan	23323.45	https://www.voltve	VEHICULOS	nan
Tesla	Model S	2016.0	nan	85000.0	90.0	nan	27657.39	https://www.voltve	VEHICULOS	nan
Tesla	Model S	2015.0	nan	59000.0	90.0	nan	35640.97	https://www.voltve	VEHICULOS	nan
Tesla	Model S	2017.0	nan	34000.0	100.0	nan	45335.31	https://www.voltve	VEHICULOS	nan
Tesla	Model S	2014.0	nan	nan	85.0	nan	20814.32	https://www.voltve	VEHICULOS	nan
Tesla	Model S	2016.0	nan	62000.0	85.0	nan	28227.65	https://www.voltve	VEHICULOS	nan
Tesla	Model S	2016.0	nan	80000.0	90.0	nan	31364.05	https://www.voltve	VEHICULOS	nan
Tesla	Model S	nan	nan	49000.0	90.0	nan	38492.24	https://www.voltve	VEHICULOS	nan
Tesla	Model X	2018.0	nan	nan	75.0	nan	59876.82	https://www.voltve	VEHICULOS	nan
Tesla	Model X	2017.0	nan	77000.0	100.0	nan	41058.39	https://www.voltve	VEHICULOS	nan
Tesla	Model X	2017.0	nan	112000.0	100.0	nan	37066605.84	https://www.voltve	VEHICULOS	nan
Nissan	e-NV200 G Van 2/5	2014.0	120.0	42000.0	24.0	78.06	12545.62	https://www.voltve	VEHICULOS	nan

Fig. 7.28. *Visualización de la información contenida en el archivo generado BASE DE DATOS SIN LIMPIAR.*

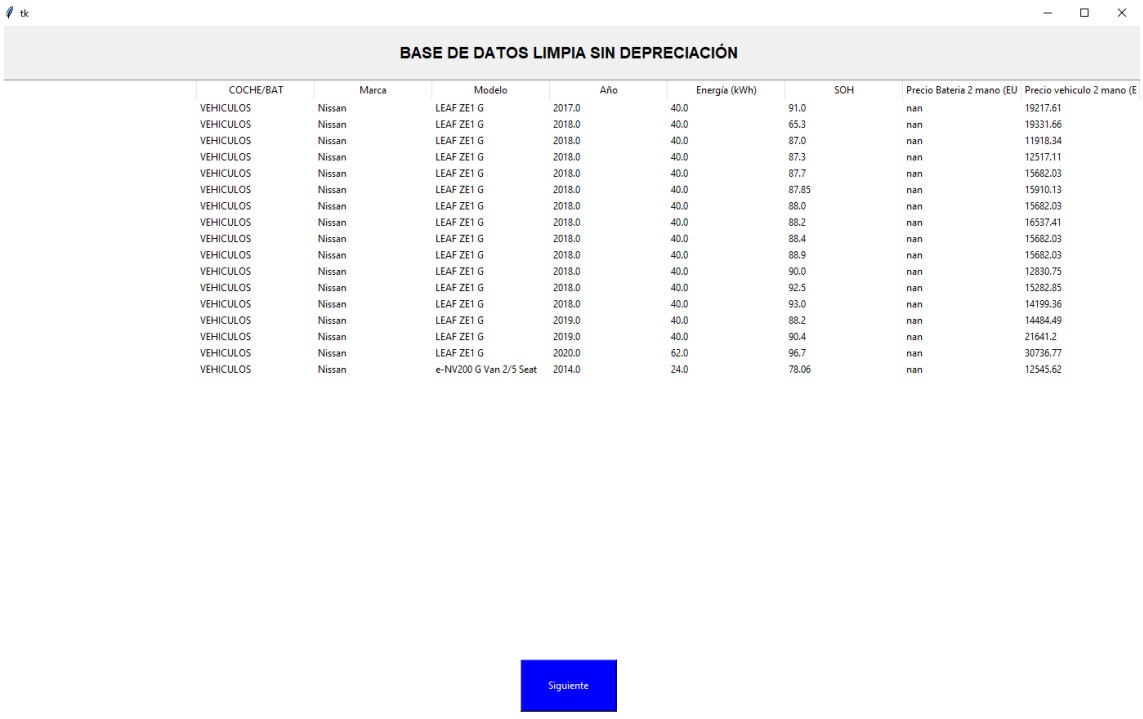
En la parte inferior de la pantalla, se consultará al usuario si le interesa eliminar aquellos datos que son duplicados (misma marca, modelo, año, capacidad en kWh y SoH) y entonces hacer una sola línea que contenga la media de sus precios de venta de segunda mano, o si por el contrario prefiere continuar con todos los datos originales. En este caso no hay ningún duplicado.



Marca	Modelo	Año	Autonomia (km)	Kilometraje (km)	Energía (kWh)	SOH	Precio vehiculo 2 m	URL	COCHE/BAT	Precio Bateria 2 ma
Nissan	LEAF ZE1 G	2018.0	250.0	29100.0	40.0	87.85	15910.13	https://www.voltve	VEHICULOS	nan
Nissan	LEAF ZE1 G	2018.0	240.0	25000.0	40.0	87.3	12517.11	https://www.voltve	VEHICULOS	nan
Nissan	LEAF ZE1 G	2018.0	250.0	30000.0	40.0	88.0	15682.03	https://www.voltve	VEHICULOS	nan
Nissan	LEAF ZE1 G	2017.0	240.0	34000.0	40.0	91.0	19217.61	https://www.voltve	VEHICULOS	nan
Nissan	LEAF ZE1 G	2018.0	250.0	20900.0	40.0	92.5	15282.85	https://www.voltve	VEHICULOS	nan
Nissan	LEAF ZE1 G	2019.0	250.0	26000.0	40.0	90.4	21641.2	https://www.voltve	VEHICULOS	nan
Nissan	LEAF ZE1 G	2020.0	350.0	21000.0	62.0	96.7	30736.77	https://www.voltve	VEHICULOS	nan
Nissan	LEAF X E+	2019.0	nan	27000.0	62.0	nan	48900.0	https://www.voltve	VEHICULOS	nan
Nissan	LEAF ZE1 G	2018.0	250.0	48000.0	40.0	87.0	11918.34	https://www.voltve	VEHICULOS	nan
Nissan	LEAF ZE1 G	2018.0	250.0	16200.0	40.0	87.7	15682.03	https://www.voltve	VEHICULOS	nan
Nissan	LEAF ZE1 G	2019.0	250.0	26000.0	40.0	88.2	14484.49	https://www.voltve	VEHICULOS	nan
Nissan	LEAF ZE1 G	2018.0	250.0	31000.0	40.0	88.2	16537.41	https://www.voltve	VEHICULOS	nan
Nissan	LEAF ZE1 G	2018.0	250.0	30000.0	40.0	88.4	15682.03	https://www.voltve	VEHICULOS	nan
Nissan	LEAF ZE1 G	2018.0	250.0	11800.0	40.0	88.9	15682.03	https://www.voltve	VEHICULOS	nan
Nissan	LEAF ZE1 G	2018.0	250.0	16000.0	40.0	90.0	12830.75	https://www.voltve	VEHICULOS	nan
Nissan	LEAF ZE1 G	2018.0	250.0	19000.0	40.0	93.0	14199.36	https://www.voltve	VEHICULOS	nan
Nissan	LEAF ZE1 G	2018.0	250.0	29000.0	40.0	65.3	19331.66	https://www.voltve	VEHICULOS	nan
Nissan	LEAF X	nan	140.0	75000.0	30.0	nan	5417.43	https://www.voltve	VEHICULOS	nan
Nissan	LEAF	2014.0	118.0	140423.0	24.0	nan	5018.25	https://www.voltve	VEHICULOS	nan
Nissan	LEAF X	2013.0	100.0	79300.0	24.0	nan	3278.97	https://www.voltve	VEHICULOS	nan
Mitsubishi	OUTLANDER	2018.0	140.0	58000.0	nan	nan	21783.76	https://www.voltve	VEHICULOS	nan
Mitsubishi	OUTLANDER	2017.0	nan	17000.0	nan	nan	23323.45	https://www.voltve	VEHICULOS	nan
Tesla	Model S	2016.0	nan	85000.0	90.0	nan	27657.39	https://www.voltve	VEHICULOS	nan
Tesla	Model S	2015.0	nan	59000.0	90.0	nan	35640.97	https://www.voltve	VEHICULOS	nan
Tesla	Model S	2017.0	nan	34000.0	100.0	nan	45335.31	https://www.voltve	VEHICULOS	nan
Tesla	Model S	2014.0	nan	nan	85.0	nan	20814.32	https://www.voltve	VEHICULOS	nan
Tesla	Model S	2016.0	nan	62000.0	85.0	nan	28227.65	https://www.voltve	VEHICULOS	nan
Tesla	Model S	2016.0	nan	80000.0	90.0	nan	31364.05	https://www.voltve	VEHICULOS	nan
Tesla	Model S	nan	nan	49000.0	90.0	nan	38492.24	https://www.voltve	VEHICULOS	nan
Tesla	Model X	2018.0	nan	nan	75.0	nan	59876.82	https://www.voltve	VEHICULOS	nan
Tesla	Model X	2017.0	nan	77000.0	100.0	nan	41058.39	https://www.voltve	VEHICULOS	nan
Tesla	Model X	2017.0	nan	112000.0	100.0	nan	37066605.84	https://www.voltve	VEHICULOS	nan
Nissan	e-NV200 G Van 2/5	2014.0	120.0	42000.0	24.0	78.06	12545.62	https://www.voltve	VEHICULOS	nan

Fig. 7.29. *Pantalla en la que se pregunta al usuario si desea eliminar los duplicados o prefiere continuar con todos los datos originales.*

A continuación, se visualiza la base de datos incluyendo tan solo los datos limpios que se pueden utilizar para hallar la relación existente entre la depreciación y el estado de salud SoH de la batería. En el caso que se está analizando, muchos de los elementos no aportaban el dato del estado de salud por lo que han sido eliminados ya que no pueden ser utilizados.



COCHE/BAT	Marca	Modelo	Año	Energía (kWh)	SOH	Precio Bateria 2 mano (EU	Precio vehiculo 2 mano (E
VEHICULOS	Nissan	LEAF ZE1 G	2017.0	40.0	91.0	nan	19217.61
VEHICULOS	Nissan	LEAF ZE1 G	2018.0	40.0	65.3	nan	19331.66
VEHICULOS	Nissan	LEAF ZE1 G	2018.0	40.0	87.0	nan	11918.34
VEHICULOS	Nissan	LEAF ZE1 G	2018.0	40.0	87.3	nan	12517.11
VEHICULOS	Nissan	LEAF ZE1 G	2018.0	40.0	87.7	nan	15682.03
VEHICULOS	Nissan	LEAF ZE1 G	2018.0	40.0	87.85	nan	15910.13
VEHICULOS	Nissan	LEAF ZE1 G	2018.0	40.0	88.0	nan	15682.03
VEHICULOS	Nissan	LEAF ZE1 G	2018.0	40.0	88.2	nan	16537.41
VEHICULOS	Nissan	LEAF ZE1 G	2018.0	40.0	88.4	nan	15682.03
VEHICULOS	Nissan	LEAF ZE1 G	2018.0	40.0	88.9	nan	15682.03
VEHICULOS	Nissan	LEAF ZE1 G	2018.0	40.0	90.0	nan	12830.75
VEHICULOS	Nissan	LEAF ZE1 G	2018.0	40.0	92.5	nan	15282.85
VEHICULOS	Nissan	LEAF ZE1 G	2018.0	40.0	93.0	nan	14199.36
VEHICULOS	Nissan	LEAF ZE1 G	2019.0	40.0	88.2	nan	14484.49
VEHICULOS	Nissan	LEAF ZE1 G	2019.0	40.0	90.4	nan	21641.2
VEHICULOS	Nissan	LEAF ZE1 G	2020.0	62.0	96.7	nan	30736.77
VEHICULOS	Nissan	e-NV200 G Van 2/5 Seat	2014.0	24.0	78.06	nan	12545.62

Fig. 7.30. *Pantalla en la que se muestra la base de datos limpia y preparada para utilizarla con el objeto de hallar la relación existente entre la depreciación y el SoH de la batería.*

Una vez que se pulsa ‘Siguiente’ aparece en la parte inferior un botón para importar los datos del mercado de precios de vehículos eléctricos y de baterías eléctricas originales (obtenidos de GANVAM o de la página del fabricante y de AUDATEX o GT ESTIMATE, respectivamente) recogidos hasta la fecha que se actualiza periódicamente.



Fig. 7.31. *Pantalla para importar los datos del mercado de precios de vehículos eléctricos y de baterías de alta tensión originales.*

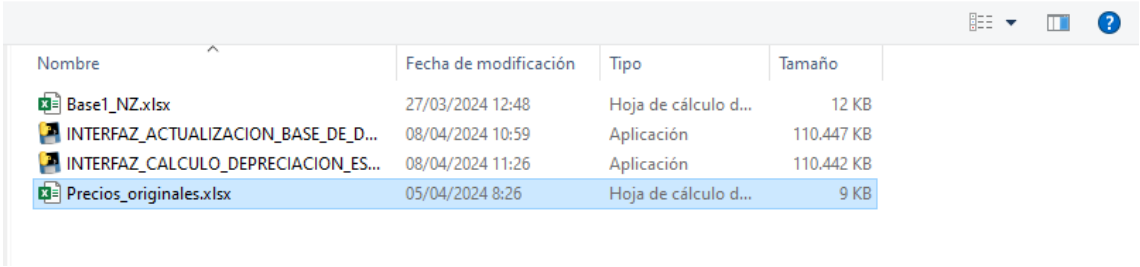


Fig. 7.32. *Pantalla para seleccionar el archivo a importar que contiene la información de los precios del mercado del vehículo eléctrico original y de la batería de alta tensión.*

En este caso el archivo se llama ‘Precios_originales’ (que contiene el precio de los vehículos y de las baterías originales). A continuación, se mostrará un mensaje de la correcta importación del archivo.

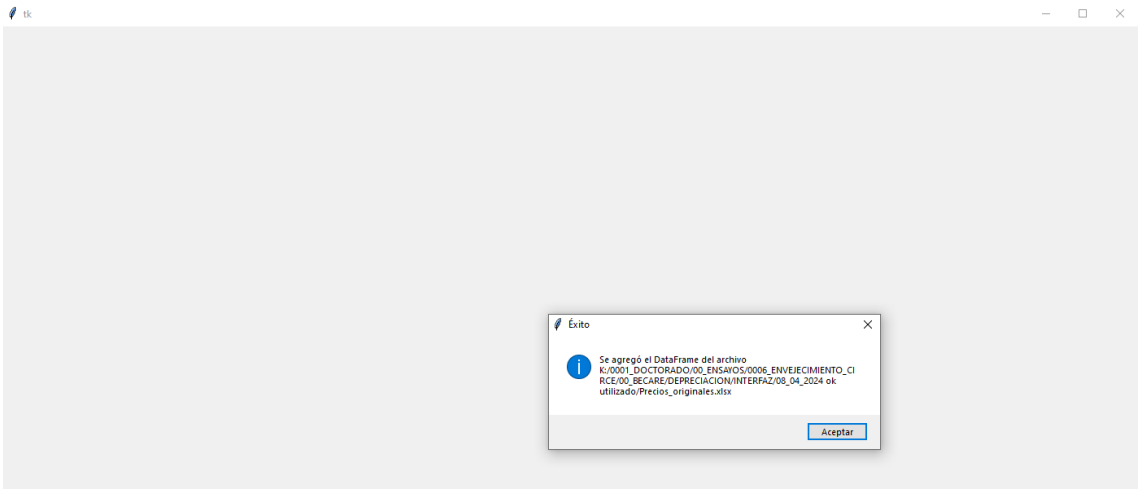
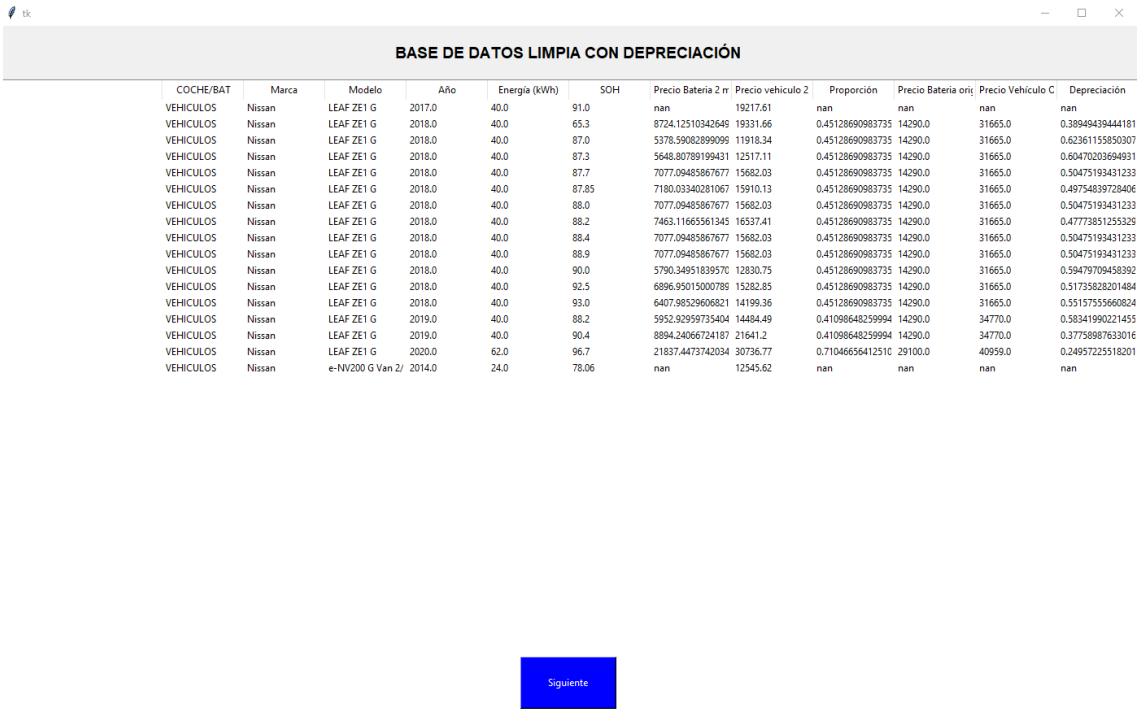


Fig. 7.33, *Pantallas con el mensaje que indica que se agregado correctamente el archivo y pantalla para avanzar a la siguiente pantalla.*

Una vez clique sobre 'Siguiente', avanzará a la siguiente pantalla con el archivo seleccionado. A continuación, se visualiza la base final que contiene la información porcentual de la depreciación de cada caso. También aparecerá el precio de la batería de segunda mano que si se utiliza como input una base de datos de vehículos como es el caso analizado, habrá sido calculado manteniendo constante la proporción existente entre el precio de la batería original y el precio del vehículo también original.



COCHE/BAT	Marca	Modelo	Año	Energía (kWh)	SOH	Precio Bateria 2 m	Precio vehiculo 2	Proporción	Precio Bateria ori	Precio Vehículo C	Depreciación
VEHICULOS	Nissan	LEAF ZE1 G	2017.0	40.0	91.0	nan	19217.61	nan	nan	nan	nan
VEHICULOS	Nissan	LEAF ZE1 G	2018.0	40.0	65.3	8724.12510342649	19331.66	0.45128690983735	14290.0	31665.0	0.38949439444181
VEHICULOS	Nissan	LEAF ZE1 G	2018.0	40.0	87.0	5378.59082899099	11918.34	0.45128690983735	14290.0	31665.0	0.62361155850307
VEHICULOS	Nissan	LEAF ZE1 G	2018.0	40.0	87.3	5648.80789199431	12517.11	0.45128690983735	14290.0	31665.0	0.60470203694931
VEHICULOS	Nissan	LEAF ZE1 G	2018.0	40.0	87.7	7077.09485867677	15682.03	0.45128690983735	14290.0	31665.0	0.50475193431233
VEHICULOS	Nissan	LEAF ZE1 G	2018.0	40.0	87.85	7180.03340281067	15910.13	0.45128690983735	14290.0	31665.0	0.49754839728406
VEHICULOS	Nissan	LEAF ZE1 G	2018.0	40.0	88.0	7077.09485867677	15682.03	0.45128690983735	14290.0	31665.0	0.50475193431233
VEHICULOS	Nissan	LEAF ZE1 G	2018.0	40.0	88.2	7463.11665561345	16537.41	0.45128690983735	14290.0	31665.0	0.47773851255329
VEHICULOS	Nissan	LEAF ZE1 G	2018.0	40.0	88.4	7077.09485867677	15682.03	0.45128690983735	14290.0	31665.0	0.50475193431233
VEHICULOS	Nissan	LEAF ZE1 G	2018.0	40.0	88.9	7077.09485867677	15682.03	0.45128690983735	14290.0	31665.0	0.50475193431233
VEHICULOS	Nissan	LEAF ZE1 G	2018.0	40.0	90.0	5790.34951839570	12830.75	0.45128690983735	14290.0	31665.0	0.59479709458392
VEHICULOS	Nissan	LEAF ZE1 G	2018.0	40.0	92.5	6896.95015000789	15282.85	0.45128690983735	14290.0	31665.0	0.51735828201484
VEHICULOS	Nissan	LEAF ZE1 G	2018.0	40.0	93.0	6407.98529606821	14199.36	0.45128690983735	14290.0	31665.0	0.55157555660824
VEHICULOS	Nissan	LEAF ZE1 G	2019.0	40.0	88.2	5952.92959735404	14484.49	0.41098648259994	14290.0	34770.0	0.58341990221455
VEHICULOS	Nissan	LEAF ZE1 G	2019.0	40.0	90.4	8894.24066724187	21641.2	0.41098648259994	14290.0	34770.0	0.37758987633016
VEHICULOS	Nissan	LEAF ZE1 G	2020.0	62.0	96.7	21837.4473742034	30736.77	0.71046656412510	29100.0	40959.0	0.24957225518201
VEHICULOS	Nissan	e-NV200 G Van 2/	2014.0	24.0	78.06	nan	12545.62	nan	nan	nan	nan

Fig. 7.34. *Pantalla en la que se muestra la base de datos con el cálculo de la depreciación de la batería de cada vehículo analizado.*

Al pulsar 'Siguiente', en la parte inferior se pregunta al usuario si desea generar los Excel que contengan las tres tablas visualizadas o no. En caso de responder 'No', se ve un mensaje de 'FIN' en pantalla y en tres segundos se cierra la ventana. En caso de seleccionar 'Sí', en la carpeta en la que se encuentren los archivos, generará los documentos Excel: BASE_LIMPIA_SOH_1.xlsx, BASE_TODOS_SOH_1.xlsx y PRECIOS_EN_BASE_LIMPIA_SOH_1.xlsx, con las tres fases de la base de

datos calculadas. A su vez, devolverá por pantalla un mensaje de confirmación: 'HECHO' y cerrará la ventana a los 3 segundos.

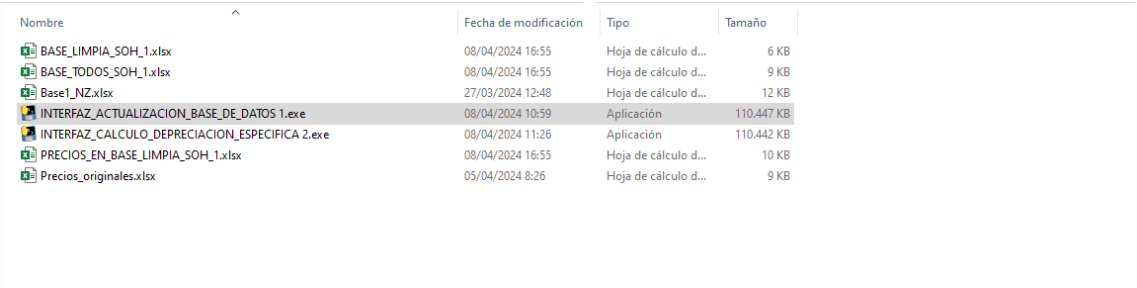


Fig. 7.35. *Pantalla de la carpeta en la que se encuentran los archivos de partida y en los que se generaran los tres ficheros Excel (BASE_LIMPIA_SOH_1.xlsx, BASE_TODOS_SOH_1.xlsx, y PRECIOS_EN_BASE_LIMPIA_SOH_1.xlsx).*

La segunda interfaz se nomina INTERFAZ_CALCULO_DEPRECIACIÓN_ESPECIFICA. Este documento requiere como entrada la base actualizada generada en la primera interfaz ('PRECIOS_EN_BASE_LIMPIA_SOH_x') y el valor del estado de salud SoH actual de la batería del vehículo que se desea analizar. El programa se encarga de ofrecer al usuario la depreciación expresada en porcentaje de la batería apoyándose en la relación aproximadamente lineal obtenida entre el SoH y la depreciación. Al igual que en el caso anterior, los archivos deben estar en una misma carpeta.

En primer lugar, la interfaz demanda al usuario el último archivo que ha generado el programa anterior, que consiste en una base de datos actualizada sobre la relación existente entre el SoH y la depreciación de la batería.

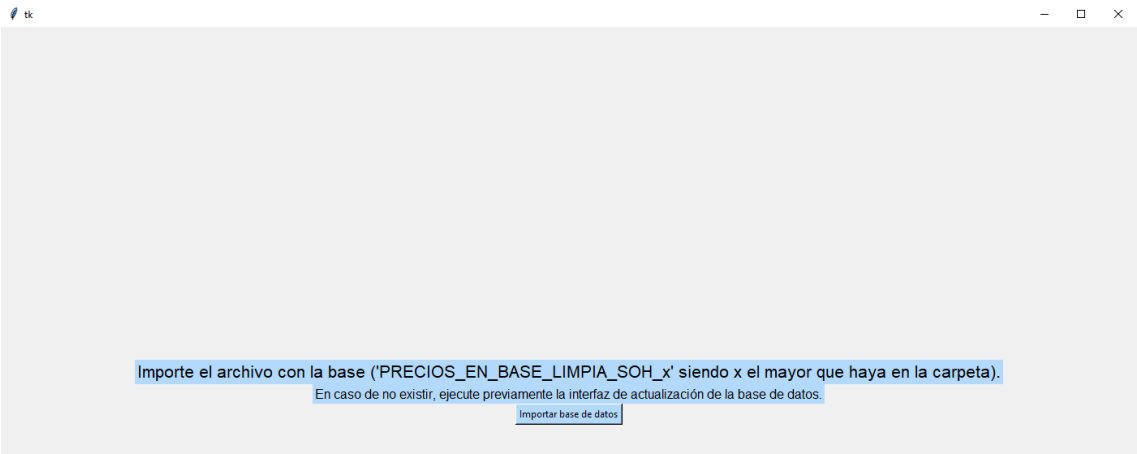


Fig. 7.36. *Pantalla que aparece cuando se lanza la interfaz INTERFAZ_CALCULO_DEPRECIACIÓN_ESPECIFICA, para importar la base de datos actualizada sobre la relación existente entre el SoH y la depreciación de la batería.*

En este caso el archivo seleccionado será PRECIOS_EN_BASE_LIMPIA_SOH_1 ya que solo ha habido una actualización.

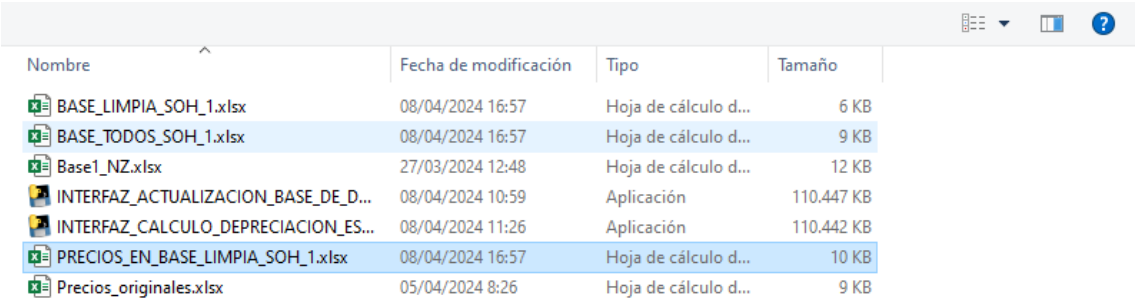


Fig. 7.37. *Ventana que aparece al clicar "Importar base de datos" para seleccionar la base de datos actualizada sobre la relación existente entre el SoH y la depreciación de la batería.*

Aparecerá un mensaje de confirmación de que el documento ha sido correctamente agregado y leído.

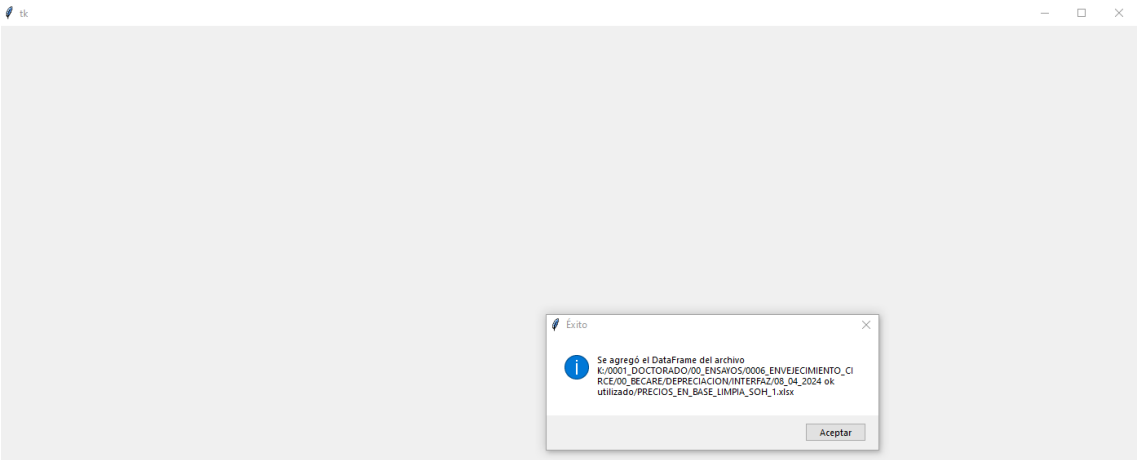


Fig. 7.38. *Pantalla con mensaje informativo de la correcta inclusión de la base de datos en la Interfaz.*

A continuación, se nos va a ir pidiendo la información del vehículo concreto del que se quiere calcular la depreciación de su batería, hay que ir seleccionando de un menú desplegable.

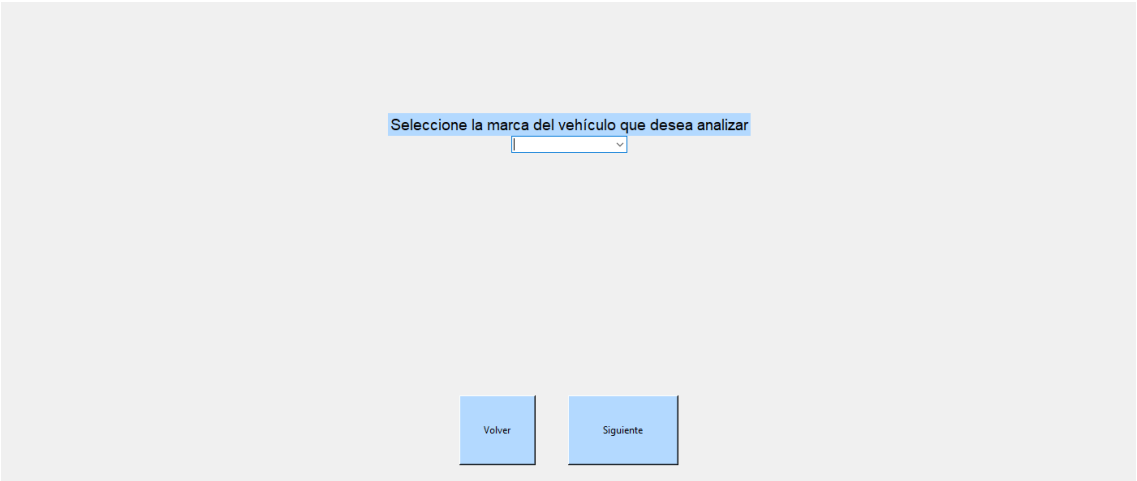


Fig. 7.39. *Pantalla en la que se introduce la marca del vehículo que se quiere analizar.*

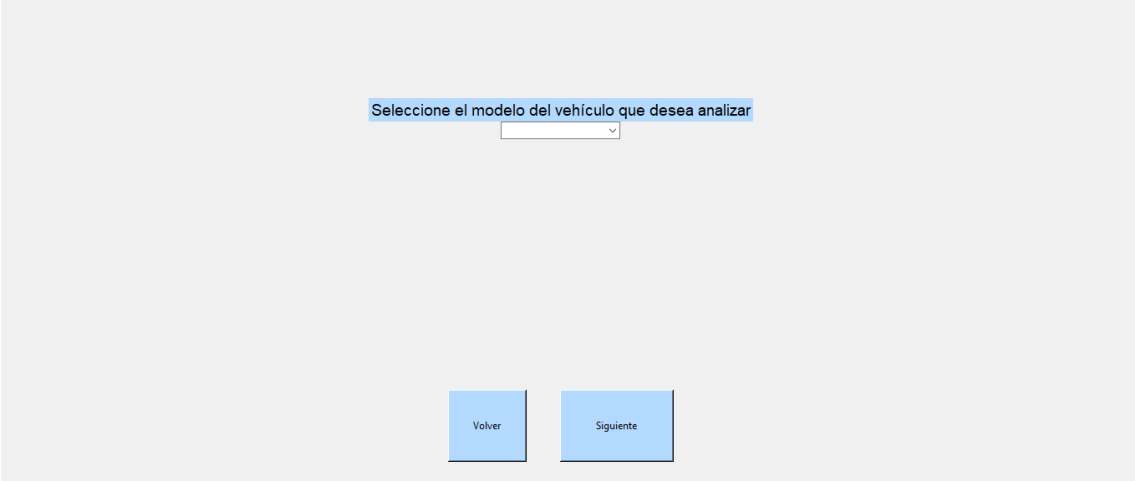


Fig. 7.40. *Pantalla en la que se introduce el modelo del vehículo que se quiere analizar.*

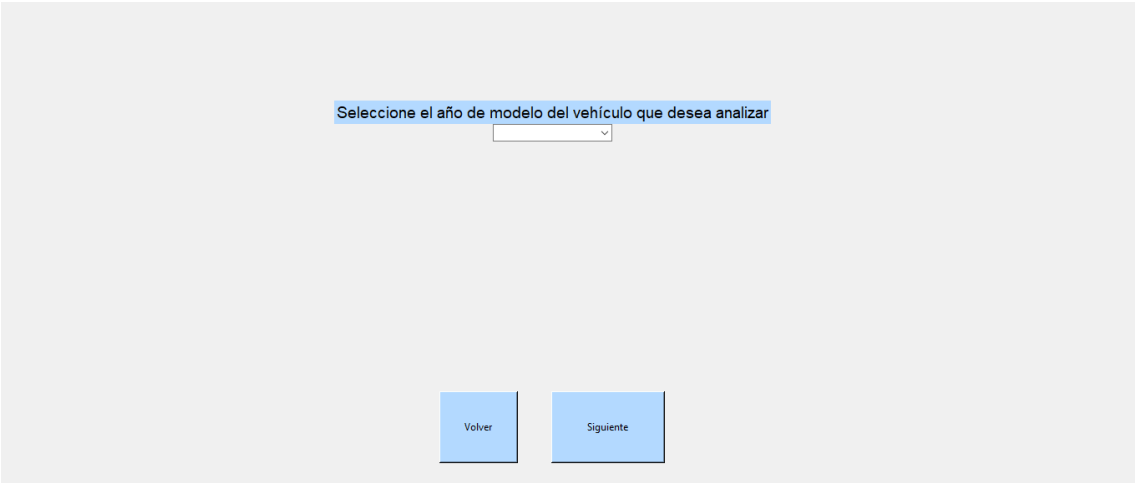


Fig. 7.41. *Pantalla en la que se introduce el año de fabricación del vehículo que se quiere analizar.*

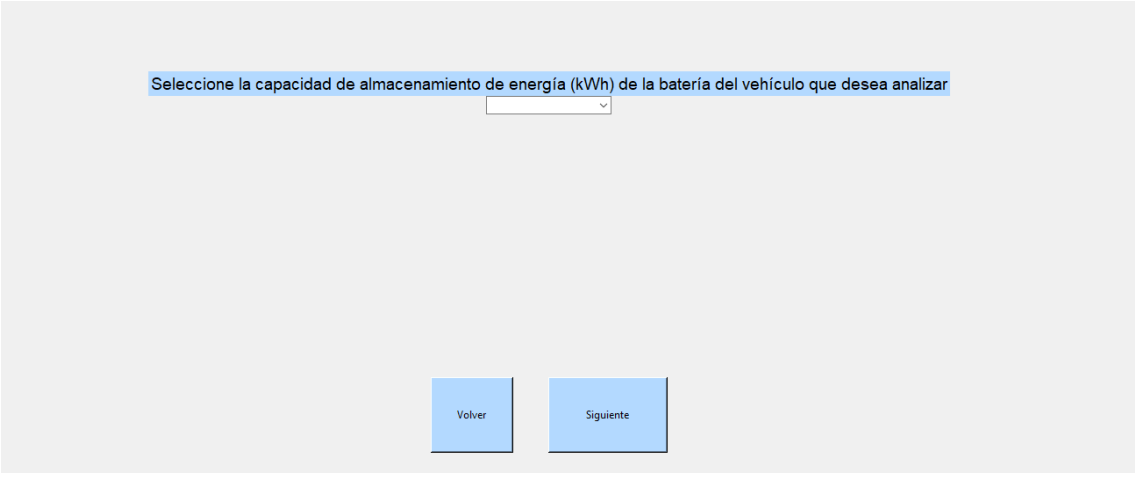


Fig. 7.42. *Pantalla en la que se introduce la energía de la batería del vehículo que se quiere analizar.*

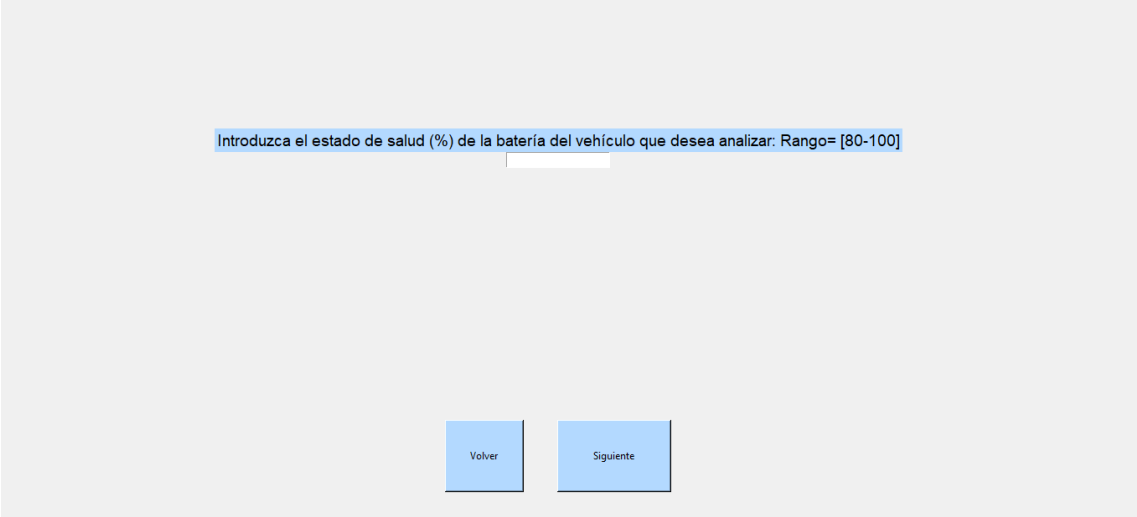


Fig. 7.43. *Pantalla en la que se introduce el estado de salud SoH (%) de la batería del vehículo que se quiere analizar.*

En el caso de ejemplo analizado se ha selecciona una Nissan Leaf ZE1 G del año 2018 con una batería de 40 kWh y un SoH del 90%. Antes de seguir, nos pide una confirmación de si es correcto el modelo de vehículo del que se quiere analizar la depreciación de su batería de tracción. En caso de no ser correcto, la interfaz da la posibilidad de repetir la selección.

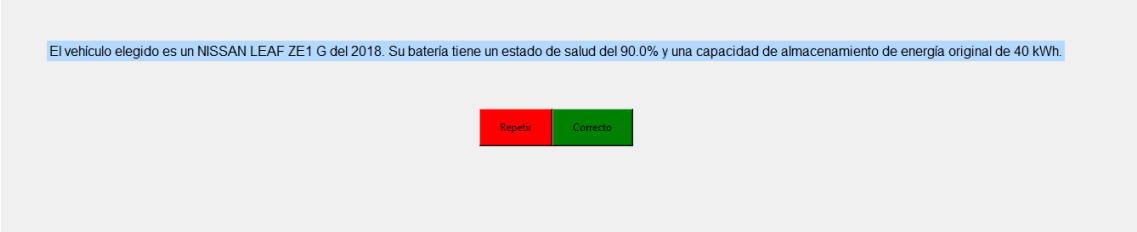


Fig. 7.44. *Pantalla en la que se pide al usuario la confirmación de si es correcta la selección realizada y en caso de no serla, se puede repetir la selección.*

A continuación, la interfaz visualiza una gráfica con todos los datos de la base de datos utilizados y su ajuste, en este caso, a un modelo polinómico de segundo grado, que permitirá obtener la depreciación de la batería en función de su estado de salud SoH, en el caso de ejemplo analizado, 90%.

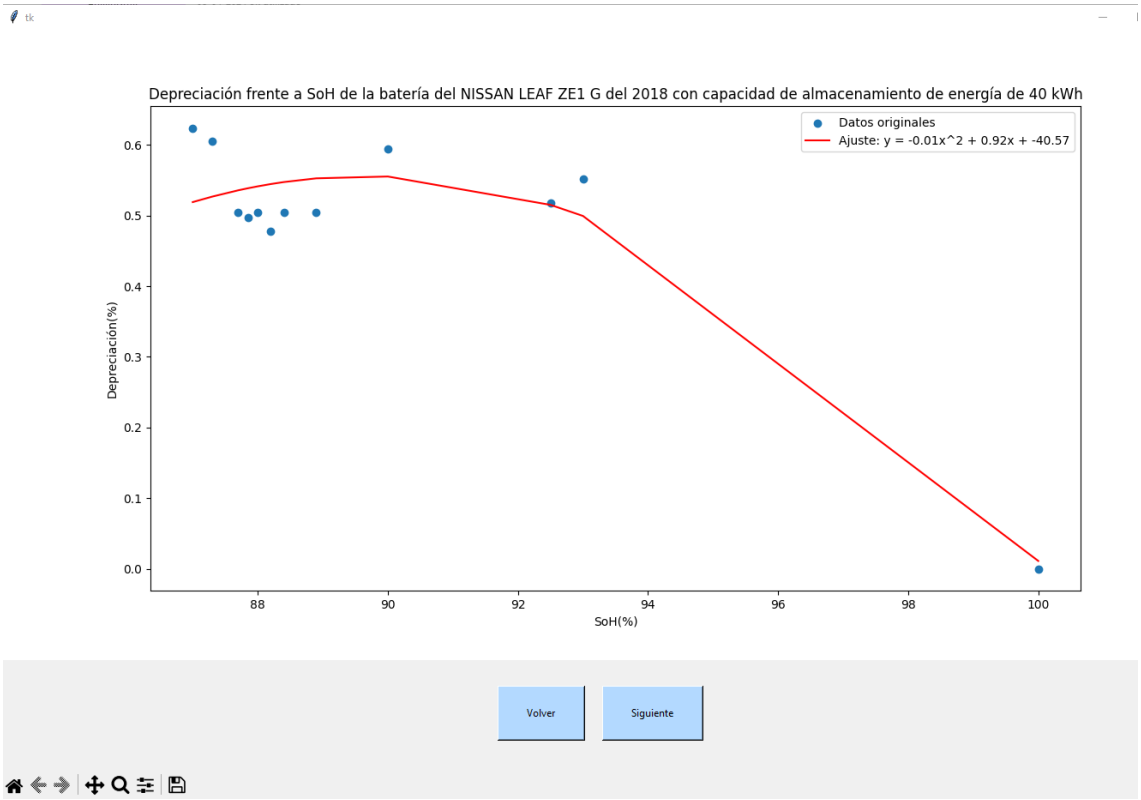


Fig. 7.45. *Pantalla en la que se visualiza una gráfica con todos los datos de la base de datos utilizada y una aproximación a una función polinómica de grado 2, que permite obtener la depreciación (%) de la batería en función de su estado de salud SoH (%).*

Tras clicar sobre 'Siguiente' se avanza a una pantalla en la que la interfaz presenta la depreciación de la batería del vehículo analizado.

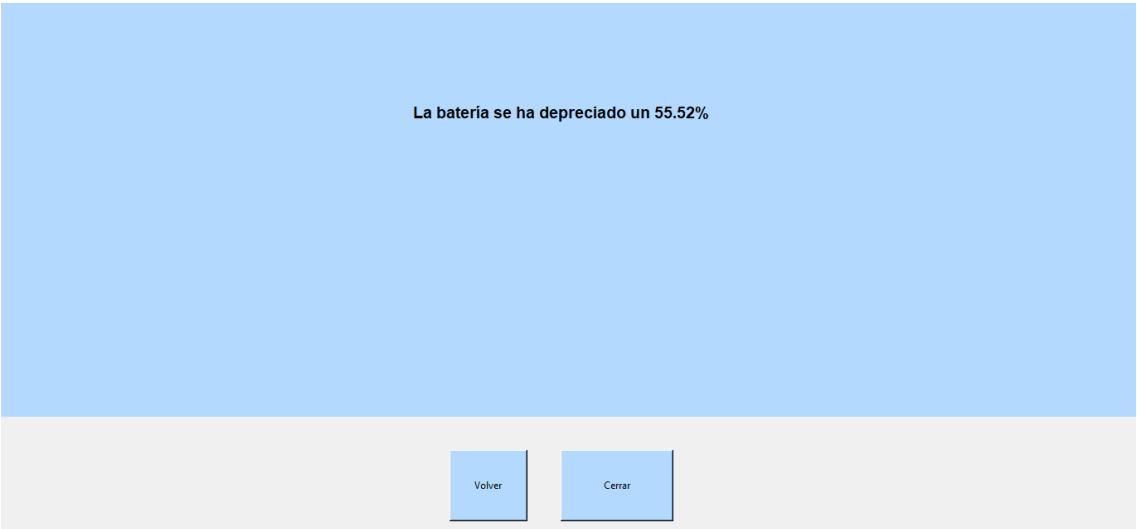


Fig. 7.46. *Pantalla en la que la interfaz visualiza el valor de depreciación (%) de la batería del vehículo analizado, en función de su estado de saludo SoH (%).*

Como se ha indicado anteriormente, el componente más caro de un vehículo eléctrico es su batería de tracción de alto voltaje. Por lo tanto, el estado de salud (SoH) de la batería va a influir en gran

medida sobre el valor residual de un vehículo eléctrico de segunda mano. En primer lugar, es necesario determinar el SoH de la batería de una manera fiable, porque nos podemos plantear varias preguntas como las siguientes:

¿Qué depreciación experimenta un vehículo eléctrico si su batería de tracción ya no proporciona su capacidad útil inicial?

¿Qué depreciación experimenta un vehículo eléctrico si el estado de salud de la batería es mejor o peor de lo que se puede esperar por la edad y kilometraje del vehículo?

No obstante, también hay que tener en cuenta otros factores que contribuyen a la depreciación de los vehículos eléctricos además de la degradación de su batería de tracción, estos factores pueden ser la oferta y a la demanda, los incentivos o ayudas establecidos por el gobierno, el estado de los avances tecnológicos, si existen zonas de bajas emisiones en el lugar dónde se va a utilizar el vehículo eléctrico, entre otros.

Algunos datos publicados en Reino Unido establecen por ejemplo que un Smart EQ ForFour ve reducido un 57% de su valor en tres años [73] (al igual que los vehículos de combustión que pierden un 60% de su valor en los tres primeros años). Otro ejemplo, es la depreciación del Tesla Model X, transcurridos tres años su valor se ver reducido en un 43% [73]. En el caso del Hyundai Ioniq en tres años su valor se reduce en un 48% [73], por lo que este vehículo tendría más opciones de venta en el mercado de segunda mano. Si nos fijamos en un vehículo de alta gama como es el Porsche Tayan, este vehículo solamente ve reducido un 37% de su valor en los primeros tres años [73]. Por otro lado, el vehículo BMW i3, utilizado en los ensayos y análisis llevados a cabo en el trabajo de investigación de esta tesis, ve reducido su valor a algo más del 50% en los primeros tres años [73], pero como este vehículo era bastante caro para comprarlo de nuevo, quizás los vehículos de segunda mano tengan una elevada demanda. Por otro lado, si nos fijamos en el vehículo Tesla Model 3, uno de los más asequibles de Tesla por lo que tiene una elevada demanda, se deprecia un poco más de un 40% en los tres primeros años [73]. Por último, en el caso del vehículo Volkswagen e-Golf, su valor se ve reducido en torno a un 49% de en los tres primeros años [73], debido a la elevada demanda de compradores de segunda mano que quieren adquirir este vehículo.

7.4 Conclusiones

El envejecimiento de las celdas de ion litio es un fenómeno inevitable que limita la vida útil de las aplicaciones de estas baterías en vehículos eléctricos. Las reacciones secundarias indeseables que ocurren durante el uso o el envejecimiento natural dan como resultado una disminución de la capacidad y un aumento de la resistencia interna de la celda tanto durante los ciclos de funcionamiento como durante el almacenamiento. Además, los fenómenos de envejecimiento son muy complicados de caracterizar debido a la interacción de diversos factores que influyen en ellos.

Actualmente, es necesario establecer un método de estimación de envejecimiento de baterías. Obtener un diagnóstico completo del estado de salud (SoH) de la batería considerando todos los factores de envejecimiento y compatible con la medición en un vehículo eléctrico, sigue siendo un desafío. Para estimar el SoH de una celda o de una batería, se puede medir la resistencia interna de la batería, la impedancia de la batería o la capacidad de la batería en un momento específico. Es

crucial encontrar un método de estimación de SoH de la batería efectivo y preciso, que pueda ejecutarse en tiempo real para vehículos eléctricos. Este método debe ser rápido para no encarecer la prueba ni resultar inconveniente para el propietario del vehículo debido a los tiempos prolongados de inmovilización en el taller.

Para estimar el SoH a partir de métodos estadísticos basados en Machine Learning (ML), es necesario contar con una base de datos adecuada. Una vez que España disponga de un centro de gestión para vehículos eléctricos así como un parque de vehículos suficientemente numeroso, se podrán analizar datos en profundidad que proporcionen información valiosa sobre el funcionamiento de las baterías de estos vehículos eléctricos.

En este capítulo se ha detallado cómo estimar el SoH en función de distintos parámetros. Para calcular el SoH a partir de la resistencia interna, es necesario conocer la resistencia al final de vida útil de la batería en cuestión. Se ha planteado obtener el SoH a partir de la pérdida de capacidad, proponiendo una ecuación que permite obtener el SoH teniendo en cuenta los diferentes parámetros que influyen sobre la degradación de la celda/batería.

En el análisis y cálculo de la depreciación de la batería de tracción de un vehículo eléctrico, se debe considerar que la base de datos utilizada es muy limitada (solo 15 casos analizados). Sin embargo, a medida que el mercado de vehículos eléctricos de segunda mano crezca, se dispondrá de una base de datos mayor que permitirá perfeccionar el modelo de cálculo. En este momento, se observa que existe una tendencia inversamente proporcional entre el estado de salud de una batería de alta tensión de un vehículo eléctrico y su depreciación, ajustándose mejor a una función polinómica de segundo grado que a una función lineal.

La principal conclusión que se puede extraer en relación con la degradación es que la temperatura es el factor que más influye tanto en el envejecimiento cíclico por uso como en el envejecimiento natural. La temperatura de las celdas depende de la temperatura ambiente y de la corriente que las alimenta. El estado de carga también influye en la degradación, aunque generalmente en menor medida que la temperatura.

7.5 Bibliografía

[1]https://anfac.com/actualidad/notas-de-matriculacion/matriculaciones-vehiculos-electricos-e-hibridos-ccaa-enero-2024/)

[2] S. Saxena, C. Le Floch, J. MacDonald, S. Moura, Quantifying EV battery end-of-life through analysis of travel needs with vehicle powertrain models, J. Power Sources 282 (2015) 265–276.

[3] IEC, IEC 62660-1: secondary lithium-ion cells for the propulsion of electric road vehicles - Part 1: performance testing, 2010.

[4] J.P. Christophersen, Battery Test Manual for Electric Vehicles, Revision 3, 2015. https://doi.org/10.2172/1186745.

[5] T. Grandjean, et al., Accelerated internal resistance measurements of lithium-ion cells to support future end-of-life strategies for electric vehicles, Batteries 4 (October 4) (2018) 49.

[6] IEA, Evolution of Li-ion battery price, 1995-2019 (Accessed 17/05/2021) (https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/evolution-of-li-ion-battery-price-1995-2019)

[7] Wolfs P (2010) An economic assessment of 'second use' lithium-ion batteries for grid support, (AUPEC). In: 20th Australasian universities power engineering conference.

[8] United States Advanced Battery Consortium (USABC) (2012) LLC. http://www.uscar.org/guest/article_view.php?articles_id=85. Accessed 20 April 2012.

[9] Nagpure S, Downing R, Bhusan B, Babu S, Cao L et al (2011b) Neutron depth profiling technique for studying aging in Li-ion batteries. Electrochim Acta 56:4735–4743.

[10] Marano V, Onori S, Guezennec Y, Rizzoni G, Madella N (2009) Lithium-ion batteries life estimation for plug in hybrid electric vehicle. IEEE Veh Propuls Conf VPPC.2009.5289803:536–543.

[11] Zhang Y, Wang C-Y, Tang X (2011) Cycling degradation of an automotive LiFePO4 lithium-ion battery. J Power Sources 196(2011):1513–1520.

[12] E. Meissner, G. Richter. The Ninth European Lead Battery Conference Ninth European Lead Battery Conference. Berlin;2005.

[13] L.Wan, L. Liu, D.Cai, R. Chen, H. Liu, T. Wang, D. Li, Joint estimation of state of charge and state of health and fault early warning for energy storage power station based on double unscented Kalman filter algorithm. 2022 Power System and Green Energy Conference (PSGEC).

[14] D. Haifeng, W. Xuezhe, and S. Zechang, "A new SOH prediction concept for the power lithium-ion battery used on HEVs," Veh. Power Propuls. Conf. 2009. VPPC '09. IEEE, pp. 1649–1653, Sep.2009.

[15] Disponible online: https://www.hioki.com/us-es/industries-solutions/manufacturing/liion-internal-test.html (consultado en mayo de 2024).

[16] Disponible online: https://www.hioki.com/sg-en/learning/usage/resistance-meters_2.html (consultado en mayo de 2024).

[17] M. I. Benavides Flores. Determinación de Indicadores de estado de salud de baterías de ion-litio mediante el uso de espectroscopía de impedancia electroquímica y caracterización del término de la vida útil basado en la generación de calor dada por la impedancia interna. 2018. Universidad de Chile. Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas. Departamento de Ingeniería Eléctrica.

[18] Xuebing Han, Minggao Ouyang, Languang Lu, Jianqiu Li.A comparative study of commercial lithium ion battery cycle life in electric vehicle:Capacity loss estimation.J. Power Sources 2014;268:658–69.

[19] T. Kim, W. Qiao, and L. Qu, "Online SOC and SOH estimation for multicell lithium-ion batteries based on an adaptive hybrid battery model and sliding-mode observer," 2013 IEEE Energy Convers.Congr. Expo., pp. 292–298, Sep. 2013.

[20] Roman, D.; Saxena, S.; Robu, V.; Pecht, M.; Flynn, D. Machine learning pipeline for battery state-of-health estimation. Nat. Mach. Intell. 2021, 3, 447–456.

[21] . Severson, K.A.; Attia, P.M.; Jin, N.; Perkins, N.; Jiang, B.; Yang, Z.; Chen, M.H.; Aykol, M.; Herring, P.K.; Fraggedakis, D.; et al. Data-driven prediction of battery cycle life before capacity degradation. Nat. Energy 2019, 4, 383–391

[22] Attia, P.M.; Grover, A.; Jin, N.; Severson, K.A.; Markov, T.M.; Liao, Y.H.; Chen, M.H.; Cheong, B.; Perkins, N.; Yang, Z.; et al. Closed-loop optimization of fast-charging protocols for batteries with machine learning. Nature 2020, 578, 397–402.

[23] Richardson, R.R.; Osborne, M.A.; Howey, D.A. Gaussian process regression for forecasting battery state of health. J. Power Sources 2017, 357, 209–219.

[24] Jordan, M.I.; Mitchell, T.M. Machine learning: Trends, perspectives, and prospects. Science 2015, 349, 255–260.

[25] Rusk, N. Deep learning. Nat. Methods 2016, 13, 35.

[26] Gong, Q.; Wang, P.; Cheng, Z. An encoder-decoder model based on deep learning for state of health estimation of lithium-ion battery. J. Energy Storage 2022, 46, 103804.

[27] Ma, G.; Xu, S.; Jiang, B.; Cheng, C.; Yang, X.; Shen, Y.; Yang, T.; Huang, Y.; Ding, H.; Yuan, Y. Real-time personalized health status prediction of lithium-ion batteries using deep transfer learning. Energy Environ. Sci. 2022.

[28] Karniadakis, G.E.; Kevrekidis, I.G.; Lu, L.; Perdikaris, P.; Wang, S.; Yang, L. Physics-informed machine learning. Nat. Rev. Phys. 2021, 3, 422–440.

[29] Raissi, M.; Perdikaris, P.; Karniadakis, G.E. Physics-informed neural networks: A deep learning framework for solving forward and inverse problems involving nonlinear partial differential equations. J. Comput. Phys. 2019, 378, 686–707

[30] Li, W.; Zhang, J.; Ringbeck, F.; Jöst, D.; Zhang, L.; Wei, Z.; Sauer, D.U. Physics-informed neural networks for electrode-level state estimation in lithium-ion batteries. J. Power Sources 2021, 506, 230034.

[31] Kohtz, S.; Xu, Y.; Zheng, Z.; Wang, P. Physics-informed machine learning model for battery state of health prognostics using partial charging segments. Mech. Syst. Signal Process 2022, 172, 109002.

[32] Nascimento, R.G.; Corbetta, M.; Kulkarni, C.S.; Viana, F.A. Hybrid physics-informed neural networks for lithium-ion battery modeling and prognosis. J. Power Sources 2021, 513, 230526.

[33] Raj, T.; Wang, A.A.; Monroe, C.W.; Howey, D.A. Investigation of Path-Dependent Degradation in Lithium-Ion Batteries. Batter. Supercaps 2020, 3, 1377–1385.

[34] Mohtat, P.; Lee, S.; Siegel, J.B.; Stefanopoulou, A.G. Comparison of expansion and voltage differential indicators for battery capacity fade. J. Power Sources 2022, 518, 230714.

[35] Chen, X.; Hu, Y.; Li, S.; Wang, Y.; Li, D.; Luo, C.; Xue, X.; Xu, F.; Zhang, Z.; Gong, Z.; et al. State of health (SoH) estimation and degradation modes analysis of pouch NMC532/graphite Li-ion battery. J. Power Sources 2021, 498, 229884.

[36] Li, Y.; Abdel-Monem, M.; Gopalakrishnan, R.; Berecibar, M.; Nanini-Maury, E.; Omar, N.; van den Bossche, P.; Van Mierlo, J. A quick on-line state of health estimation method for Li-ion battery with incremental capacity curves processed by Gaussian filter. J. Power Sources 2018, 373, 40–53.

[37] Feng, X.; Weng, C.; He, X.; Han, X.; Lu, L.; Ren, D.; Ouyang, M. Online state-of-health estimation for Li-ion battery using partial charging segment based on support vector machine. IEEE Trans. Veh. Technol. 2019, 68, 8583–8592.

[38] Anseán, D.; García, V.M.; González, M.; Blanco-Viejo, C.; Viera, J.C.; Pulido, Y.F.; Sánchez, L. Lithium-ion battery degradation indicators via incremental capacity analysis. IEEE Trans. Ind. Appl. 2019, 55, 2992–3002.

[39] Weng, C.; Feng, X.; Sun, J.; Peng, H. State-of-health monitoring of lithium-ion battery modules and packs via incremental capacity peak tracking. Appl. Energy 2016, 180, 360–368.

[40] Lewerenz, M.; Marongiu, A.; Warnecke, A.; Sauer, D.U. Differential voltage analysis as a tool for analyzing inhomogeneous aging: A case study for LiFePO4| Graphite cylindrical cells. J. Power Sources 2017, 368, 57–67.

[41] Stroe, D.I.; Schaltz, E. Lithium-ion battery state-of-health estimation using the incremental capacity analysis technique. IEEE Trans. Ind. Appl. 2019, 56, 678–685.

[42] Wei, Z.; Ruan, H.; Li, Y.; Li, J.; Zhang, C.; He, H. Multistage state of health estimation of lithium-ion battery with high tolerance to heavily partial charging. IEEE Trans. Power Electron. 2022, 37, 7432–7442.

[43] Dubarry, M.; Truchot, C.; Liaw, B.Y. Synthesize battery degradation modes via a diagnostic and prognostic model. J. Power Sources 2012, 219, 204–216.

[44] Pastor-Fernández, C.; Uddin, K.; Chouchelamane, G.H.; Widanage, W.D.; Marco, J. A comparison between electrochemical impedance spectroscopy and incremental capacity-differential voltage as Li-ion diagnostic techniques to identify and quantify the effects of degradation modes within battery management systems. J. Power Sources 2017, 360, 301–318.

[45] Zhao, J.; Burke, A.F. Electric Vehicle Batteries: Status and Perspectives of Data-Driven Diagnosis and Prognosis. Batteries 2022, 8, 142. https://doi.org/ 10.3390/batteries8100142.

[46] Drake, N. Cloud computing beckons scientists. Nature 2014, 509, 543–544.

[47] Gibney, E. Europe sets its sights on the cloud: Three large labs hope to create a giant public–private computing network. Nature 2015, 523, 136–138.

[48] Khan, W.Z.; Aalsalem, M.Y.; Khan, M.K.; Arshad, Q. Data and privacy: Getting consumers to trust products enabled by the Internet of Things. IEEE Consum. Electron. Mag. 2019, 8, 35–38

[49]Data Service Center for Electric Vehicles. Available online: http://en.aesa.net.cn/About.aspx?ClassID=65 (accessed on 19 August 2022).

[50] Zhao, Y.; Liu, P.; Wang, Z.; Zhang, L.; Hong, J. Fault and defect diagnosis of battery for electric vehicles based on big data analysis methods. Appl. Energy 2017, 207, 354–362.

[51] Li, K.; Zhou, P.; Lu, Y.; Han, X.; Li, X.; Zheng, Y. Battery life estimation based on cloud data for electric vehicles. J. Power Sources 2020, 468, 228192.

[52] Song, L.; Zhang, K.; Liang, T.; Han, X.; Zhang, Y. Intelligent state of health estimation for lithium-ion battery pack based on big data analysis. J. Energy Storage 2020, 32, 101836.

[53] D. Andre, C. Appel, T. Soczka-Guth, and D. U. Sauer, “Advanced mathematical methods of SOC and SOH estimation for lithium-ion batteries,” J. Power Sources, vol. 224, pp. 20–27, Feb. 2013

[54] A. P. Schmidt, M. Bitzer, Á. W. Imre, and L. Guzzella, “Modelbased distinction and quantification of capacity loss and rate capability fade in Li-ion batteries,” J. Power Sources, vol. 195, no. 22, pp. 7634–7638, Nov. 2010.

[55] G. Richter, “Method and device for determining the state of function of an energy.

[56] S. Lukic, “Charging ahead,” Ind. Electron. Mag. IEEE, no.December, pp. 2–12, 2008.

[57] S. M. Lukic, J. Cao, R. C. Bansal, F. Rodriguez, A. Emadi, S. S. Member, J. Cao, R. C. Bansal, S. S. Member, and F. Rodriguez, “Energy Storage Systems for Automotive Applications,” Ind. Electron. IEEE Trans., vol. 55, no. 6, pp. 2258–2267, 2008.

[58] P. Ramadass, B. Haran, R. White, and B. N. Popov, “Mathematical modeling of the capacity fade of Li-ion cells,” J. Power Sources, vol. 123, no. 2, pp. 230–240, Sep. 2003.

[59] H. Lin and T. Liang, “Forecasting the State-of-Charge of Li-Ion Batteries using Fuzzy Inference System and Fuzzy Identification,” Energy Convers. Congr. Expo. (ECCE), IEEE, no. 101, pp. 3175–3181, 2012.

[60] U. Tröltzsch, O. Kanoun, and H.-R. Tränkler, “Characterizing aging effects of lithium ion batteries by impedance spectroscopy,” Electrochim. Acta, vol. 51, no. 8–9, pp. 1664–1672, Jan. 2006.

[61] H. Rahimi-Eichi, F. Baronti, and M. Chow, “Online Adaptive Parameters Identification and State of Charge Co-Estimation for Lithium-Polymer Battery Cells,” IEEE Trans. Ind. Electron., vol. 61, no. 4, pp. 2053–2061, 2014.

[62] B. Balasingam, G. V. Avvari, B. Pattipati, K. R. Pattipati, and Y. Bar-Shalom, “A robust approach to battery fuel gauging, part II: Real time capacity estimation,” J. Power Sources, vol. 269, pp. 949– 961, Dec. 2014.

[63] M. Broussely, P. Biensan, F. Bonhomme, P. Blanchard, S. Herreyre, K. Nechev, and R. J. Staniewicz, “Main aging mechanisms in Li ion batteries,” J. Power Sources, vol. 146, no. 1–2, pp. 90–96, Aug. 2005.

[64] Martin Petit, Eric Prada y Valérie Sauvant-Moynot. "Development of an empirical aging model for Li-ion batteries and application to assess the impact of Vehicle-to-Grid strategies on battery lifetime". En: Applied Energy 172 (jun. de 2016), pág. 398-407.

[65] E.Sarasketa-Zabala y col. "Calendar ageing analysis of $LiFePO_4$/graphite cell with dynamic model validations: Towards realistic lifetime predictions". En: Journal of Power Sources 272 (dic. de 2014). Pág.45-57

[66] Eduardo Redondo-Iglesias, Pascal Venet y Serge Pélissier. "Influence of the non-conservation of SoC value during calendar ageing tests on modelling the capacity loss of batteries". En: 2015 Tenth International Conference on Ecological Vehicles and Renewable Energies (EVER). Mar. de 2015, pág. 1-5

[67] Tanja Gewald y col. "Accelerated Aging Characterization of Lithium-ion Cells: Using Sensitivity Analysis to Identify the Stress Factors Relevant to Cyclic Aging". En: Batteries 6 (ene.de 2020), pág. 1-18. https://doi.org/10.3390/batteries6010006

[68] John Wang y col. "Cycle-life model for graphite-$LiFePO_4$ cells". En: Journal of Power Sources 196 (abr. De 2011). Pág. 3942-3948. https://doi.1016/j.jpowsour.2010.11.134

[69] C. Sánchez Nuñez. Trabajo fin de Máster: Parametrización y Validación téorica de un modelo de envejecimiento semiempírico para baterías de ion-litio LFP y NMC. 2021, Universidad Politécnica de Madrid, Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales. Departamento de Automática, Ingeniería Eléctrica y Electrónica e Informática Industrial

[70] Disponible online: https://www.voltvehicles.co.nz/cars-for-sale/ (consultado en marzo de 2024)

[71] Disponible online: https://ganvam.es/afiliados/publicaciones-afiliados/boletin-blanco-view/?_gl=1*1hptjuy*_gcl_au*MTc5Njk3MTM2OC4xNzEwODM1ODU3*_ga*MzI0NDkxNzMuMTcxMDgzNTg1NA..*_ga_8VYNT2MBEV*MTcxMTU1Mzk1Mi44LjEuMTcxMTU1NDM0OC4wLjAuMA..&_ga=2.242652674.1814017670.1711553952-32449173.1710835854 (consultado en marzo de 2024)

[72] Disponible online: https://www.km77.com/coches/nissan/leaf/2018/estandar/tekna/datos (consultado en marzo de 2024)

[73] Disponible online: https://motorway.co.uk/sell-my-car/guides/electric-car-depreciation (consultado en marzo de 2024)

Capítulo 8: Influencia de la disposición de la batería de tracción sobre el riesgo de escape térmico y sobre las solicitaciones experimentadas por un ocupante de un vehículo eléctrico que experimenta una colisión lateral

8. Influencia de la disposición de la batería de tracción sobre el riesgo de escape térmico y sobre las solicitaciones experimentadas por un ocupante de un vehículo eléctrico que experimenta una colisión lateral.

En los vehículos eléctricos actuales, la finalidad de la batería de tracción es almacenar energía. En el diseño de esta batería, se tienen en cuenta diferentes parámetros para disponer la batería/módulo/células en la configuración mecánica y térmicamente más segura. Además, la disposición de la batería debe tener un comportamiento dinámico correcto durante las colisiones. En el presente estudio, se analizaron diferentes configuraciones de batería a las que se les añadió absorbedores de energía. Para ello, se utilizó como modelo de referencia un vehículo de combustión interna realizado con elementos finitos. Se analizó el comportamiento estructural de las distintas configuraciones de batería en caso de colisión lateral. En primer lugar, se determinó la disposición más segura con respecto a la intrusión en el habitáculo y con respecto a la propagación térmica. En segundo lugar, se analizó la disposición más segura de la batería que garantiza la seguridad de los ocupantes en caso de colisión lateral utilizando para ello el software MADYMO®. Este software incluye dummies validados experimentalmente que permiten analizar las tensiones experimentadas por los ocupantes. Los resultados obtenidos del análisis realizado mostraron que la introducción del pack de baterías en el vehículo aumenta la rigidez del piso del vehículo, lo que reduce las intrusiones en el habitáculo. Por tanto, aumenta la seguridad de los ocupantes. Sin embargo, ninguna de las configuraciones analizadas mostró suficiente seguridad contra la fuga térmica o Thermal Runaway (TR). Este estudio contiene suficientes contribuciones al conocimiento, ya que no existe ningún estudio que analice la configuración más segura en en términos de comportamiento del pack de baterías con respecto a la intrusión en el habitáculo y con respecto al efecto del TR, junto con el hecho de que se trata de la configuración más segura para los ocupantes tras analizar las lesiones que sufren en una colisión lateral para las diferentes configuraciones analizadas.

8.1 Introducción

Un vehículo debe cumplir una serie de reglamentos y de normas. Además de estas normas, varios programas privados evalúan la seguridad de los vehículos. Entre ellos se encuentran los programas NCAP (Euro NCAP, US NCAP, J NCAP, etc.), cuyas pruebas no son de obligado cumplimiento. En la mayoría de los vehículos eléctricos (EV, Electric Vehicles) actuales, el pack de baterías está situado en la zona de seguridad primaria [1]. En este estudio, el pack de baterías se colocó en la zona de seguridad secundaria para garantizar la interacción con la zona de deformación del vehículo. Además, el pack de baterías necesita mecanismos adecuados de protección en el caso de que el vehículo experimente una colisión lateral. Los EV proporcionan propulsión transformando eficazmente la energía almacenada en la batería de tracción en energía eléctrica. Sin embargo, los EV se enfrentan a importantes retos relacionados con la autonomía, el peso y la seguridad. En particular, la seguridad de la batería durante una colisión lateral es una preocupación o un reto para los VE. A partir de datos de accidentes reales y pruebas de choque en laboratorio, se definen dos zonas seguras en un vehículo basadas en datos de la intrusión o deformación que presentan los vehículos que han sufrido accidentes reales y que han sido sometidos a pruebas controladas de choque en laboratorio [1], una zona de seguridad primaria y una zona de seguridad secundaria. El habitáculo se contempla como zona de seguridad primaria y es una zona segura contra impactos, y el resto de la plataforma del vehículo se considera zona de seguridad secundaria.

En caso de impacto, determinados componentes del vehículo absorben grandes cantidades de energía de deformación, transformando la energía cinética del impacto en energía de deformación. En caso de colisión lateral en un vehículo eléctrico (EV), el espacio disponible para absorber la energía se reduce a la zona comprendida entre la carrocería del vehículo y el pack de baterías.

Una batería de ion litio puede fallar debido a un fallo mecánico, eléctrico o térmico a nivel de celda, de módulo o de la mima batería (figura 8.1). Estos fallos se producen en cadena, lo que conduce al fenómeno de TR o embalamiento térmico.

El fallo mecánico puede producirse por una colisión, deformación o perforación, que puede provocar un cortocircuito interno y como consecuencia un elevado calor interno. Al aumentar la temperatura en el interior de la celda de ion litio, se producen un elevado número de reacciones exotérmicas. Por último, si el calor generado no se controla, se produce una realimentación y entonces tienen lugar el embalamiento térmico. En caso de deformación de la batería el separador se deforma, lo que puede causar un cortocircuito interno, o una fuga del electrolito y se puede generar un incendio seguido de explosiones. En caso de colisión, puede producirse una perforación de la batería, que suele ser más grave que una deformación y, en muchos casos, también puede provocar una fuga térmica.

El fallo eléctrico puede deberse a un cortocircuito externo, una sobrecarga o una sobredescarga del pack de baterías, que van a tener lugar si el sistema de gestión de la batería (BMS, Battery Management System) no funciona correctamente. Un cortocircuito externo puede producirse cuando los electrodos se conectan por un conductor durante una colisión o por la entrada de agua en la batería. La sobrecarga y la sobredescarga no siempre provocan TR, pero suelen provocar la degradación de la capacidad de almacenamiento de la celda y, por tanto, de la batería. En el caso

de la sobredescarga, si el BMS no detiene el proceso de carga en el límite máximo de tensión, se generará calor y gas. Por otro lado, en el caso de sobredescarga, si el BMS no limita correctamente el uso de celda a los niveles mínimos de tensión, se generará calor, gas y el hinchamiento de la celda.

Por último, puede producirse un fallo térmico por sobrecalentamiento, que puede deberse a conexiones de contacto incorrectas o a un calor excesivo en las proximidades de la batería, por ejemplo, a causa de un incendio provocado por una colisión contra un vehículo de combustión que se ha incendiado. Además, el sobrecalentamiento puede producirse durante la carga rápida con un supercargador.

El fallo de la celda/batería también puede deberse a un cortocircuito interno, debido por ejemplo a fallos del separador de celdas, a contaminación, a defectos de fabricación, o a la formación de dendritas (acumulación de litio) en el ánodo. Este fallo también puede deberse a defectos durante la fabricación de la celda que provoquen un cortocircuito interno.

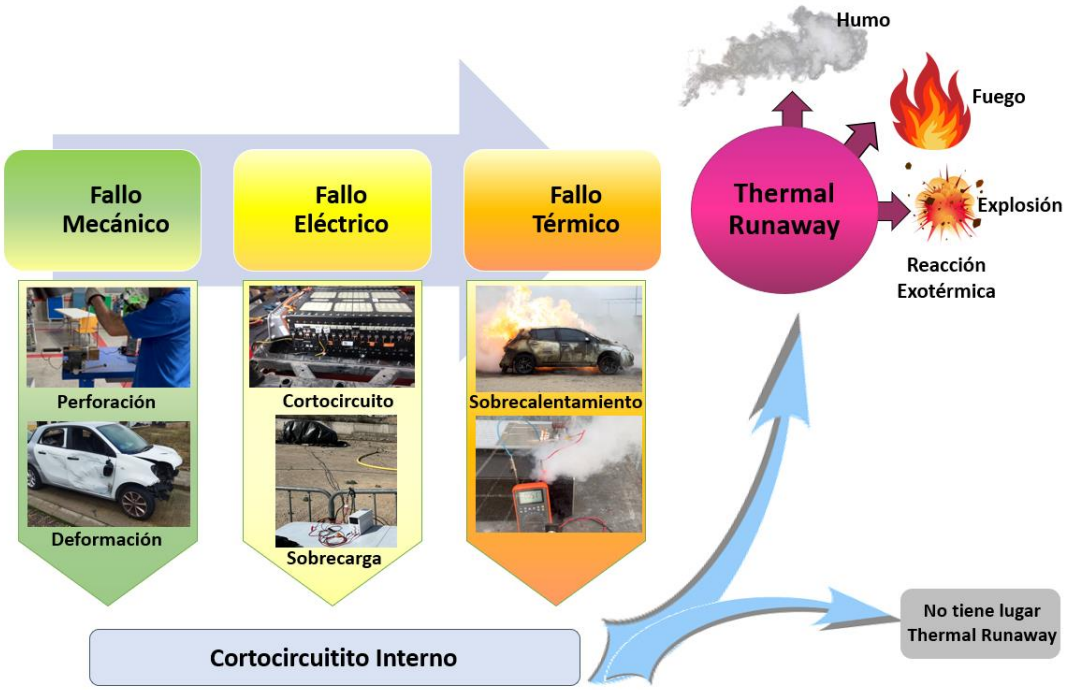


Fig. 8.1. *Mecanismo de Thermal Runaway de una batería de ion litio para vehículos eléctricos [2].*

Esta característica inherente a las baterías de alta tensión hace necesario el refuerzo de la carcasa de la batería de tracción y la introducción de elementos capaces de absorber la energía producida durante la colisión para evitar daños en las celdas de la batería. Según datos publicados [3], en 2022, el 11,5% de los siniestros en vías interurbanas en España son colisiones laterales o fronto-laterales; en este tipo de colisiones, en comparación con la colisión frontal, hay mucho menos espacio de deformación que en la colisión frontal, hay mucho menos espacio en el interior del vehículo para absorber energía. Por tanto, las lesiones graves en la cabeza y en el pecho son comunes en las colisiones laterales, siendo más graves que en las colisiones frontales. Esto se debe

a que el cuerpo del conductor, en una colisión lateral, está más cerca del vehículo que impacta y/o de las estructuras que se encuentran en el interior de la puerta y que se deforman, lo que da lugar a la intrusión de la puerta que acaba golpeando directamente en el hemitórax cercano al lateral que ha sido impactado. Existen ensayos de impacto lateral con una barrera móvil deformable que simula una colisión en la que el vehículo es golpeado en su lateral por un segundo vehículo. En este ensayo, un carro con una barrera deformable con las características físicas de un vehículo real es lanzado contra el vehículo, imitando su comportamiento y rigidez, a una determinad velocidad y ángulo de impacto. Estos ensayos se definen en las normas oficiales. Dependiendo del tipo de ensayo y de la norma o reglamento en la/el que se describe el ensayo, las características de la colisión varían (velocidad del elemento que colisiona, ángulo de impacto). La norma de Estados Unidos es FMVSS (Federal Motor Vehicle Safety Sandard) 214, define una velocidad de impacto de la barrera móvil de 53,9 km/h, un peso de la barrera de 136 ± 4,5 kg, y un ángulo de impacto de 27° [4].

Las normas aplicadas en este estudio fueron las recogidas en el Reglamento n° 95 de las Naciones Unidas “Prescripciones uniformes relativas a la homologación de los vehículos relativas a la protección de sus ocupantes en caso de colisión lateral” [5], que describe el procedimiento de ensayo de impacto lateral (figura 8.2). Los impactos laterales causan muchas muertes y lesiones graves y representan aproximadamente una cuarta parte de todos los accidentes. Euro NCAP ha estado realizando pruebas en el lado del conductor desde sus inicios. Sin embargo, casi la mitad de los ocupantes heridos en impactos laterales están sentados en el lado opuesto al golpeado. En un impacto lateral, tanto los ocupantes del lado golpeado (cercano) como los ocupantes del lado opuesto (lejos) del vehículo corren riesgo de sufrir lesiones. En concreto, los impactos en el lado opuesto representan el 9,5% de todos los accidentes de tráfico y el 8,3% de todas las lesiones MAIS+3 sufridas por los ocupantes [6]. La cabeza y el tórax son las regiones del cuerpo que se lesionan con mayor frecuencia. Como la mayoría de las lesiones en la cabeza ocurren en personas sentadas en el lado en el que se golpea el vehículo [7], es esencial establecer medidas para reducir la intrusión del vehículo y la excursión de la cabeza para reducir las lesiones en este tipo de colisiones. Actualmente, algunos fabricantes de automóviles están abordando estos impactos en lados opuestos e introduciendo contramedidas, como bolsas de aire centrales, para mitigar las lesiones que podrían ocurrir. En este estudio se analizaron las lesiones del acompañante delantero, al recibir el impacto en el lado derecho del vehículo. Diferente

Se pueden utilizar diferentes dummies para analizar la protección que ofrecen los vehículos en una colisión lateral. De estos, el dummy masculino WorldSID es más biofiel que el dummy ES-2re, y su nivel de biofidelidad es aceptable para los reglamentos técnicos sobre impacto lateral. En el estudio se va a realizar una evaluación paramétrica del efecto que tiene un impacto lateral en la cinemática del dummy EuroSID 2 analizado, en las cinco configuraciones diferentes de vehículo que se van a analizar. Las condiciones del ensayo son las establecidas en el Reglamente ECE R95, en el que se utiliza el dummy ES-2 (EuroSID 2).

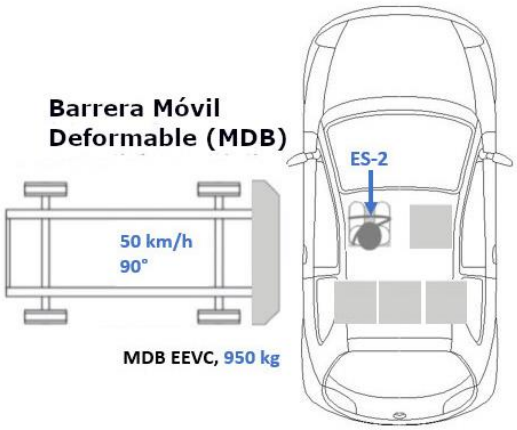
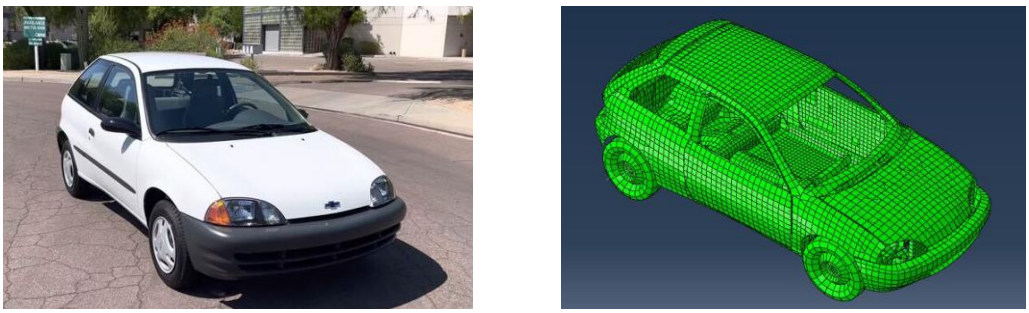


Fig. 8.2. *Esquema del ensayo de colisión lateral con barrera móvil de acuerdo con el Reglamento de la Comisión Económica para Europa ECE R95 [5].*

8.2 Materiales y Métodos

8.2.1. Metodología

Se evalúa la seguridad de diferentes configuraciones de vehículo eléctrico, mediante la correlación de los resultados de la simulación con los umbrales establecidos en el Reglamento ECE R95. El modelo de vehículo de referencia fue un vehículo de combustión (Geo Metro 3-Puertas Gen II) (figura 8.3.a), modelado con elementos finitos (figura 8.3.b), incluyendo una barrera móvil deformable. El impacto lateral se simuló según las condiciones de la Directiva 97/26/EC.

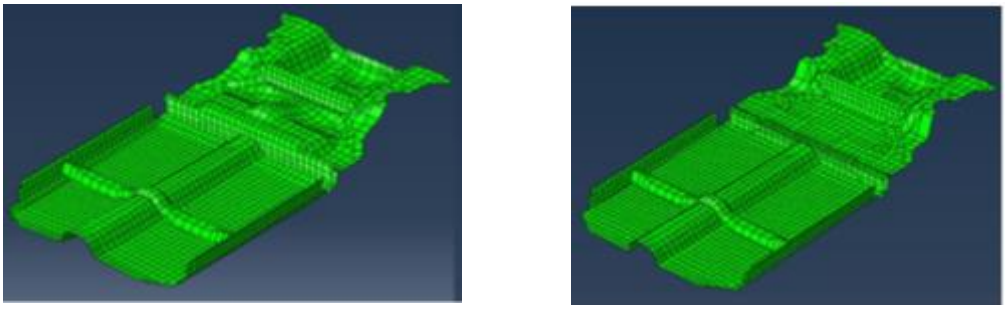


(a) **(b)**

Fig. 8.3. *(a) Modelo Geo Metro 3-Puertas Gen II; (b) Modelo Geo Metro 3 modelado con elementos finitos. Modelo utilizado como referencia.*

Este modelo se transformó en un vehículo eléctrico introduciendo dos configuraciones diferentes de batería de tracción, posteriormente, el piso del vehículo y el área de debajo de la banqueta trasera del vehículo de referencia (figura 8.4.a) se adaptaron a un vehículo eléctrico (figura 8.4.b) y

se colocaron unos absorbedores de choque. Para la modelización de la batería de tracción del vehículo eléctrico se tomó como referencia una batería real de un Nissan Leaf de primera generación (48 módulos de 24 kWh), que contiene 48 módulos de 4 celdas cada uno. Los materiales para la modelización de la batería real se caracterizaron mediante mediciones realizadas sobre algunas probetas de la batería real.



(a) **(b)**

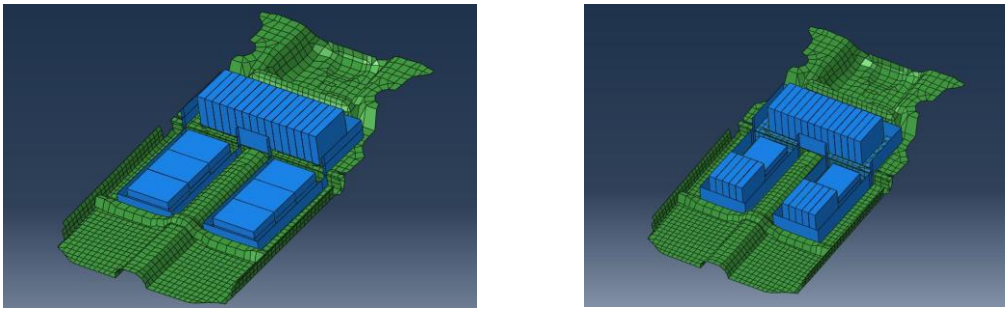
Fig. 8.4. *(a) Piso del vehículo y zona bajo banqueta trasera del vehículo de referencia; (b) Piso del vehículo y zona bajo banqueta trasera adaptados para crear un espacio dónde poder colocar la batería de tracción.*

La batería real utilizada para modelizar la batería que se utiliza en la simulación, monta en sus módulos 4 celdas pouch. Algunas celdas con mayor densidad energética, como son las celdas prismáticas y las cilíndricas, son más seguras que las celdas pouch [8]. Sin embargo, se escogieron las celdas pouch porque son las que utilizan la mayoría de los vehículos eléctrico. Por otro lado, de este modo se estudió el escenario menos favorable. En total, se analizar cuatro configuraciones diferentes de vehículo eléctrico, cada una de las cuáles se explica a continuación.

8.2.1.1 Vehículo Eléctrico: Configuración 1

En esta primera configuración, se diseñó una batería de alto voltaje con el objetivo de maximizar el aprovechamiento del espacio disponible sobre el piso del vehículo y debajo de la banqueta del asiento trasero, y de minimizar el aumento de altura del suelo del vehículo debajo de los pies de los ocupantes (figura 8.5.a).

La separación entre los módulos y la pared de la carcasa de la batería era de 50 mm, que es la dimensión recomendada para evitar daños en las celdas en caso de impacto [9]. La carcasa de la batería de alto voltaje se modeló en dos partes: la carcasa inferior y la carcasa superior, reproduciendo el diseño de la carcasa de la batería real. Los módulos de la batería se caracterizaron de acuerdo con las especificaciones técnicas de la batería de un Nissan Leaf [10]. Las dimensiones de la batería eran 303 x 223 x 55 mm. El volumen interior de los módulos se modeló con estas dimensiones como un sólido. La carcasa de la batería se modelizo con un espesor de 0,5 mm y las mismas dimensiones totales. Además, se reservó un espacio de 245 x 135 x 30 mm en un lateral de los módulos para representar el espacio ocupado por el sistema de gestión de batería (BMS). Sin embargo, el BMS no se implementó en el modelo de batería realizado con elementos finitos. Este hecho no interfirió en los resultados obtenidos de la simulación ya que el BMS está ubicado en el lado opuesto al que el vehículo recibe el impacto.



(a) **(b)**

Fig. 8.5. *Diseño de la batería de alto voltaje de un vehículo eléctrico (a) Configuración 1; (b) Configuración 2.*

8.2.1.2 Vehículo Eléctrico: Configuración 2

En esta segunda configuración, se tienen en cuenta los resultados de un estudio sobre propagación de la fuga térmica [11]. Los autores de este estudio afirmaron que la posibilidad de propagación de la fuga térmica es mayor en la disposición vertical que en disposición horizontal. Además, se destacó la importancia de la existencia de espaciado entre las celdas y su enfriamiento para garantizar un funcionamiento seguro, que reduce la probabilidad de pérdida de control de la transferencia de calor en el conjunto de la batería. Por lo tanto, en esta configuración se mejora la protección contra el descontrol térmico de la batería ya que se reorganizan los módulos colocados sobre el piso del vehículo (figura 8.5.b) y se reduce la anchura total del conjunto, dejando más espacio en sus laterales para poder colocar absorbedores de choque en la parte lateral. En esta configuración 2, existen 90 mm de espacio a ambos lados del conjunto de baterías, que es mayor que los 50 mm existentes en la configuración 1.

El método de modelado de la carcasa de la batería fue el mismo que en el caso de la configuración 1, con las dimensiones adaptadas al nuevo diseño de la batería. Por otro lado, los módulos, sus respectivas carcasas y el BMS tienen las mismas dimensiones que en la configuración 1.

8.2.1.3 Vehículo Eléctrico: Configuración 3

Con ambas configuraciones 3 y 4 se buscó mejorar la protección de la batería en caso de colisión implementando elementos absorbedores de choque a ambos lados de la carcasa de la batería de tracción, adaptando sus dimensiones a la forma de la carcasa de la batería y al espacio disponibles.

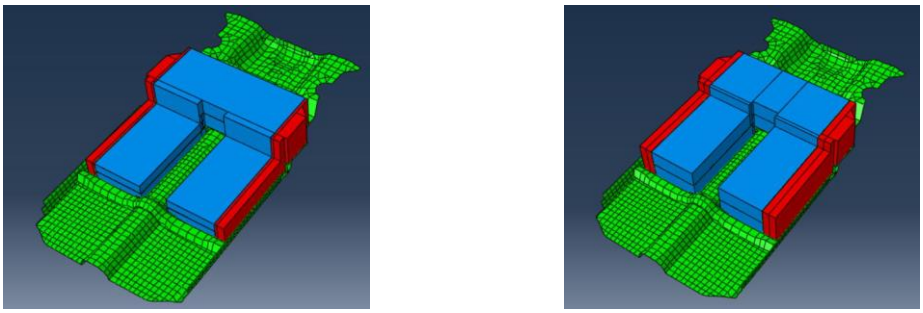
Basándose en análisis y resultados previos [12], en los que se compararon tres tipos diferentes de absorbedores de choque, se escogió como material para estos nuevos componentes (absorbedores) la espuma de aluminio (tabla 8.1).

Densidad (kg/m^3)	390
Módulo de Young (GPa)	0,175
Coeficiente de Poisson (-)	0,05

Tabla 8.1. *Propiedades de la espuma de aluminio [12].*

La configuración 3 corresponde a la configuración 1 añadiendo absorbedores (figura 8.6.a). En la configuración 1, había menos espacio disponible en los laterales de la batería, ya que la ubicación

era más baja sobre el piso del vehículo y, por tanto, más ancha. En este caso la anchura máxima del absorbente fue de 10,9 cm.



(**a**) (**b**)

Fig. 8.6. *(a) Configuración 3: Configuración 1 con absorbedores de choque; (b) Configuración 4: Configuración 2 con absorbedores de choque.*

8.2.1.4 Vehículo Eléctrico: Configuración 4

La configuración 4 era la configuración 2 a la que se añadieron absorbedores (Figura 8.6.b). En la configuración 2, la distribución de la batería tenía más altura sobre el piso del vehículo lo que permitía una carcasa más estrecha. Por tanto, los absorbedores tenían una anchura máxima de 14 cm (3,1 cm más anchos que en la configuración 3).

La siguiente figura 8.7 muestra una comparación de las cuatro configuraciones diferentes de vehículos eléctricos que se analizaron.

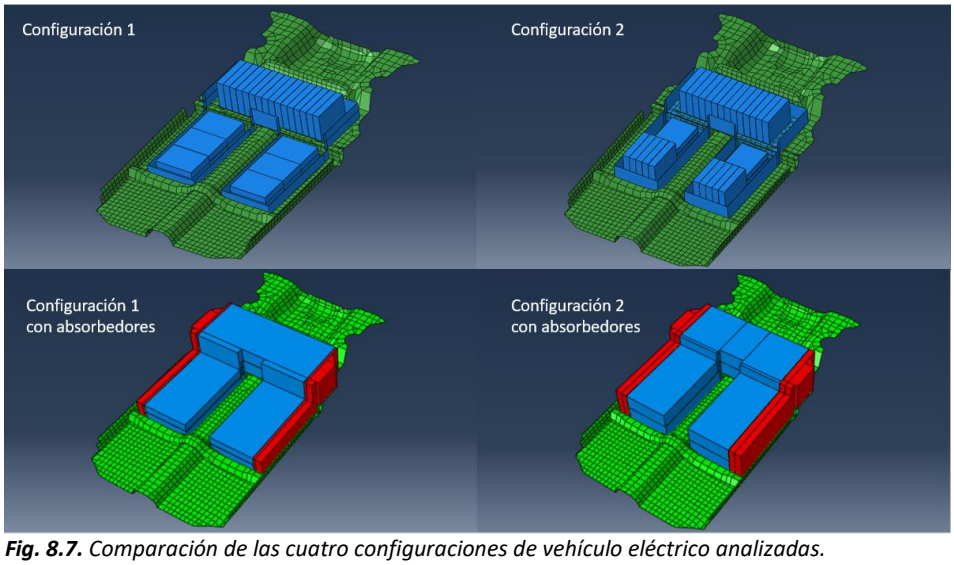


Fig. 8.7. *Comparación de las cuatro configuraciones de vehículo eléctrico analizadas.*

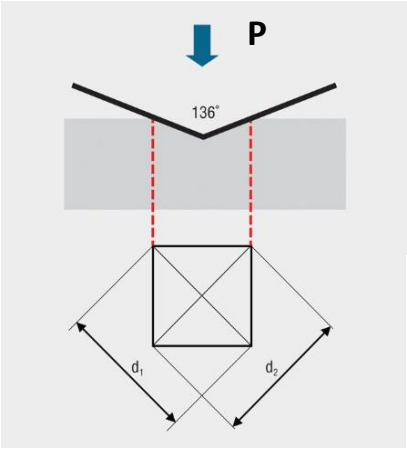
8.2.2. Caracterización de los materiales de la batería

Para el modelado de una batería de tracción con elementos finitos que se pueda utilizar para realizar simulaciones con varios software, se necesitaba caracterizar los materiales de la batería.

Para ello se realizaron ensayos de microdureza Vickers sobre una muestra tanto de la cubierta superior e inferior de la carcasa original de la batería de tracción como de las carcasas de los módulos, para determinar sus propiedades mecánicas que se deben introducir en el programa de simulación. Por otro lado, para caracterizar el material del interior de los módulos, se determinó la composición de las cuatro celdas pouch que componían los módulos.

El ensayo Vickers se basa en un sistema de medición óptico. Para realizar la prueba de microdureza se utiliza un penetrador de diamante con forma similar a una pirámide cuadrada. El penetrador se utiliza para penetrar el material estudiado, con una carga conocida y durante un periodo que suele estar entre 10 y 15 s. Posteriormente, se mide con un microscopio la longitud de la diagonal de la hendidura dejada por el penetrador de diamante para calcular el área de la superficie inclinada de la hendidura. Con estos datos se puede calcular la dureza Vickers como el cociente entre la carga aplicada durante el ensayo y el área de indentación (figura 8.8).

Para realizar estos ensayos se colaboró con el Departamento de Materiales de la Universidad de Zaragoza. En primer lugar, se obtuvieron probetas de la batería original a modelizar con las dimensiones necesarias para poder realizar los ensayos (figura 8.9).



$$H_V = \frac{1.854P}{d^2} \left(\frac{Kg}{mm^2}\right)$$

Fig. 8.8. *Explicación del ensayo de microdureza Vickers.*



(**a**) (**b**) (**c**)

Fig. 8.9. *Muestra de ensayo obtenido de la (a) carcasa superior y de la (b) carcasa inferior de la batería de alto voltaje, y de la (c) carcasa del módulo de la batería de alto voltaje.*

Los ensayos que se llevaron a cabo se muestran a continuación (figura 8.10 y figura 8.11).

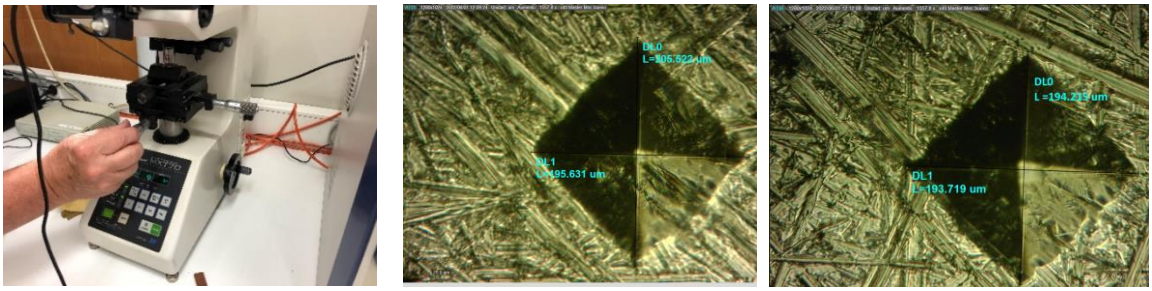


Fig. 8.10. *Vistas de los ensayos de microdureza Vickers que se llevaron a cabo sobre muestras de la carcasa superior y de la carcasa inferior de la batería de alto voltaje analizada.*

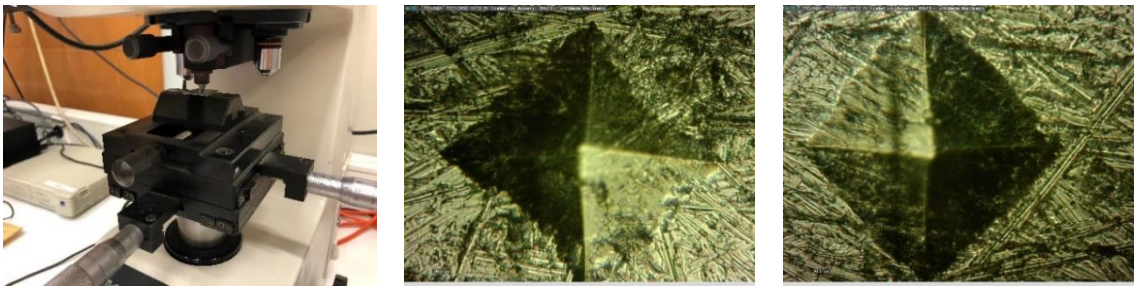


Fig. 8.11. *Vistas de los ensayos de microdureza Vickers que se llevaron a cabo sobre muestras de la carcasa de un módulo de la batería de alto voltaje analizada.*

Los resultados obtenidos en los ensayos llevados a cabo (dos por muestra) se muestran en la tabla 8.2.

	P (kg)	d_1 (mm)	d_2 (mm)	HV (kg/mm^2)
Carcasa superior de la batería	0,5	0,094941	0,1956	108,005069
	0,5	0,0897204	0,1937	115,480832
				111,742951
Carcasa inferior de la batería	0,5	0,094941	0,2031	104,076514
	0,5	0,0903672	0,1962	113,193268
				108,634891
Carcasa del módulo de la batería	0,5	0,1103256	0,2582	70,3455591
	0,5	0,114807	0,2409	72,5473466
				71,4464529

Tabla 8.2. *Resultados de los ensayos de microdureza Vickers llevados a cabo sobre diferentes muestras.*

Basándose en los resultados de los ensayos de microdureza de las cubiertas superior e inferior de la carcasa de la batería se obtuvo una dureza de 110 kg/mm^2. Según la interpretación de las tablas de conversión [13], se dedujo una resistencia mecánica de 53 psi. Aplicando el factor de conversión (6,9 N/mm^2 por unidad psi), se obtuvo una resistencia mecánica de 365,7 N/mm^2. El límite elástico también puede aproximarse a tres veces la dureza Vickers, es decir, a 330 MPa. Con estos resultados, comparamos los distintos materiales que pueden utilizarse para fabricar la carcasa de la batería, entre los que se encuentran los aceros de bajo carbono DC01, DC02 y DC03 [14]. Se eligió

el DC01 templado, que tiene un límite elástico de 200-380 N/mm2 y una resistencia mecánica de 290-430 N/mm^2. Las propiedades utilizadas para definir el acero elegido figuran en las tablas 8.3 y 8.4.

Densidad (kg/m^3)	7.850
Módulo de Young (GPa)	210
Coeficiente de Poisson (-)	0,3

Tabla 8.3. *Propiedades del acero DC01 [15].*

Límite elástico (MPa)	Tensión plástica asociada
330	0
365,7	0,18

Tabla 8.4. *Comportamiento plástico del acero DC01.*

El mismo procedimiento se aplicó a las carcasas individuales de los módulos, obteniéndose una dureza Vickers de 71 kg/mm^2, un límite elástico de 213 MPa (tres veces la dureza Vickers) y una resistencia mecánica de 227,7 MPa. Se compararon varias aleaciones de aluminio y aceros. Se compararon varias aleaciones de aluminio y aceros de bajo carbono, y se eligió la aleación de aluminio 6063-T6, que tenía un límite elástico de 215 MPa y una resistencia mecánica de 240 MPa. Las propiedades utilizadas para definir el aluminio 6063-T6 elegido [16] figuran en las tablas 8.5 y 8.6.

Densidad (kg/m^3)	2.700
Módulo de Young (GPa)	69
Coeficiente de Poisson (-)	0,33

Tabla 8.5. *Propiedades del aluminio 6063-T6 [16].*

Límite elástico (MPa)	Tensión plástica asociada
215	0
240	0,10

Tabla 8.6. *Comportamiento plástico del aluminio 6063-T6.*

El contenido de los módulos se definió calculando las propiedades equivalentes a partir de los componentes de las cuatro celdas pouch que había en su interior. Estos módulos tenían un ánodo de grafito y un cátodo de $LiMn_2O_4$ con $LiNiO_2$ [10]. Tanto las láminas separadoras como las envolturas de las celdas se han despreciado, se supuso que tanto el $LiMn_2O_4$ como el $LiNiO_2$ tenían las mismas características, y tanto las propiedades del ánodo como las del cátodo se ponderaron con un coeficiente de 0,5 cada una. A partir de los datos recopilados anteriormente [17], se obtuvieron las propiedades del material equivalente del módulo, que se resumen en la tabla 8.7.

	$LiMn_2O_4$ (25%)	$LiNiO_2$ (25%)	Grafito (50%)	Material equivalente del módulo
Densidad (kg/m³)	4.140	4.650	2.300	3.347,5
Módulo de Young (GPa)	194	194	109	151,5
Coeficiente de Poisson (-)	0,26	0,26	0,24	0,25

Tabla 8.7. *Propiedades equivalentes del interior de los módulos.*

8.2 Análisis de las lesiones de los ocupantes

Este modelo de vehículo se importó al software MADYMO (MAthematical Dynamic MOdel) versión 2212. MADYMO es un software que permite analizar las lesiones sufridas por los ocupantes en una colisión y determinar su origen. Se utiliza para determinar el comportamiento de los sistemas de retención de los ocupantes (cinturones de seguridad, airbags y reposacabezas).

En este estudio, MADYMO se utilizó para analizar el movimiento y las tensiones experimentadas por un ocupante delantero derecho en un vehículo implicado en una colisión lateral en el lado derecho, según el sentido de la marcha. Para ello, el vehículo se equipó con un asiento en el que se situó el dummy. Se analizaron el movimiento del dummy y las solicitanciones que experimentó debido a la colisión lateral. También se modelizó el cinturón de seguridad.

8.2.1. Modelo de dummy

Se realizó una evaluación paramétrica del efecto que tiene un impacto lateral en la cinemática de un dummy. Para ello, se utilizó un dummy EuroSID 2 para cada una de las cinco configuraciones de vehículos analizadas. Las condiciones de ensayo fueron las establecidas en el Reglamento ECE R95, en el que se utiliza el dummy ES-2 (EuroSID 2). Los modelos utilizados por MADYMO se muestran a continuación (figura 8.12). Los dummies que utiliza MADYMO han sido calibrados y validados mediante numerosos ensayos de impacto sobre componentes y sobre el dummy completo

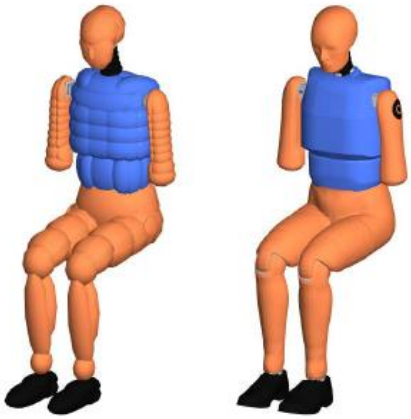


Fig. 8.12. *Dummy ES-2 (re) de elipsoides (izquierda), utilizado en la simulación, y dummy ES-2(re) facetado (derecha), en su posición de referencia [18].*

8.2.2. Modelo de vehículo

Para el análisis, se importó el modelo de automóvil modelado (para las cinco configuraciones) y se añadió el asiento (figura 8.13). Además, se analizaron las solicitaciones experimentadas por el ocupante delantero derecho, según el sentido de la marcha del vehículo.

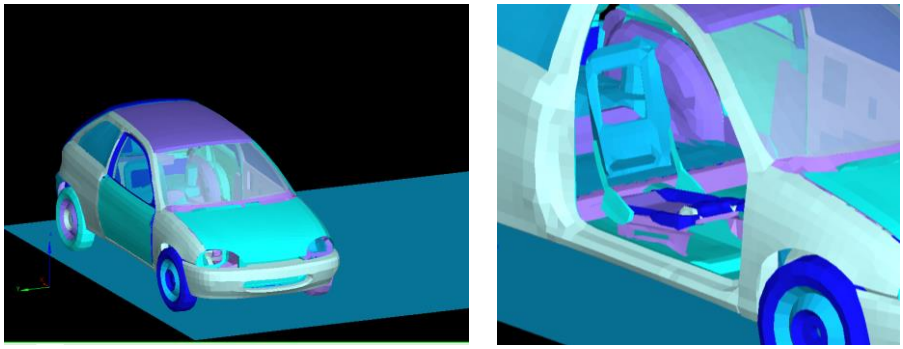


Fig. 8.13. *Imagen del vehículo utilizado, y detalles del asiento instalado para colocar el dummy.*

8.2.3. Ensayo de colisión lateral con barrera deformable

El ensayo de colisión lateral con barrera deformable se analizó según la norma UN ECE R95. Este ensayo simula una colisión lateral entre dos coches con un ángulo relativo determinado, como podría ocurrir, por ejemplo, en un cruce de carreteras. Para realizar este ensayo, se requiere un vehículo a ensayar, una barrera deformable móvil y dummies. Al modelo anterior se ha añadido una barrera deformable con las características de la barrera utilizada en el Reglamento ECE R95.

En FMVSS 214, se utiliza el dummy ES-2 re; en el reglamento ECE R95 se utiliza el dummy ES-2; y en EuroNCAP se utiliza el dummy WorldSID. Por este motivo, se utilizó el dummy ES-2 siguiendo el Reglamento ECE R95.

La figura 8.14 se muestra el modelo completo que utilizó para la simulación, incluidos el dummy correspondiente y el cinturón de seguridad.

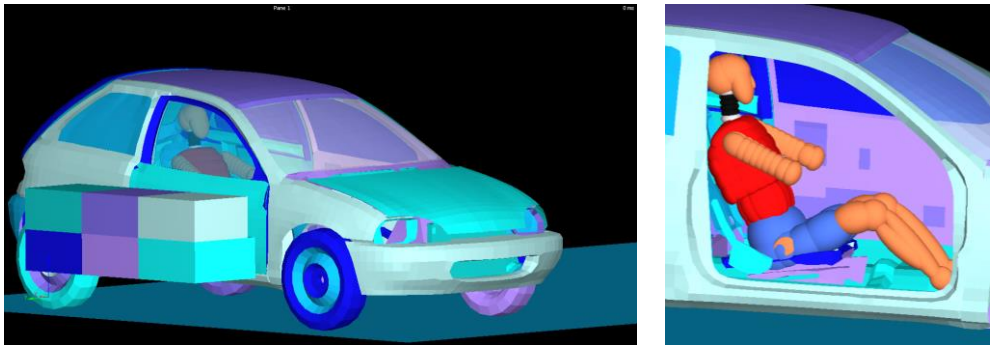


Fig. 8.14. *Modelo completo utilizado en la simulación de acuerdo al Reglamento ECE R95 utilizando el dummy EuroSID-2.*

8.3 Resultados y discusión

Se analizó el comportamiento de las distintas configuraciones mediante el método de los elementos finitos (FEM, Finite Element Method) para determinar la configuración óptima en términos de seguridad de los ocupantes, intrusión en el habitáculo y propagación de la fuga térmica.

En primer lugar, se analizó el **instante de máxima deformación** para cada una de las configuraciones analizadas (tabla 8.8), que se redujo considerablemente cuando se instaló el pack de baterías, ya que el vehículo se rigidizó transversalmente. Tras incluir los absorbedores de choque, también se observó una disminución del tiempo antes de alcanzar el instante de máxima deformación, ya que estos nuevos componentes también añadieron rigidez al coche.

	Sin batería	Configuración 1	Configuración 2	Config. 1 con elementos absorbedores de choque	Config. 2 con elementos absorbedores de choque
Instante de máxima deformación (s)	0,1	0,0615	0,0625	0,056	0,058

Tabla 8.8. *Comparación del instante de máxima deformación del modelo de vehículo.*

En la figura 8.15 se muestra la vista superior de cada una de las cinco configuraciones en el momento de máxima deformación.

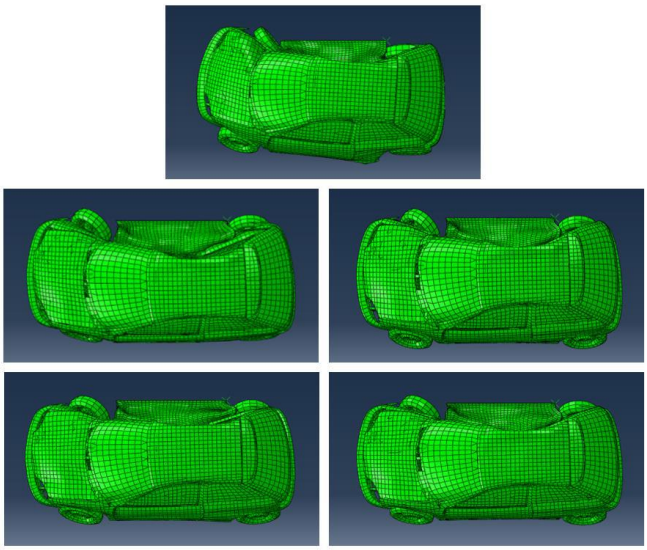


Fig. 8.15. *Modelo de coche deformado en el instante de máxima deformación. De izquierda a derecha y de arriba abajo: configuración sin batería, configuración 1, configuración 2, configuración 1 con absorbedores de choque y configuración 2 con absorbedores de choque.*

La tabla 8.9 muestra la velocidad y aceleración máximas para cada una de las cinco configuraciones. Dado que la masa del vehículo aumenta con la inclusión del pack de baterías, y aplicando la conservación del momento lineal, la velocidad y la aceleración máximas tras el impacto para las configuraciones con pack de baterías disminuyen.

	Sin batería	Configuración 1	Configuración 2	Config. 1 con elementos absorbedores de choque	Config.2 con elementos absorbedores de choque
Velocidad máxima (m/s)	10,09	7,52	7,35	7,77	7,73
Aceleración máxima (m/s²)	876,49	291,12	310,65	427,49	360,06

Tabla 8.9. *Comparación de la velocidad máxima y de la aceleración máxima para cada una de las configuraciones analizadas.*

La figura 8.16 muestra la velocidad media y la figura 8.17 la aceleración media, ambas medidas en el suelo del vehículo durante el impacto para cada una de las configuraciones analizadas. Una vez conocido el momento de máxima deformación, se analizó la tensión máxima de von Mises en los componentes del vehículo que absorben energía en el impacto entre la barrera y los módulos de la batería, para determinar si estos elementos tienen suficiente límite elástico y si soportan el impacto. límite elástico y si soportan el impacto sin romperse, comparando la tensión máxima alcanzada con el límite elástico y la resistencia a la rotura (tabla 8.10).

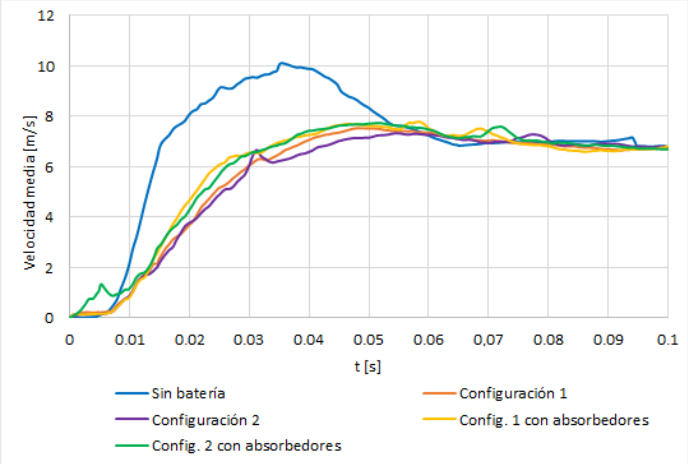


Fig. 8.16. *Velocidad media (m/s) medida sobre el suelo del vehículo durante el impacto para cada una de las configuraciones analizadas.*

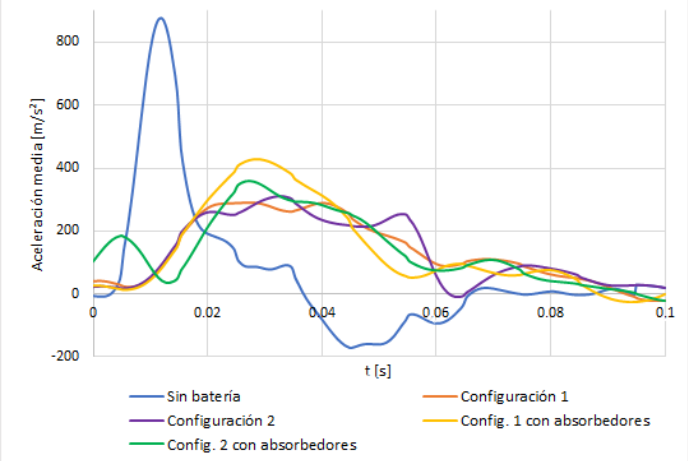


Fig. 8.17. *Aceleración media (m/s²) medida sobre el suelo del vehículo durante el impacto para cada una de las configuraciones analizadas.*

		Sin batería	Configuración 1	Configuración 2	Config. 1 con elementos absorbedores de choque	Config. 2 con elementos absorbedores de choque
Talonera	$E_{deformmax}$ (J)	939,08	1.472,23	1.597,28	878,17	784,30
	σ_{VMmax} (MPa)	982,1 [1]	1.089 [2]	991,8 [1]	909,6 [1]	895,8 [1]
Carcasa	$E_{deformmax}$ (J)	-	2.125,87	2.515,62	1.908,04	1.782,96
	σ_{VMmax} (MPa)	-	365,7 [2]	360,5 [1]	339,6 [1]	351,3 [1]
Absorbedor de choque	$E_{deformmax}$ (J)	-	-	-	684,09	729,94
$\sum E_{deformmax}$ (J)		939,08	3.598,1	4.112,9	3.470,31	3.297,20

Tabla 8.10. *Comparación de los elementos absorbedores para cada una de las configuraciones analizadas.*
[1] La tensión del elemento es superior al límite elástico. [2] El elemento rompe.

En ninguna de las configuraciones se produjo deformación plástica de los módulos, por lo que no se observaron roturas. Sin embargo, la Tabla 8.11 muestra que, en todos los modelos con batería, el desbordamiento térmico se produce en el mismo tipo de módulos: los que se colocan con la mayor superficie de cara al impacto. Cabe destacar que esta distribución es precisamente la recomendada [11] para reducir la transmisión de este fenómeno a los distintos módulos de la batería.

8.3.1. Thermal Runaway

Se ha buscado cumplir unos criterios que garanticen que la batería no sufre daños que pongan en peligro la seguridad de los pasajeros en relación con el fenómeno del embalamiento térmico. La fuga térmica (Thermal Runaway, TR) se produce cuando la temperatura de la batería supera los valores críticos debido a un fallo mecánico, eléctrico o térmico. Las colisiones entre vehículos (impacto mecánico) pueden causar deformaciones que provoquen el aplastamiento o la rotura de la batería [2].

Cuando una celda de batería sufre un impacto mecánico, primero se deforma mecánicamente. Si se produce un fallo mecánico del separador o de los electrodos, este hecho puede provocar un cortocircuito, un aumento de la temperatura, la generación de gas y el consiguiente aumento de la presión [19].

La mayoría de las investigaciones analizadas [19] han concluido que puede producirse un aumento de temperatura en todas las celdas de un pack de baterías debido a la deformación estructural producida por un impacto. El resultado de esta deformación también puede ser una elevada probabilidad de propagación de TR de una celda a las celdas adyacentes.

Existen varios estudios sobre aspectos que limitan las aplicaciones de las baterías de ion litio [19], como el riesgo de sobrecarga de las baterías de ion litio, las reacciones que se producen en el interior de estas baterías y la propagación del calor generado en una celda a sus celdas adyacentes. Los resultados de estos estudios [19] indican que la sobredescarga puede ser peligrosa para las baterías ion litio porque la tensión disminuye por debajo de un valor umbral.

Existe un artículo de revisión [20] sobre la aplicación de ML (Machine Learning) para la gestión térmica y para el sistema de seguridad de baterías. Se han analizado los tres modelos de ML más comunes: ANN (redes neuronales artificiales, Artificial Neural Networks), CNN (redes neuronales convolucionales, Convolutional Neural Networks) y LSTM (memoria a corto plazo, Long Short-Therm Memory). LSTM es la mejor opción para establecer modelos de predicción de la temperatura o de diagnóstico de riesgos térmicos con series temporales. Además, la nueva tecnología DT (Gemelo Digital, Digital Twin) se aplica a la seguridad de las baterías y los BTMS (Sistemas de Gestión Térmica de la Batería, Battery Thermal Management System). Esta tecnología es muy buena para el cálculo, la capacidad de almacenamiento de datos y la fiabilidad de la simulación en tiempo real.

Dado que es necesario que las baterías dispongan de un sistema de gestión térmica con bajo consumo energético, alta capacidad de regulación de la temperatura y mantenimiento uniforme de la temperatura, un estudio [21] analiza diferentes opciones para el control de la gestión térmica de las baterías de ion litio: medidas para controlar la temperatura máxima de la batería, temperatura adecuada de carga y descarga; regular el cambio de temperatura; sistema de refrigeración exterior y procedimientos de protección. Las principales conclusiones de esta revisión [21] son:

1. Se analizaron diversos problemas relacionados con la generación y disipación de calor en los packs de baterías, así como la capacidad térmica y la conductividad del pack de baterías.

2. Se analizaron diferentes estrategias de refrigeración y varios métodos de optimización, dentro de las tecnologías de gestión térmica utilizadas actualmente.

3. La estrategia de control del BTMS el pack de baterías es muy importante y puede mejorar su rendimiento reduciendo el consumo de energía.

4. Para optimizar el diseño del BTMS y seleccionar el más adecuado, pueden utilizarse distintos parámetros de evaluación utilizados en estudios de investigación anteriores.

Se utilizan criterios para garantizar que una batería no sufra daños que pongan en peligro la seguridad de los ocupantes del vehículo en relación con el TR. Un módulo puede soportar una fuerza de compresión de 445 kN antes de que se produzca el TR [22].

Para convertir este dato en un criterio, se modelizó un módulo de batería con carcasa tipo Shell e interior tipo Solid con las mismas características que en el modelo de impacto lateral. Este módulo se simuló en tres situaciones diferentes, recibiendo en cada una la fuerza correspondiente sobre una de las tres superficies diferentes. Esta fuerza se aplicó puntualmente en los nodos, por lo que fue necesario dividir la fuerza de 445 kN entre el número de nodos que definen la superficie a estudiar.

Posteriormente, se anotó el acortamiento obtenido, que es el criterio considerado a la hora de interpretar los resultados obtenidos. Si el acortamiento obtenido en alguna de las configuraciones de la batería supera este valor, la configuración no es segura frente al desbordamiento térmico.

En la primera configuración, los módulos se colocaron horizontalmente sobre el suelo, con la superficie más pequeña (55 × 223 mm) orientada hacia la barrera móvil. Estaban sujetos al suelo por su base, la superficie más grande, y el impacto golpeó la superficie más pequeña.

El acortamiento máximo que puede soportar un módulo sometido a compresión en su cara más pequeña (Δ l_{menor}) es de 0,0699 mm. Para deformaciones mayores, se concluye que se produce un desbordamiento térmico.

En la segunda configuración, los módulos, colocados horizontalmente sobre el suelo del vehículo, tenían la superficie mediana perpendicular a la dirección de movimiento de la barrera móvil y estaban apoyados sobre la superficie mayor.

El acortamiento máximo que puede soportar un módulo cuya cara mediana está dirigida hacia el impacto (Δ $l_{mediana}$) es de 0,037 mm antes de que se produzca el desbocamiento térmico.

Por último, hemos simulado la situación en la que los módulos de ambas configuraciones que estaban apoyados sobre la banqueta trasera, colocados de canto, y parte de los colocados sobre el suelo de la segunda configuración también están de canto. Estos están en contacto con el suelo por la superficie mediana y en contacto con otros módulos por su superficie mayor.

El acortamiento máximo de un módulo sometido a compresión en su superficie mayor (Δ l_{mayor}) es de 0,0094 mm; por encima de este valor, se produce el desbocamiento térmico.

Teniendo en cuenta estos resultados, concluimos que el módulo más crítico de la configuración 1 con absorbedores está cerca (dentro de 0,0004 mm) de cumplir los requisitos para evitar el desbordamiento térmico. Esto la convierte en la mejor opción entre las cuatro configuraciones con batería de este estudio. No obstante, se pueden aplicar mejoras que reducirían el riesgo de incendio de la batería, que se describen a continuación.

		Config. 1	**Config. 2**	**Config. 1 con elementos absorbedores de choque**	**Config. 2 con elementos absorbedores de choque**
$E_{deformmax}$ (J)		154,48	1.407,57	69,93	1.370,20
σ_{VMmax} (MPa)		181,8	214,9	214,1	166,1
Acortamiento de Módulos	Δl_{menor}(mm)	0,0061	-	0,0034	-
	$\Delta l_{mediana}$mm)	-	0,0239	-	0,0012
	Δl_{mayor}(mm)	0,0264*	0,0417*	0,0098*	0,0208*
$\sum E_{deformmax}$ (J)		3.598,1	4.112,9	3.470,31	3.297,20

Tabla 8.11. *Comparación del comportamiento del módulo [23].*
**Se supera el acortamiento máximo.*

8.3.2. Intrusión en el habitáculo del vehículo

La intrusión en el habitáculo se midió con cuatro parámetros diferentes, medidos en el instante de máxima deformación en cada uno de los casos analizados, para determinar el efecto de la batería en el comportamiento estructural del vehículo durante un impacto lateral.

8.3.2.1 Intrusión a la altura de la talonera

Los dos primeros parámetros considerados fueron la distancia máxima y la distancia media que penetran los distintos nodos a la altura de la talonera (figura 8.18). Estas distancias se calcularon como la diferencia entre la anchura del vehículo antes y después del impacto en diferentes nodos.

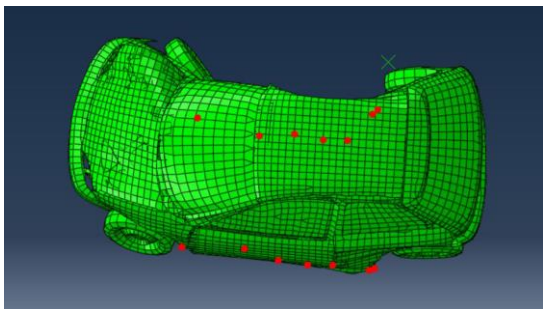


Fig. 8.18. *Nodos seleccionados para calcular la d_{Tmax} y la d_{Tmedia} en el instante de máxima penetración.*

En la tabla 8.12 se observó que tanto la batería como los absorbedores de choque rigidizaron la estructura del vehículo, ya que se redujeron las intrusiones. Al incluir la batería, se rigidizó el piso y se redujeron considerablemente las intrusiones de la talonera. Las intrusiones eran menores en el caso de la configuración 1, ya que la batería era más ancha que en el caso de la configuración 2; por lo tanto, se rigidizó una zona mayor del piso del vehículo.

Con la instalación de absorbedores, se redujo aún más la penetración media en el habitáculo en la talonera. Sin embargo, en la configuración 2 con absorbedores, la intrusión máxima obtenida entre los nodos fue casi la misma que sin absorbedores, mientras que la intrusión media disminuyó considerablemente. Esto significa que uno de los nodos presentaba una gran desviación con respecto a la línea de nodos; sin embargo, en general, el lado derecho del vehículo redujo la intrusión de su superficie.

	Sin batería	Config. 1	Config. 2	Config. 1 con elementos absorbedores de choque	Config. 2 con elementos absorbedores de choque
d_{Tmax}(mm)	333,55	224,85	253,02	205,55	253,48
d_{Tmedia}(mm)	252,60	128,86	160,31	93,87	100,67

Tabla 8.12. *Comparativa de las intrusiones en la talonera del vehículo en función de la configuración analizada.*

8.3.2.2 Intrusión a la altura del pilar B

Para este elemento, se calcularon dos parámetros diferentes para cuantificar la intrusión en el habitáculo en el pilar B del vehículo en el instante de máxima deformación.

El primero, d_H, se define como la distancia que un nodo del pilar B penetra en el interior del habitáculo respecto a los dos nodos de los pilares A y C. Las distancias de este nodo a la línea

imaginaria formada por dos nodos de los pilares A y C del vehículo en la misma cota z, tanto antes como después del impacto (figura 8.19), se calcularon y sumaron para calcular el valor de d_H.

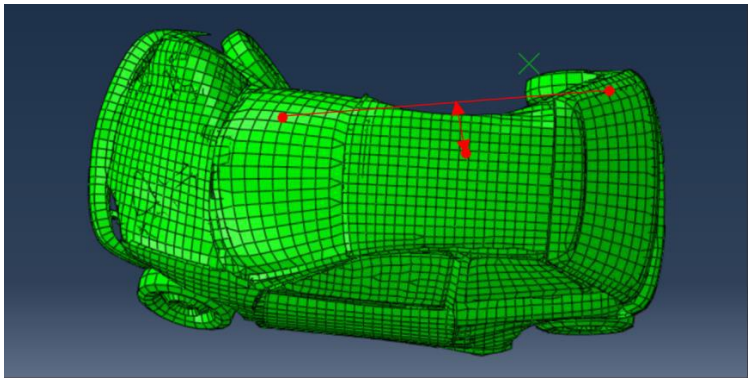


Fig. 8.19. *Nodos seleccionados para el cálculo de d_H en el instante de máxima deformación.*

El segundo parámetro, d_V, es la distancia que penetra en el centro del pilar B en relación con sus anclajes. Se calculó como la suma de las distancias antes y después del impacto (figura 8.20) desde un nodo situado en el centro del pilar hasta la línea imaginaria entre dos nodos situados cada uno en un anclaje del pilar.

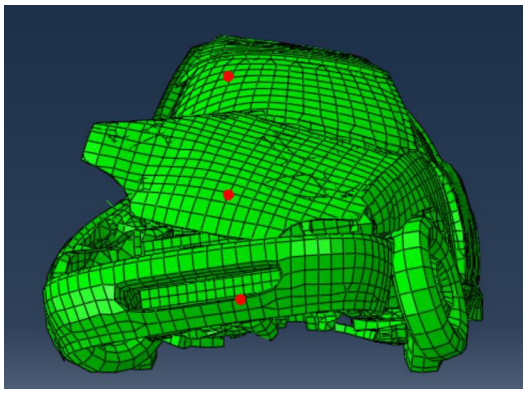


Fig. 8.20. *Nodos seleccionados para el cálculo de d_V en el instante de máxima deformación. La mejor configuración era la configuración 1 con absorbedores (Config.1 con elementos absorbedores de choque).*

Al analizar las intrusiones en el pilar B del vehículo (tabla 8.13) cuando se incluye el pack de baterías, se consigue una reducción de d_H. Tras la implantación de los absorbedores, esta distancia se redujo aún más. Por otro lado, d_V aumentó ligeramente cuando se instaló el conjunto de la batería, ya que el suelo no se deformó tanto como el resto del lateral, y esta intrusión se midió en función de la distancia desde un nodo en el centro del pilar B hasta la línea imaginaria formada por sus anclajes. Sin embargo, esta distancia disminuyó con la implantación de los absorbedores.

	Con batería	Config. 1	Config. 2	Config. 1 con elementos absorbedores de choque	Config. 2 con elementos absorbedores de choque
d_H(mm)	351,48	222,91	238,96	160,19	120,95
d_V(mm)	101,32	103,71	108,85	85,30	81,24

Tabla 8.13. *Comparativa de las intrusiones el pilar B del vehículo en función de la configuración analizada.*

8.3.3. Resultados para diferentes configuraciones de Vehículo Eléctrico

Se analizaron el movimiento del dummy y las solicitaciones a las que estaba sometido para las distintas configuraciones del vehículo. Se tomaron como valores de referencia los umbrales de lesión indicados por los reglamentos y los programas privados que analizan la seguridad de los vehículos. La configuración de ensayo utilizada fue la establecida en el Reglamento ECE R95.

A continuación, se presenta una secuencia de fotogramas que muestra el movimiento experimentado por el pasajero de un vehículo sometido a una aceleración similar a la experimentada en una colisión lateral según el Reglamento ECE R95. El pasajero está situado en el lado derecho del vehículo según el sentido de la marcha.

8.3.3.1 Cinemática del pasajero en un Vehículo de Combustión

La figura 8.21 contiene una secuencia de fotogramas que muestran el movimiento experimentado por un pasajero de un vehículo de combustión que experimenta una colisión lateral según los especificado en el Reglamento ECE R95.

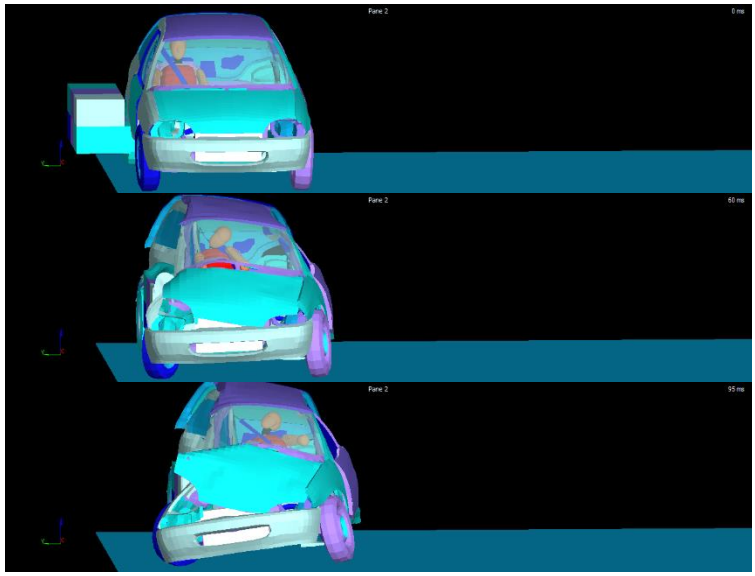


Fig. 8.21. *Cinemática del pasajero de un vehículo de combustión sometido a una colisión lateral según lo especificado en el Reglamento ECE R95, utilizando el dummy ES-2.*

8.3.3.2 Cinemática del pasajero en un Vehículo Eléctrico: Configuración 1

La figura 8.22 contiene una secuencia de fotogramas que muestran el movimiento experimentado por un pasajero de un vehículo eléctrico configuración 1 que experimenta una colisión lateral según los especificado en el Reglamento ECE R95.

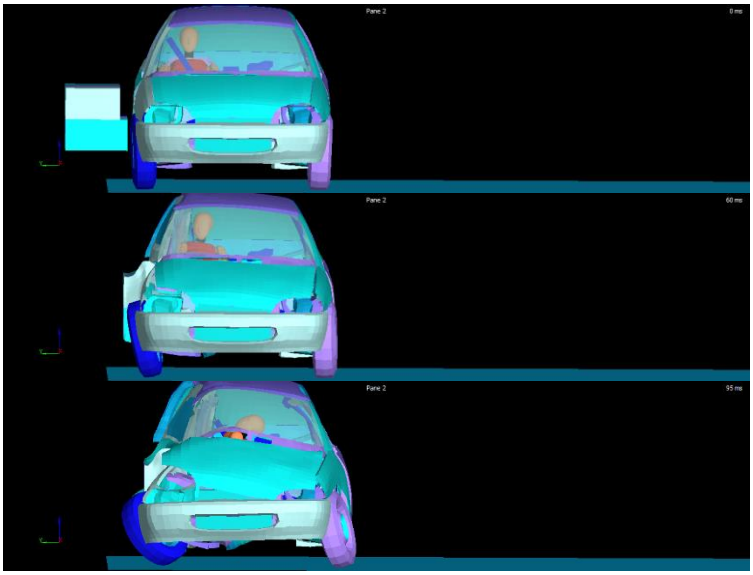


Fig. 8.22. *Cinemática del pasajero de un vehículo eléctrico configuración 1 sometido a una colisión lateral según lo especificado en el Reglamento ECE R95, utilizando el dummy ES-2.*

8.3.3.3 Cinemática del pasajero en un Vehículo Eléctrico: Configuración 2

La figura 8.23 contiene una secuencia de fotogramas que muestran el movimiento experimentado por un pasajero de un vehículo eléctrico configuración 2 que experimenta una colisión lateral según los especificado en el Reglamento ECE R95.

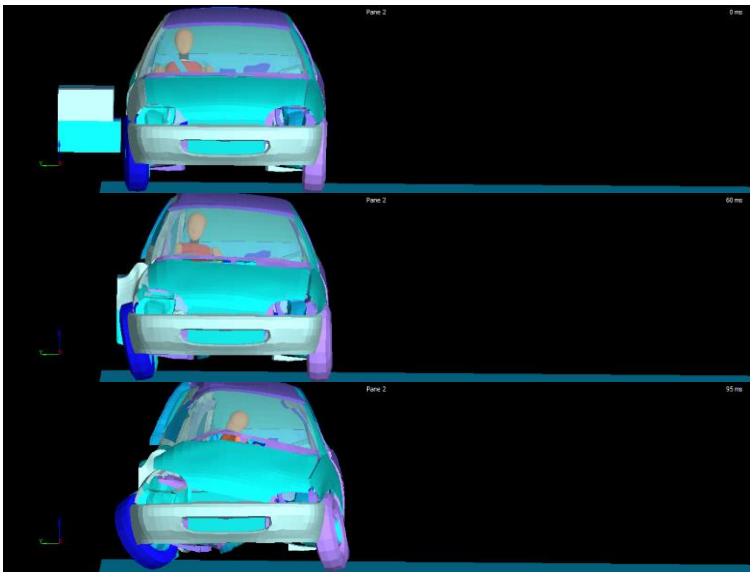


Fig. 8.23. *Cinemática del pasajero de un vehículo eléctrico configuración 2 sometido a una colisión lateral según lo especificado en el Reglamento ECE R95, utilizando el dummy ES-2.*

8.3.3.4 Cinemática del pasajero en un Vehículo Eléctrico: Configuración 1 con absorbedores de energía

La figura 8.24 contiene una secuencia de fotogramas que muestran el movimiento experimentado por un pasajero de un vehículo eléctrico configuración 1 con absorbedores de energía, que experimenta una colisión lateral según los especificado en el Reglamento ECE R95.

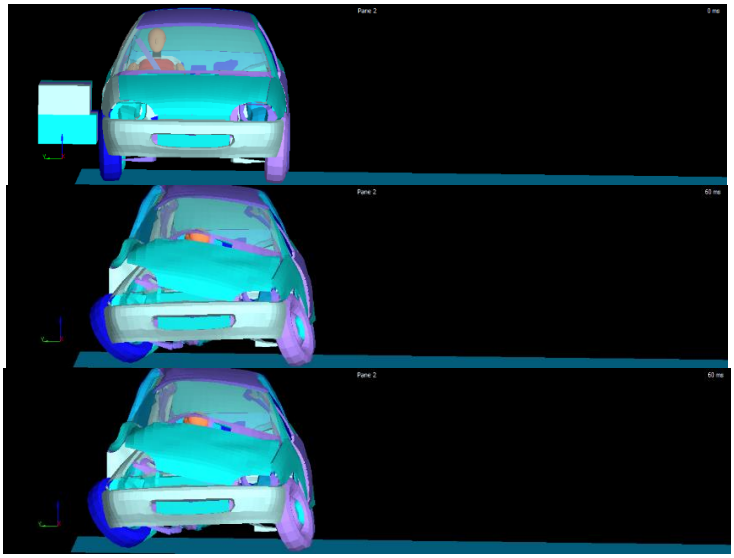


Fig. 8.24. *Cinemática del pasajero de un vehículo eléctrico configuración 1 con absorbedores de energía sometido a una colisión lateral según lo especificado en el Reglamento ECE R95, utilizando el dummy ES-2.*

8.3.3.5 Cinemática del pasajero en un Vehículo Eléctrico: Configuración 2 con absorbedores de energía

La figura 8.25 contiene una secuencia de fotogramas que muestran el movimiento experimentado por un pasajero de un vehículo eléctrico configuración 2 con absorbedores de energía, que experimenta una colisión lateral según los especificado en el Reglamento ECE R95.

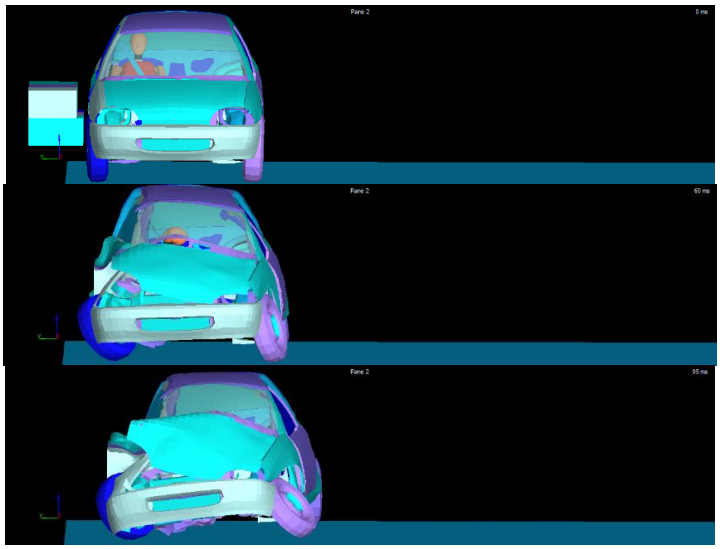


Fig. 8.25. *Cinemática del pasajero de un vehículo eléctrico configuración 2 con absorbedores de energía sometido a una colisión lateral según lo especificado en el Reglamento ECE R95, utilizando el dummy ES-2.*

Se llevó a cabo una comparación del movimiento (figura 8.26) del pasajero para las distintas configuraciones analizadas y se concluyó que, en un vehículo de combustión, la deformación de la parte inferior del vehículo aumenta y el ocupante se desplaza más hacia el lado opuesto al del lado del impacto. Para las configuraciones 1 y 2 con absorbedores de energía, el ocupante se desplaza

más hacia el lado opuesto al lado del impacto que en los casos de las configuraciones sin absorbedores de energía. Este hecho se debe a que la batería de tracción con absorbedores endurece la zona y al no incluir absorbedores dispone de una pequeña holgura que le permite deformarse y no recibir directamente el impacto. Con los absorbedores no existe espacio antes de que el conjunto de la batería de tracción más los absorbedores sea impactado.

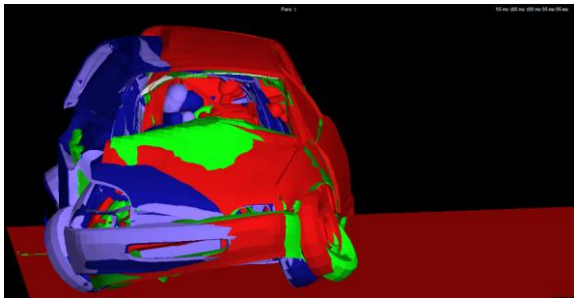


Fig. 8.26. *Comparación de la cinemática del pasajero para las distintas configuraciones de vehículo analizadas.*

8.3.4. Influencia de la disposición de la batería sobre el riesgo de lesión

A continuación, se analiza la influencia que tiene la disposición de la batería y la presencia o ausencia de absorbedores de energía sobre el riesgo de lesión de un pasajero.

8.3.4.1 Análisis de lesiones en la cabeza

Según el Reglamento ECE R95, el criterio de comportamiento de la cabeza (CCC o HPC, Head Performance Criterion) se aplica cuando tiene lugar contacto con la cabeza en una colisión. El CCC es el valor máximo de la siguiente fórmula (Ec.8.1):

$$(t_2 - t_1)\left(\frac{1}{t_2 - t_1}\int_{t1}^{t2} a\,dt\right)^{2.5} \qquad \text{(Ec.8.1)}$$

Donde a es la aceleración resultante en el centro de gravedad de la cabeza, en m/s^2, dividida por 9,81, medida en función del tiempo y filtrada con una frecuencia de 1000 Hz; t_1 y t_2 son dos momentos cualesquiera entre el contacto inicial y el final.

La siguiente fórmula corresponde al criterio de lesión en la cabeza (HIC, Head Injury Criterion)(Ec.8.22):

$$\text{HIC} = \max_{T0 \le t_1 \le t_2 \le TE}\left[\frac{1}{t_2 - t_1}\int_{t1}^{t2} R(t)dt\right]^{2.5}(t_2 - t_1) \qquad \text{(Ec.8.2)}$$

Donde t_1 es el tiempo de inicio y t_2 es el tiempo de finalización y R(t) es a(t), la curva de aceleración experimentada por la cabeza golpeada, donde (t) está medido en segundos y a esta medida en g's.

En la normativa aeronáutica se cita un valor de 1000 como umbral de lesión. En primer lugar, el cálculo de HIC se limitó a un intervalo de 36 ms (HIC_{36}) con un umbral de lesión de 1000. Posteriormente, se revisó, limitando el intervalo de tiempo máximo a 15 ms y reduciendo el umbral de lesión a 700 (denominado HIC_{15}. Un valor HIC_{15} de 700 representa un riesgo del 5% de sufrir lesiones graves o una escala abreviada de lesiones (AIS) de 4.

El CCC debería ser menor o igual a 1000 cuando no se produce contacto con la cabeza. En ese caso, el CCC no se mide ni se calcula. En cambio, se indica "sin contacto con la cabeza". En la tabla 8.14 se muestra el valor de HIC_{36} para cada una de las configuraciones analizadas.

	Sin batería	Config. 1	Config. 2	Config. 1 con elementos absorbedores de choque	Config. 2 con elementos absorbedores de choque
HIC_{36}	37.972	13.424	20.681	113.706	79.038

Tabla 8.14. *HIC_{36} experimentado por el dummy en cada una de las configuraciones de vehículo analizadas.*

Como puede observarse, los valores están muy por encima del umbral de lesiones (1000), por lo que se han incluido en los vehículos el airbag de cortina y el airbag lateral. Para explicar la diferencia entre los HIC en las diferentes configuraciones, se analizó la aceleración que experimenta la cabeza del dummy en cada configuración.

La figura 8.27 muestra cómo se reduce el valor máximo de aceleración que experimenta el ocupante de un vehículo de combustión cuando se añade una batería de tracción. Además, esta desaceleración máxima se alcanza más tarde. El valor de aceleración más bajo se alcanza con la configuración 1. Sin embargo, añadiendo absorbedores y reduciendo el espacio entre el estribo (donde impacta la barrera móvil deformable) y el conjunto formado por la batería de tracción más los absorbedores, se alcanza antes el valor máximo y al rigidizar la zona el valor de aceleración en la cabeza es mayor.

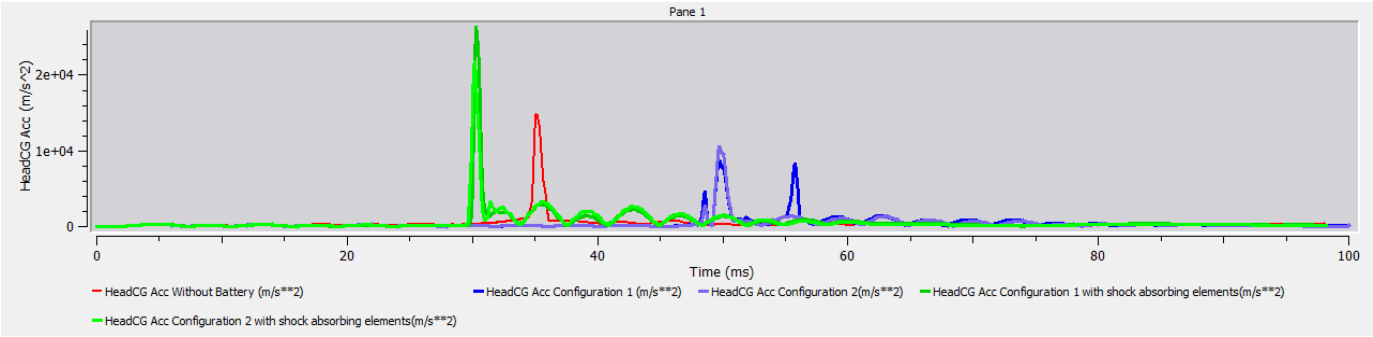


Fig. 8.27. *Comparativa de la aceleración de la cabeza en cada una de las configuraciones analizadas.*
*** significa que esta elevado al cuadrado, m/s**2 es similar a m/s^2.*

8.3.4.2 Análisis de lesiones en el tórax

Según el Reglamento ECE R95, la deformación máxima del pecho es el valor máximo de deformación en cualquier costilla según determinen los transductores de desplazamiento del tórax, filtrado con un canal de frecuencia de 180 Hz.

Se aplica el criterio de viscosidad. El resultado máximo de viscosidad es el valor máximo del criterio de viscosidad en cualquier costilla calculado a partir del producto instantáneo de la compresión relativa del tórax respecto del semitórax y la velocidad de compresión derivada por diferenciación de la compresión, filtrada con un filtro CFC (Channel Frequency Class) de 180 Hz. A los efectos de cálculo, la anchura normalizada de la semicaja torácica es de 140 mm. Donde D (en m) es la deformación de las costillas:

$$VC = max\left(\frac{D}{0{,}14} \cdot \frac{dD}{dt}\right) \quad \text{(Ec.8.3)}$$

Los criterios de comportamiento del tórax serán:

a) En el caso del criterio de deformación de las costillas, inferior o igual a 42 mm;

b) En el caso del criterio de tejidos blandos (criterio de viscosidad, VC; Viscous Criterion), inferior o igual a 1,0 m/s.

Durante un período transitorio de dos años desde la fecha señalada en el Reglamento, el valor VC del criterio de viscosidad no debería ser un valor determinante de la superación del ensayo de homologación, pero deberá ser consignado en el acta de ensayo y registrado por las autoridades de homologación. Una vez transcurrido el período transitorio, el valor VC de 1,0 m/s deberá aplicarse como criterio determinante de superación del ensayo.

Los siguientes valores de criterio de lesión en el tórax (tabla 8.15) se obtuvieron en la parte superior, media e inferior de las costillas con el software MADYMO versión R2212:

	Sin batería	Config. 1	Config. 2	Config. 1 con elementos absorbedores de choque	Config. 2 con elementos absorbedores de choque
Compresión parte superior costillas (mm)	59,47	52,24	55,08	75,90	67,26
Compresión parte media costillas (mm)	69,51	46,13	48,39	48,82	42,25
Compresión parte inferior costillas (mm)	68,70	56,66	64,15	38,37	30,18
VC superior costillas (m/s)	1,57	1,38	1,33	3,71	2,61
VC media costillas (m/s)	1,94	1,15	1,34	1,46	1,03
VC inferior costillas (m/s)	2,14	1,78	2,43	1,06	0,57

Tabla 8.15. *Compresión en las costillas y VC (Criterio de Viscosidad) para cada una de las configuraciones de vehículo analizadas.*

El valor de VC (figura 8.28) en la parte superior de las costillas alcanza el menor valor en el caso de la configuración 2 y el valor más alto en el caso de la configuración 1 con absorbedores. En la parte

media de las costillas, alcanza el menor valor de VC (figura 8.29) en el caso de la configuración 2 con absorbedores y el más alto en el caso del vehículo de combustión. En la parte inferior de las costillas, alcanza el menor valor de VC (figura 8.30) en el caso de la configuración 2 con absorbedores de choque y el más alto en el caso de la configuración 2.

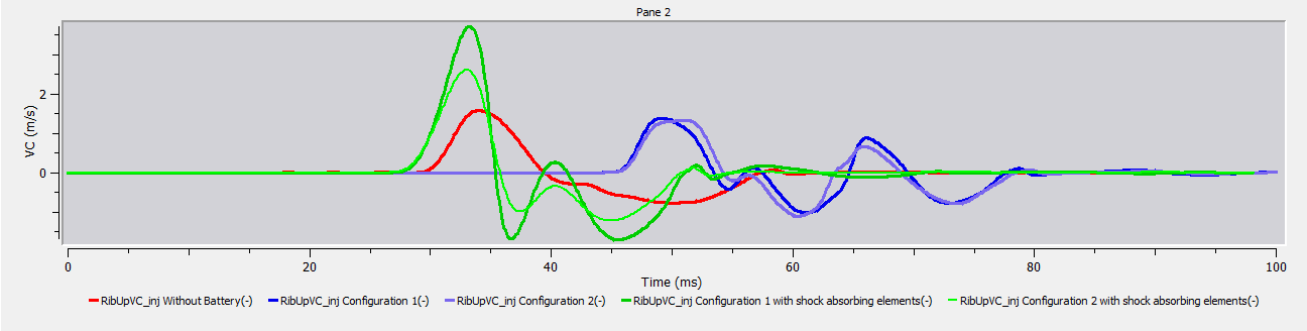


Fig. 8.28. *VC en la parte superior de las costillas para cada una de las configuraciones analizadas.*

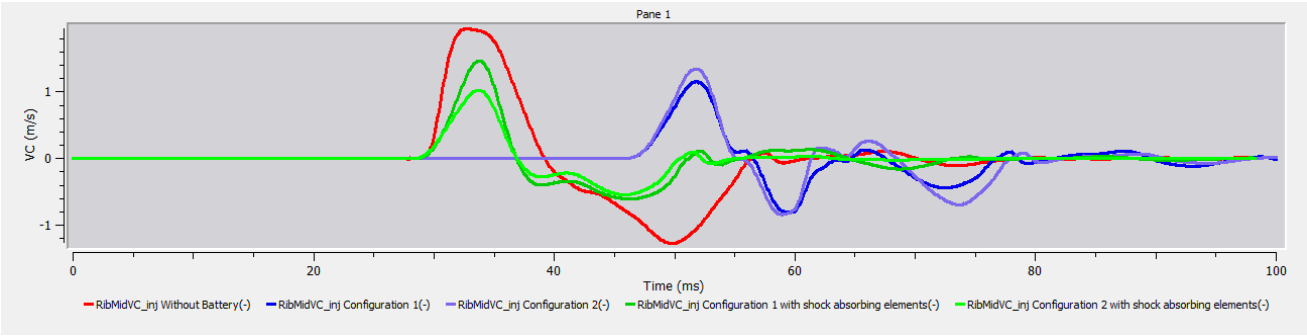


Fig. 8.29. *VC en la parte media de las costillas para cada una de las configuraciones analizadas.*

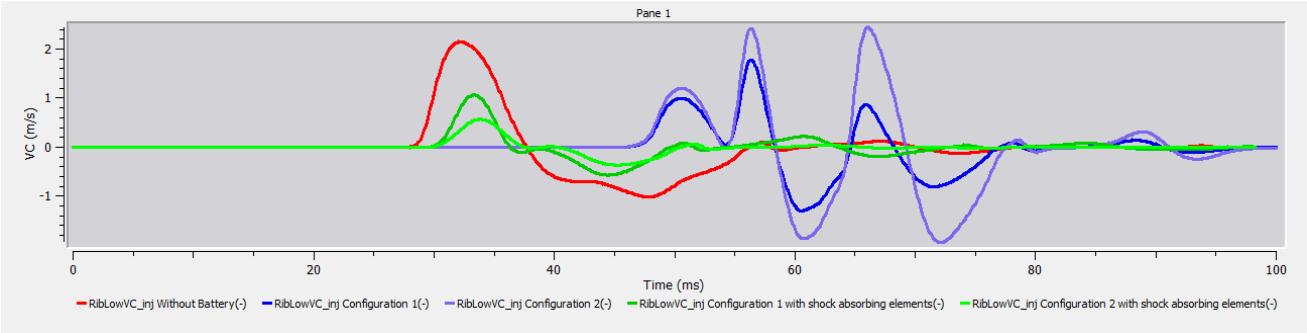


Fig. 8.30. *VC en la parte inferior de las costillas para cada una de las configuraciones analizadas.*

8.3.4.3 Análisis de lesiones en el abdomen

Según el Reglamento ECE R95, la fuerza máxima sobre el abdomen (APF, Abdominal Peak Force) es el valor máximo de la suma de las tres fuerzas medidas mediante transductores montados 39 mm por debajo de la superficie del lado impactado, con un filtro CFC de 600 Hz.

El criterio del comportamiento en abdomen, según el Reglamento ECE R95, establece que la fuerza máxima sobre el abdomen debe ser inferior o igual a 2,5 kN de fuerza interna (equivalente a una fuerza externa de 4,5 kN).

En la tabla 8.16 se observa que la inclusión de la batería de tracción reduce considerablemente el valor de la fuerza máxima en el abdomen (APF), alcanzando valores que están por debajo del valor umbral de lesión (2,5 kN). El valor mínimo se alcanza con la configuración 1.

	Sin batería	Config. 1	Config. 2	Config. 1 con elementos absorbedores de choque	Config. 2 con elementos absorbedores de choque
APF (N)	9.168,0	1.277,0	1.539,9	1.707,0	1.558,9

Tabla 8.16. *Valor APF (máxima fuerza en abdomen) para cada una de las configuraciones de vehículo analizadas.*

La figura 8.31 muestra el valor de APF para cada una de las configuraciones analizadas:

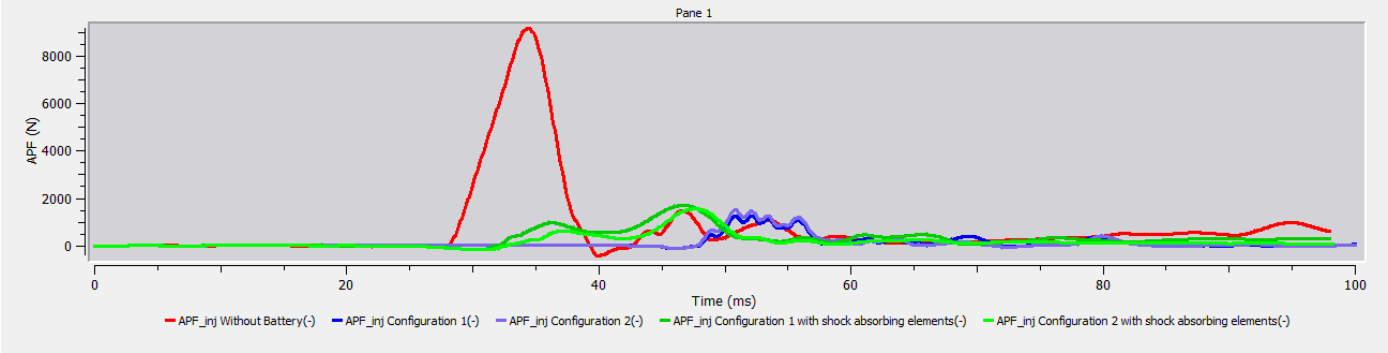


Fig. 8.31. *Valor APF para cada una de las configuraciones analizadas.*

8.3.4.4 Análisis de lesiones en la pelvis

Según el Reglamento ECE R95, la fuerza máxima sobre la sínfisis púbica es la fuerza máxima medida con una célula de carga sobre la sínfisis púbica de la pelvis, filtrada con un CFC de 600 Hz.

El criterio de comportamiento pélvico según el Reglamento ECE R95 establece que la fuerza máxima sobre la sínfisis púbica debe ser inferior o igual a 6 kN.

En la tabla 8.17 se observa que la batería de tracción, independientemente de la configuración, reduce el valor del PSPF (Pubic Symphysis Peak Force). Sin embargo, el PSPF está por debajo del umbral de lesión (6 kN) en todos los casos. El valor de PSPF más bajo se logra con la configuración 2 con absorbedores.

	Sin batería	Config. 1	Config. 2	Config. 1 con elementos absorbedores de choque	Config. 2 con elementos absorbedores de choque
PSPF (N)	5.792,11	4.609,2	4.864,3	3.323,9	2.642,9

Tabla 8.17. *Máximo valor de la fuerza máxima sobre la sínfisis púbica (PSPF) para cada una de las configuraciones de vehículo analizadas.*

La figura 8.32 muestra el valor de PSPF para cada una de las configuraciones analizadas:

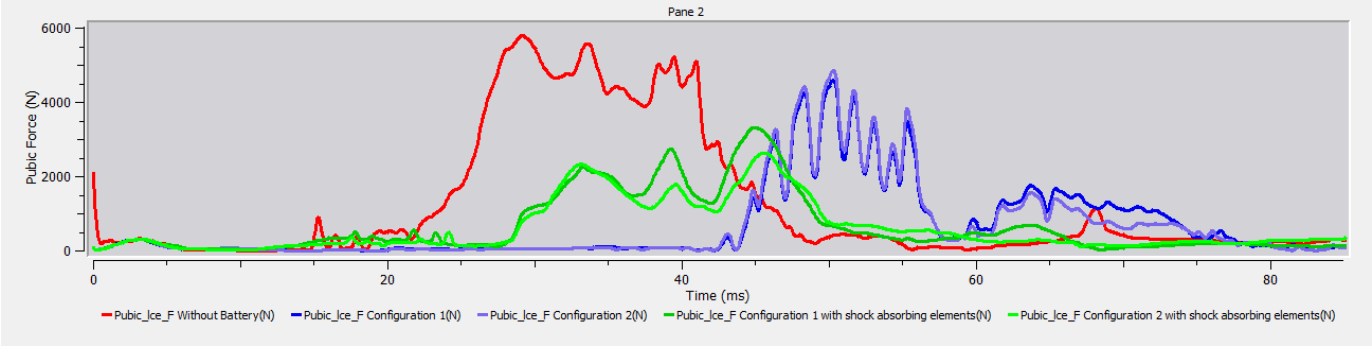


Fig. 8.32. *Valor PSPF para cada una de las configuraciones analizadas.*

También se obtuvieron los parámetros de modificación del protocolo de evaluación EuroNCAP: fuerza sobre la placa posterior del torso, fuerza de la vértebra T12 y momento de la vértebra T12 (tabla 8.18).

	Sin batería	Config. 1	Config. 2	Config. 1 con elementos absorbedores de choque	Config. 2 con elementos absorbedores de choque
F_y fuerza sobre placa posterior	3.648,2	797,77	1.194,1	3.722,3	954,81
F_y fuerza en T_{12}	10.493,0	3.161,2	5.071,2	7.036,6	6.576,8
M_x momento en T_{12}	630,57	305,85	310,55	379,45	335,50

Tabla 8.18. *Valores de los parámetros modificadores para cada una de las configuraciones analizadas.*

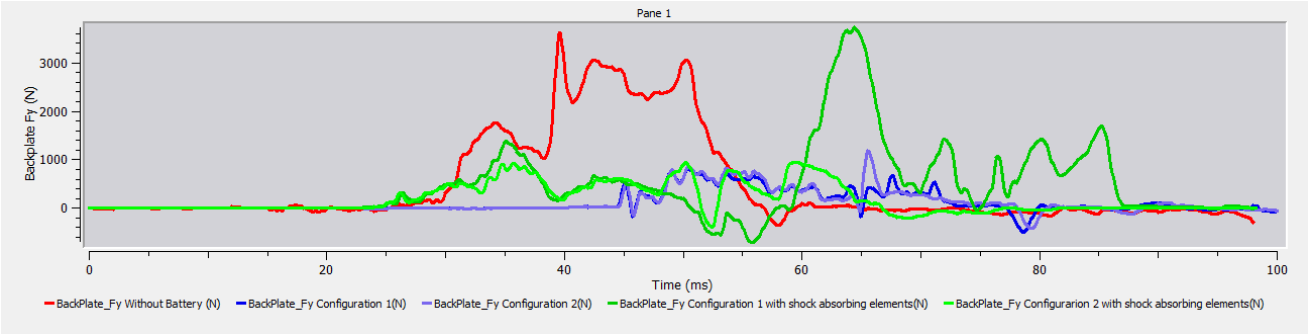


Fig. 8.33. *Fuerza F_x en la placa posterior para cada una de las configuraciones analizadas.*

Se observa que la introducción de la batería de tracción reduce el valor de la fuerza sobre la placa posterior, alcanzando el valor más bajo en el caso de la configuración 1 (figura 8.33).

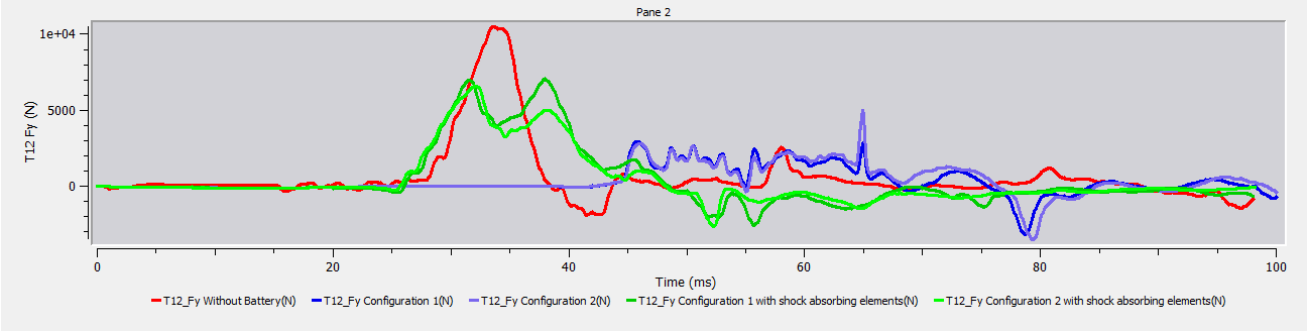


Fig. 8.34. *Fuerza F_x en la vértebra T_{12} para cada una de las configuraciones analizadas.*

Se observa que la introducción de la batería de tracción reduce el valor de la fuerza sobre la vértebra T_{12} (figura 8.34), alcanzando el valor más bajo en el caso de la configuración 1, y también reduce el valor del momento M_x en dicha vértebra T_{12}, alcanzando también el valor más bajo en el caso de la configuración 1 (figura 8.35).

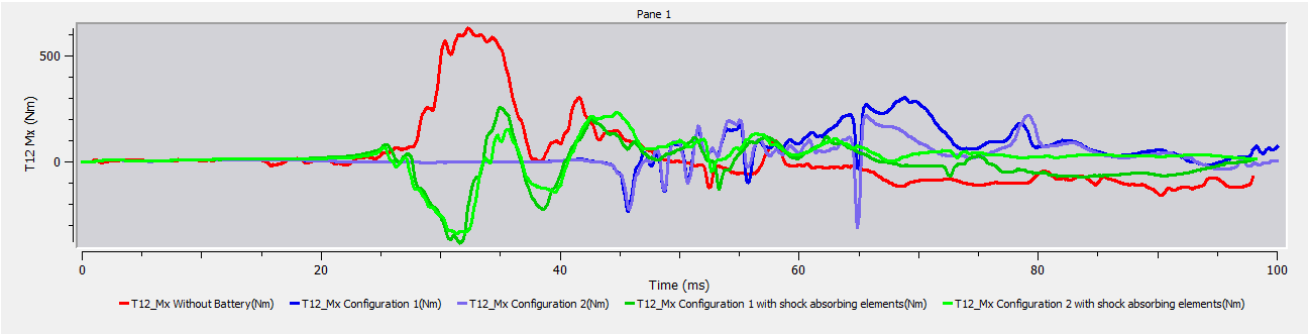


Fig. 8.35. *Momento M_x en la vértebra T_{12} para cada una de las configuraciones analizadas.*

8.4 Conclusiones

Tras analizar los resultados obtenidos para cada configuración (vehículo inicial sin batería, configuraciones 1 y 2 con batería, y ambas configuraciones con batería más absorbedores), se extrajeron las siguientes conclusiones:

- Al incluir el pack de baterías en el vehículo, se incrementa la rigidez del suelo de este, lo que conlleva menor intrusión en el habitáculo, y por lo tanto un aumento de la seguridad de los ocupantes.

- Ninguna de las configuraciones analizadas demostró la capacidad de evitar el embalamiento térmico (Thermal Runaway). En todos los casos, el tipo de módulo más crítico es el que tiene la mayor superficie orientada en la dirección del impacto.

- La mejor opción para electrificar el vehículo modelo Geo Metro es la configuración 1 con absorbedores porque se obtienen las menores intrusiones en el habitáculo.

- Aunque la segunda configuración tiene una distribución de los módulos que minimiza la transmisión de calor en caso de embalamiento térmico, tiene un peor comportamiento que la configuración 1 porque es más estrecha, proporcionando menos rigidez al suelo del vehículo.

- Los materiales elegidos para la carrocería del modelo (acero DOCOL1000) y la carcasa de la batería (acero DC01) resultaron ser insuficientemente resistentes a los impactos laterales en algunas de las configuraciones analizadas.

- Al comparar el movimiento, se observa que, en el caso del vehículo de combustión, la deformación de la parte inferior del vehículo es mayor, y el ocupante se desplaza más hacia el lado opuesto en el que recibe el impacto. En las configuraciones 1 y 2 con absorbedores, el ocupante se desplaza más hacia el lado opuesto al impacto que en las dos configuraciones sin absorbedores. Esto se debe a que la batería de tracción con absorbedores endurece la zona y, sin absorbedores, tiene una pequeña holgura que le permite deformarse y no recibir directamente el impacto.

- Al incluir la batería en el vehículo, el valor máximo de aceleración en la cabeza del ocupante se reduce y se alcanza más tarde. La configuración 1 es el caso en el que la aceleración máxima en la cabeza del ocupante se ve más reducida. Sin embargo, al añadir los absorbedores y reducir el espacio entre el estribo y la batería de tracción más los absorbedores, el valor máximo se alcanza antes. Endureciendo la zona, el valor máximo de aceleración de la cabeza es mayor.

- El valor VC también se reduce cuando se incluye la batería. Su valor más bajo se alcanza en la parte superior de las costillas para la configuración 2. Sin embargo, el valor más bajo en la parte media de las costillas corresponde a la configuración 2 con absorbedores. Además, el valor más bajo en la parte inferior de las costillas corresponde a la configuración 2 con absorbedores.

- La inclusión de la batería de tracción también reduce considerablemente la fuerza máxima en el abdomen (APF), alcanzando valores inferiores al umbral de lesión (2,5 kN). El valor mínimo de se alcanza con la configuración 1.

- La inclusión de la batería de tracción reduce la PSPF; en todas las configuraciones, los valores están por debajo del umbral de lesión (6 kN). La configuración con el PSPF más bajo es la configuración 1 con absorbedores.

- La inclusión de la batería de tracción también reduce la Fy en la placa posterior del torso y en T12, y reduce el valor de Mx en T12, alcanzando el valor más bajo de las tres variables analizadas para la configuración 1.

- Considerando todos los resultados, la mejor opción para electrificar el coche Geo Metro estudiado es la configuración 1, que produce las menores lesiones sobre el ocupante delantero derecho.

- No se produce ningún impacto directo en el pack de baterías para ninguna configuración. Esto demuestra que los diseños compactos propuestos en este proyecto permiten la implementación de una batería estrecha que no sufra una colisión directa. Además, los elementos estructurales del vehículo y los componentes del pack de baterías pueden absorber la energía del impacto de

modo que el impacto no golpee a los módulos. Sin embargo, en general, cuando se incluyen absorbedores de energía, se reducen las cargas sufridas por el ocupante.

Dado que el embalamiento térmico (Thermal Runaway) se inicia en el mismo tipo de módulo en todas las configuraciones, los módulos orientados en la dirección del impacto deben protegerse de deformaciones superiores al acortamiento máximo definido. Para ello, pueden aplicarse una o varias de las siguientes soluciones:

- Cambiar el material de las carcasas de los módulos y/o aumentar su grosor.

- Reforzar la carcasa de la batería cambiando el material o aumentando su grosor.

- Aumentar la energía absorbida por deformación antes de que llegue a los módulos mediante elementos absorbedores más gruesos (opción limitada al espacio disponible).

- Incluir elementos de absorción en el interior de las puertas, más cerca de la zona de impacto, asegurando su efectividad y reduciendo aún más la intrusión en el habitáculo durante el impacto.

- Colocar un elemento de absorción fino entre el suelo de la carcasa de la batería y el suelo del vehículo para reducir los esfuerzos sobre la batería y las tensiones producidas al circular con el vehículo sobre terrenos irregulares, proporcionando amortiguación.

- Evitar el contacto entre la carcasa y el suelo elevando la carcasa. Esto podría combinarse con una estructura de barras debajo de la batería, lo que proporcionaría además rigidez al suelo del vehículo.

- Realizar estudios adicionales sobre los absorbedores para reducir aún más las solicitaciones sobre el ocupante.

- Para reducir las lesiones en la cabeza y las costillas, se deberían incorporar sistemas de retención y protección como airbags de cortina o airbags laterales, así como elementos de absorción en el panel de la puerta.

8.5 Bibliografía

[1] Kukreja, J.; Nguyen, T.; Siegmund, T.; Chen,W.; Tsutsui,W.; Balakrishnan, K.; Liao, H.; Parab, N. Crash analysis of a conceptual electric vehicle with a damage tolerant battery pack, 2016. Extrem. Mech. Lett. 2016, 9, 371–378.

[2] Feng, X.; Ouyang, M.; Liu, X.; Lu, L.; Xia, Y.; He, X. Thermal Runaway mechanism of lithium ion battery for electric vehicles: A review. Energy Storage Mater. 2018, 10, 246–267.

[3] Dirección General de Tráfico (DGT). Siniestralidad Mortal en Vías Interurbanas 2022 (Cómputo de Personas Fallecidas a 24 Horas): Datos Provisionales; Observatorio Nacional de Seguridad Vial: Madrid, Spain, 2023.

[4] NHTSA, U.S. Department of Transportation, National Highway Traffic Administration. Laboratory Test Procedure for FMVSS No. 214, Dynamic Side Impact Protection; NHTSA, U.S. Department of Transportation, National Highway Traffic Administration: Washington, DC, USA, 2012.

[5] Crash Regulations Overview. Overview of Legislative/Consumer Crash Regulations and Insurance Ratings. Available online: https://static.qichecailiao.com/201507/29/20-01-49-44-2.pdf (accessed on 5 September **2023**).

[6] Bahouth, G.T.; Murakhovskiy, D.; Digges, K.H.; Rist, H.; Wiik, R. Opportunities for reducing far-side casualties. In Proceedings of the 24th International Technical Conference on the Enhanced Safety of Vehicles (ESV), Gothenburg, Sweden, 8–11 June 2015; National Highway Traffic Safety Administration: Washington, DC, USA, **2015**.

[7] Gabler, H.C.; Michael, F.; James, S.; Brian, N.F.; Kennerly, D.; Laurie, S. Far-side impact injury risk for belted occupants in Australia and the United States. In Proceedings of the 19th International Conference on Enhanced Safety of Vehicles, Washington, DC, USA, 6–9 June **2005.**

[8] Trumph. El reto: Una Fabricación Rentable y Fiable en Cuanto a los Procesos de Baterías de Iones Litio de alto Rendimiento para la Electromovilidad. **2023**. Available online: https://www.trumpf.com/es_MX/soluciones/sectores/automocion/electromovilidad/celdas-de-bateria-y-modulos/ (accessed on 12 April 2023).

[9] Marklines. Nissan Leaf Teardown: Lithium-ion Battery Pack Structure. 2023. Available online: https://www.marklines.com/en/report_all/rep1786_201811 (accessed on 12 April **2023**).

[10] Maluf, N. Qnovo. 2023. Available online: https://www.qnovo.com/blogs/inside-the-battery-of-a-nissan-leaf (accessed on 12 April 2023).

[11] Wang, Z.; Mao, N.; Jiang, F. Study on the effect of spacing on thermal runaway propagation for lithium-ion battery. Environ. Sci.Eng. J. Therm. Anal. Calorim. **2019**, 140, 2849–2863.

[12] Setiawan, R.; Salim, M.R. Crashworthiness Design for an Electric City Car against Side Pole Impact. J. Eng. Technol. Sci. **2017**, 49, 587–603.

[13] Air Force and Naval Air Systems Command. Technical Manual. Engineering Series for Aircraft Repair. 1967. Aerospace Metals—General Data and Usage Factors. TO 1-1A-9. TM 43-0106 Navair 01-1A-9; Published under authority of the secretary of the Air Force and by direction of the Chief of the Naval Air Systems Command; Air Force and Naval Air Systems Command: Patuxent River, MD, USA, **2016**.

[14] Knight Group. Acero Dulce y Acero de Carbono. 2017. Available online: https://www.knight-group.co.uk/wp-content/uploads/PM%20Files/Spanish/Materials/PMQR78%20Spanish%20Knight%20Group%20Carbon%20and%20Mild%20Steels.pdf (accessed on 12 April **2023**).

[15] Nizam, M.; Sahay, A.Wrinkling Defect in Sheet Metal Process using Finite Element Analysis. Int. J. Res. Appl. Sci. Eng. Technol. **2022**, 10, 4425.

[16] ASM International. Volume 2: Properties and Selection: Nonferrous Alloys and Special-Purpose Materials; ASM International: Arlington, VA, USA, **1990**.

[17] Yue, Q.; Louis, G.H.; Christine, J. Lithium Concentration Dependent Elastic Properties of Battery Electrode Materials from First Principles Calculations. J. Electrochem. Soc. **2014**, 161, F3010–F3018.

[18] Siemens. Simcenter MADYMO Model Manual; Siemens Version 2212 Model Manual; Siemens Industry Sotware Netherlands BV: Eindhoven, The Netherlands, **2022**; p. 151.

[19] Mallick, S.; Gayen, D. Thermal behaviour and thermal runaway propagation in lithium-ion battery systems—A critical review. J. Energy Storage **2023**, 62, 106894.

[20] Li, A.; Weng, J.; Yuen, A.C.Y.; Wang, W.; Liu, H.; Lee, E.W.M.; Wang, J.; Kook, S.; Yeoh, G.H. Machine learning assisted advanced battery thermal management system: A state-of-the-art review. J. Energy Storage **2023**, 60, 106688.

[21] Yang, S.; Ling, C.; Fan, Y.; Yang, Y.; Tan, X.; Dong, H. A Review of Lithium-Ion Battery Thermal Management System Strategies and the Evaluate Criteria. Int. J. Electrochem. Sci. **2019**, 14, 6077–6107.

[22] Brooke, L. SAE International. **2021**. Available online: https://www.mobilityengineeringtech.com/component/content/article/ae/pub/features/articles/45150?r=40733 (accessed on 9 May 2023).

[23] Usón, L. Battery Protective Frame Optimization for an Electric Vehicle; TFG Zaragoza University/School of Engineering and Architecture: Saragossa, Spain, **2022**.

Capítulo 9: Conclusión

9. Conclusión

En este capítulo se va a presentar una síntesis de las conclusiones obtenidas en el estudio realizado en la tesis, no obstante, las conclusiones obtenidas descritas con mayor grado de detalle se han ido presentando al final de cada uno de los capítulos. Por otro lado, se van a presentar las publicaciones vinculadas a la tesis, así como sus contribuciones y por último se presentan perspectivas futuras de investigación surgidas tras el estudio de investigación llevado a cabo durante la realización de esta tesis.

9.1 Síntesis

La realización de la tesis ha dado respuesta a los objetivos marcados al inicio de este proyecto de investigación:

- ***Objetivo 1: Disposición crítica de las celdas en el pack de baterías***

Se identificó qué disposición de celdas/módulos es más crítica dentro del pack de baterías mediante el análisis microscópico de la estructura y composición química de las celdas dañadas, tanto horizontal como verticalmente, de una batería de un vehículo incendiado. Las principales conclusiones son:

- En un pack de baterías de un vehículo eléctrico sometido a un ensayo de incendio controlado, el módulo 11, en disposición vertical, experimenta mayores temperaturas en la fuga térmica (TR) en el mismo SoC que el módulo 30 en disposición horizontal.

- La morfología del cátodo inferior del módulo 30 (disposición horizontal) muestra partículas más pequeñas que el cátodo superior, probablemente debido a una mayor temperatura. En el módulo 11 (disposición vertical), no se observan diferencias significativas entre los tamaños de las partículas del cátodo superior e inferior.

- En módulos con SoC al 68% después del TR, la estructura de capas apiladas de las celdas pouch se destruyó y se produjo la adhesión de las partículas dispersadas fuera de la estructura de capas apiladas original. El material del electrodo positivo (cátodo) reaccionó a elevadas temperaturas y se descompuso. Por otro lado, las partículas de carbono del electrodo negativo (ánodo) se introdujeron en la estructura del electrodo positivo (cátodo) a través del diafragma dañado.

- En el módulo 11, se observó una mayor presencia de compuestos de aluminio y oxígeno, indicando mayor daño en el colector de aluminio que en el caso del módulo 30.

- El análisis de los ánodos reveló picos de oxígeno y carbono, sugiriendo la formación de carbonato de litio (Li_2CO_3). Los datos EDS solo identifican la composición elemental sin ofrecer información sobre la estructura química.

- Los cátodos de los módulos incendiados contienen elementos del revestimiento catódico, y aluminio que proviene de la fusión del colector del cátodo y también hay cobre que proviene de la fusión del colector de cobre del ánodo. Por otro lado, también pueden observarse trazas de flúor provenientes del electrolito (LiPF6). El cobre solo se detecta en el cátodo inferior del módulo 11, por lo que se puede concluir que este cátodo inferior del módulo 11 es el más dañado de los cátodos analizados.

- Las fracturas visibles en el cátodo son causadas por la presión provocada por la hinchazón debida a la desgasificación cuando la celda falla.

- Se observó una capa separadora adicional en la pestaña de la celda pouch y soldaduras entre el separador y la bolsa en el borde de la celda.

- En la zona 3, la celda del módulo 11 está más dañada exteriormente, y la del módulo 30 está más dañada interiormente. En la zona 1 (pestaña del ánodo) y zona 2 (pestaña del cátodo), la celda del módulo 30 muestra más daño que la del módulo 11.

- ***Objetivo 2: Influencia de la disposición de las celdas en la evolución del incendio y en el gradiente de la temperatura que experimentan las celdas***

Se analizó cómo la disposición de las celdas influye en la evolución del incendio y el gradiente de temperatura. Las conclusiones son:

- Los ensayos mecánicos no replican fielmente las condiciones de fallo, mostrando el comportamiento bajo condiciones abusivas. Hay que tener en cuenta que las celdas se fabrican para que sean resistentes o seguras frente algunos abusos mecánicos, pero h una batería instalada en un vehículo puede sufrir una deformación mecánica significativa durante un accidente de tráfico.

- Es crucial conocer el comportamiento de las celdas bajo abuso mecánico. Las variaciones en las condiciones del y la la construcción de la celda puede dar lugar a respuestas significativamente diferentes.

- En los ensayos por perforación, se requiere un daño mínimo en los componentes internos para provocar un cortocircuito. La peor disposición es una celda cargada al 100% con perforación en dirección longitudinal.

- La celda NMC se incendia con abuso mecánico por perforación, mientras que la LFP no, con influencia significativa de la temperatura ambiente y tamaño de las celdas.

- La sobrecarga de una batería aumenta su temperatura, y a mayor temperatura ambiente, los efectos sobre la celda sobrecargada son más peligrosos. Por lo tanto, las condiciones ambientales en las que funciona una celda pueden afectar a la gravedad de un fallo.

- La sobrecarga de un pack de baterías de celdas pouch (celdas ensayadas) a altas temperaturas es crítica. Cuando se alcanza el voltaje máximo debido a la sobrecarga es cuando se alcanza la temperatura máxima y cuando se alcanza el hinchado máximo de las dos celdas. Los ensayos proporcionan datos valiosos para desarrollar procedimientos seguros de carga.

- La disposición más peligrosa para TR debido a un fallo térmico por calentamiento, es la vertical con celdas en paralelo y SoC al 100%, mientras que la más segura es horizontal con celdas en serie y SoC al 50%.

- La temperatura ambiente influye en el tiempo de TR en ensayos térmicos. La celda LFP reacciona más lentamente a temperaturas más altas en abuso térmico, haciendo que esta química de celda sea considerablemente más segura.

- ***Objetivo 3: Impacto de la temperatura de secado en la cabina de pintura sobre la batería de tracción***

Se investigó si la temperatura de secado afecta las baterías de ion litio y si es necesario desmontar las baterías antes del secado en la cabina de pintura. Las principales conclusiones son:

- La temperatura del pack de baterías durante la fase de secado en una cabina de pintura se mantiene por debajo de 60 °C, inferior a las temperaturas observadas durante la carga de la batería, el estacionamiento en verano y los escenarios de conducción.

- La temperatura ambiente influye significativamente en la temperatura de la batería durante la carga rápida. Las pruebas en el BMW i3 evidencian la influencia de la temperatura ambiente en la velocidad de carga.

- Las pruebas revelaron un aumento constante de la temperatura al aumentar la temperatura y la duración de la prueba. La gestión térmica debe considerar puntos a mayor temperatura y gradientes de temperatura.

- El análisis de las temperaturas del compresor puso de manifiesto su papel fundamental en el mantenimiento de unas condiciones de funcionamiento seguras para el pack de baterías. La evaluación cuantitativa de las temperaturas del compresor proporcionó datos cruciales sobre su rendimiento y respuesta al estrés térmico.

- La distribución térmica dentro del pack revela diferencias significativas, destacando la necesidad de mejorar la refrigeración para optimizar el rendimiento y la longevidad de las baterías de tracción.

- La comparación de las mediciones de temperatura obtenidas con el equipo de diagnóstico TEXA y los termopares puso de manifiesto la superioridad de las mediciones con termopares en cuanto a precisión y consistencia. Los termopares ofrecen una evaluación más fiable del comportamiento térmico de la batería.

- La evaluación cualitativa de la distribución de la temperatura en la carrocería del vehículo y en los módulos de la batería proporcionó información crítica para el desarrollo de estrategias eficaces de gestión térmica.

- Se hizo hincapié en las medidas de seguridad, sobre todo en el control de la temperatura de los compresores y la interrupción de las pruebas en caso de sobrecalentamiento. El examen detallado de los protocolos de seguridad pone de relieve el compromiso de garantizar el funcionamiento seguro de los sistemas de baterías para vehículos eléctricos.

- ***Objetivo 4: Degradación de las celdas según estilos de conducción.***

Se analizó la degradación de las celdas según diferentes estilos de conducción mediante ensayos cíclicos. Las conclusiones son:

- A nivel de tensión y por lo tanto de potencia, la degradación en el modo de conducción SPORT, es decir un estilo de conducción más agresiva con mayores solicitaciones, es muy superior a la del modo de conducción ECOPRO+ (conducción eco-friendly con menores solicitaciones).

- Se aprecia una caída de tensión muy acusada en el modo de conducción SPORT, y por lo tanto una gran degradación en pocos ciclos.

- ***Objetivo 5: Desarrollo de un algoritmo para evaluar la degradación de la batería.***

Se desarrolló un algoritmo para evaluar la degradación de la batería basado en diversos parámetros. Las conclusiones son:

- El envejecimiento de las celdas de ion litio es inevitable, limitando la vida útil de las baterías en vehículos eléctricos. Las reacciones secundarias durante el uso o el envejecimiento natural reducen la capacidad y aumentan la resistencia.

- Obtener un diagnóstico completo del SoH de la batería considerando todos los factores de envejecimiento es un desafío. Es crucial encontrar métodos efectivos y precisos para estimar el SoH en tiempo real.

- Se propuso una ecuación para estimar el SoH a partir de la pérdida de capacidad, considerando varios parámetros que afectan la degradación.

- La temperatura es el factor más influyente en el envejecimiento cíclico y natural, seguido por el estado de carga.

- ***Objetivo 6: Algoritmo para evaluar la depreciación de la batería y su influencia en el valor residual.***

Se desarrolló un algoritmo para calcular la depreciación de la batería y su impacto en el valor residual del vehículo. Las conclusiones son:

- La base de datos actual es limitada, pero se espera que crezca con el mercado de vehículos eléctricos de segunda mano, mejorando el modelo de cálculo.
- La tendencia es inversamente proporcional entre el SoH y la depreciación, ajustándose mejor a una función polinómica de segundo grado.

- ***Objetivo 7: Disposición de la batería de tracción y su impacto en el riesgo de escape térmico y seguridad en colisiones laterales.***

Se analizaron configuraciones de batería con absorbedores de energía y se evaluó su comportamiento en colisiones laterales. Las conclusiones son:

- La inclusión del pack de baterías aumenta la rigidez del piso, mejorando la seguridad de los ocupantes, pero ninguna configuración mostró suficiente seguridad contra TR.
- Ninguna configuración mostró impacto directo en el pack de baterías. Los diseños compactos permiten la implementación de baterías estrechas sin colisiones directas.
- La inclusión de la batería reduce las fuerzas máximas en el abdomen y la cabeza, manteniendo valores por debajo del umbral de lesión.
- La seguridad estructural se mejora con absorbedores de energía, reduciendo las cargas sobre el ocupante.

Por lo tanto, se concluye que la temperatura es un parámetro crucial, ya que el sobrecalentamiento de la batería puede provocar una reacción exotérmica y destruirla por completo. Asimismo, la sobrecarga de la celda puede comprometer su estructura interna, lo que resalta la importancia de que el sistema de gestión de baterías (BMS) funcione correctamente.

El estado de carga (SoC) de una celda influye directamente en el calor emitido durante una reacción: a mayor SoC, mayor será el calor generado. Algunas líneas de investigación se están enfocando en mejorar la seguridad de las celdas mediante el desarrollo de nuevos tipos de electrolitos que, ante un sobrecalentamiento o una sobrecarga, no emitan compuestos tóxicos.

Es fundamental diseñar baterías para vehículos eléctricos que puedan soportar temperaturas extremas, sobrecalentamiento, altas corrientes de carga y descarga, baja tensión debida a un alto grado de descarga (DoD), sobretensión causada por una sobrecarga, así como golpes e impactos durante colisiones.

Seguir procedimientos adecuados de carga y descarga (respetando los rangos de temperatura y tensión recomendados por el fabricante) prolongará la vida útil de la batería y ayudará a evitar posibles riesgos.

9.2 Publicaciones vinculadas con la Tesis o contribuciones

El trabajo de investigación llevado a cabo en la tesis ha permitido, de momento, la publicación de tres artículos publicados en revistas, indexados en la base de datos de Journal Citation Reports (JCR). A continuación, se detalla cada una de las publicaciones indicadas.

9.2.1. Artículos publicados en revistas científicas

- Olona, A.; Castejón, L.; Valladares, D. Influence of Traction Battery Arrangement on Risk of Thermal Runaway and Loads Suffered by Electric Vehicle Occupant during Side Collision. Energies 2023, 16, 6892. https://doi.org/10.3390/ en16196892.
- Olona, A.; Castejon, L. Influence of the Arrangement of the Cells/Modules of a Traction Battery on the Spread of Fire in Case of Thermal Runaway. Batteries 2024, 10, 55. https://doi.org/10.3390/batteries10020055.
- Olona, A.; Castejon, L. Analysis of the Temperature Reached by the Traction Battery of an Electric Vehicle during the Drying Phase in the Paint Booth. Energies 2024, 17, 3437. https://doi.org/10.3390/en17143437.

9.2.2. Participación en Congresos e impartición de ponencias

Por otro lado, este trabajo de investigación llevado a cabo en la tesis ha permitido también la participación en distintos Congresos y también la impartición de varias ponencias y Webinar que se detallan a continuación:

- Webinar “Manipulación segura del vehículo eléctrico” Motormeetings by Motortec LIVE Connect, 13 de junio de 2021.
- Webinar “¿Estamos preparados para la reparación del vehículo eléctrico?” Motormeetings by Motortec LIVE Connect, 6 Abril 2022.
- “Riesgos en las intervenciones con vehículos eléctricos accidentados”. I Jornadas “Riesgos tecnológicos: Vehículos eléctricos y parques fotovoltaícos”, Gobierno de Aragón, Academia Aragonesa de Bomberos. Zaragoza, 3 de mayo de 2023.
- “Manipulación Segura de Vehículos Eléctricos”. Workshop train the trainers, HYRESPONDER, Zaragoza, 16-17 de mayo de 2023.

- “Influencia de la disposición de la batería AV sobre solicitaciones experimentadas por un ocupante de un vehículo eléctrico en una colisión lateral” Ana L. Olona Solano, L. Castejón Herrer. Comunicación en las sesiones científicas del XV Congreso de Ingeniería del Transporte CIT2023, La Laguna, 16 de junio de 2023.

- “Optimización de la estructura de protección de la batería de tracción de un vehículo eléctrico” Ana L. Olona Solano, L. Castejón Herrer. Comunicación en las sesiones científicas del XV Congreso de Ingeniería del Transporte CIT2023, La Laguna, 16 de junio de 2023.

- “Vehículos Eléctricos en la Actividad Policial” Ana L. Olona Solano. I Congreso de Prevención de Riesgos Laborales en la Actividad Policial, Madrid, 25 de junio de 2024.

9.3 Líneas futuras de investigación

El trabajo de investigación realizado a lo largo de esta tesis ha cumplido con los objetivos establecidos al inicio y ha proporcionado un entendimiento significativo sobre la influencia de la disposición de las celdas en el interior de una batería sobre la propagación de incendios y la degradación. Los resultados obtenidos también han identificado varias áreas para futuras investigaciones. A continuación, se detallan las líneas más relevantes:

1. **Análisis Estructural Detallado de las Celdas**:

    - Se recomienda llevar a cabo un análisis estructural más exhaustivo de las diferentes capas de la celda, incluyendo la visualización de los recubrimientos depositados debido a la reacción exotérmica y el estudio del tamaño de poro del separador, entre otras características. Además, es crucial asegurar que la técnica de obtención de muestras no introduzca impurezas que puedan contaminar la muestra.

2. **Interdependencia entre Condiciones de Ensayo y Construcción de la Celda**:

    - Se propone investigar la interdependencia entre las condiciones de ensayo y la construcción de la celda. Se sugiere realizar ensayos de abuso mecánico controlados y programados, para poder controlar parámetros específicos como la fuerza y la distancia de penetración.

3. **Comparación de Celdas NMC y LFP en Ensayos de Abuso Mecánico**:

    - Es recomendable repetir los ensayos de abuso mecánico para comparar celdas de NMC y LFP del mismo diámetro, sometidas al mismo tipo de ensayo por perforación. Esto permitirá analizar el perfil de temperatura alcanzado y obtener conclusiones más precisas.

4. **Ampliación de Ensayos de Sobrecarga**:

    - Se propone ampliar los ensayos de sobrecarga realizados con distintos tipos de celda, a diferentes estados de carga (SoC) y temperatura ambiente. Dado que la sobredescarga y la sobrecarga son factores clave en la degradación de la batería, estos ensayos se repetirán a diferentes SoC para estudiar cómo influye el estado de carga en un abuso

de sobrecarga bajo diversas temperaturas. La cantidad de gas producido, relacionado con el SoC y otros parámetros, influye directamente en la hinchazón de las celdas y en un TR más severo.

5. **Medición de Temperaturas en el BMW i3**:

   - Se propone instalar termopares en los módulos de la batería del BMW i3 para medir las temperaturas durante diversos escenarios de carga. Además, se investigarán las variaciones de temperatura en los módulos de la batería bajo diferentes estilos de conducción, con el objetivo de profundizar en el conocimiento de la gestión térmica de las baterías en distintas condiciones de funcionamiento, mejorando así las estrategias de gestión térmica y el rendimiento de las baterías.

6. **Ciclar las Celdas para Mayor Degradación**:

   - Tras finalizar la tesis, se continuará ciclando las celdas para lograr una mayor degradación bajo distintas temperaturas y estilos de conducción, lo que permitirá ampliar las conclusiones obtenidas.

7. **Protección de Módulos Frente a Deformaciones**:

   Dado que el embalamiento térmico (Thermal Runaway) se inicia en el mismo tipo de módulo en todas las configuraciones, se deben proteger los módulos orientados en la dirección del impacto de deformaciones superiores al acortamiento máximo definido. Para ello, se pueden aplicar las siguientes soluciones:

   - Cambiar el material de las carcasas de los módulos y/o aumentar su grosor.

   - Reforzar la carcasa de la batería mediante el cambio de material o aumento de su grosor.

   - Aumentar la energía absorbida por deformación antes de que llegue a los módulos mediante elementos absorbedores más gruesos (limitado al espacio disponible).

   - Incluir elementos de absorción en el interior de las puertas, cerca de la zona de impacto, para mejorar su efectividad y reducir la intrusión en el habitáculo durante el impacto.

   - Colocar un elemento de absorción fino entre el suelo de la carcasa de la batería y el suelo del vehículo para reducir los esfuerzos sobre la batería y las tensiones producidas al circular sobre terrenos irregulares, proporcionando amortiguación.

   - Evitar el contacto entre la carcasa y el suelo elevando la carcasa, posiblemente combinada con una estructura de barras debajo de la batería para añadir rigidez al suelo del vehículo.

   - Realizar estudios adicionales sobre absorbedores para reducir aún más las solicitaciones sobre el ocupante.

- Incorporar sistemas de retención y protección, como airbags de cortina o laterales, y elementos de absorción en el panel de la puerta, para reducir las lesiones en la cabeza y las costillas.

Desde el punto de vista del autor, estas líneas de investigación futuras pueden tener un impacto significativo en la comunidad científica, avanzando la seguridad y eficiencia de las baterías en vehículos eléctricos.

ANEXO I. Data Sheet Tested Cells

Anexo I.1. Data Sheet de la celda cilíndrica ensayada

HAIDI

LiFePO4 Battery Series

DOC NO: PS-LI015
REV : A
PAGE: 1 of 7

Product Specification

Product Name: LiFePO4 Battery

Model: HDCF 32700-6000mAh-3.2V

Make By: Zhao Xu

Checked By: Kong Yongle

Approved By:

1

Contents

1. Application Scope....3
2. Model....3
3. Dimension....3
4. Major Technical Parameters....3
5. Characteristics Curves....4
6. Safety Characteristic....5
7.Environmental Adaptability....6
8. Standard Test Environment....6
9. Storage and Others....6
10. Notice in Using Battery....7

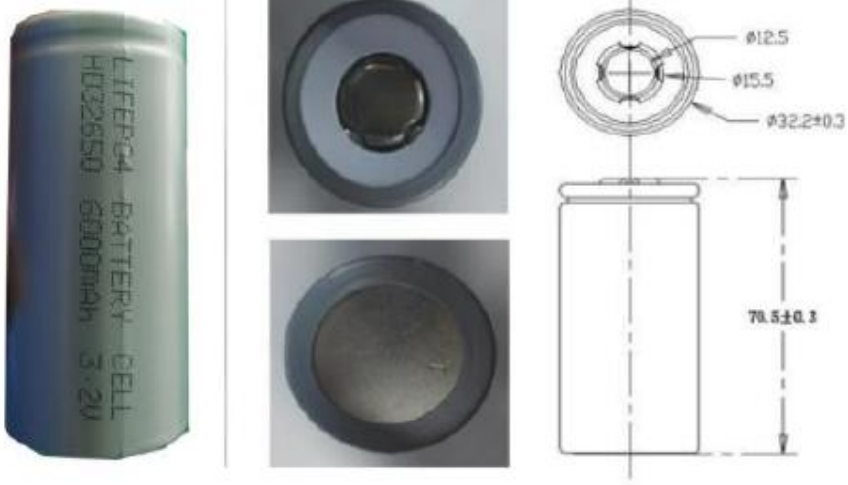
1. Application Scope

This product specification describes product performance indicators of Lifepo4 battery produced by Haidi Energy Technology Co.,Ltd.

2. Model

HDCF32700-6000mAh-3.2V

3. Dimension



Item	Dimension (mm)
Diameter（Φ）	32.2±0.3
Height（H）	70.5±0.3

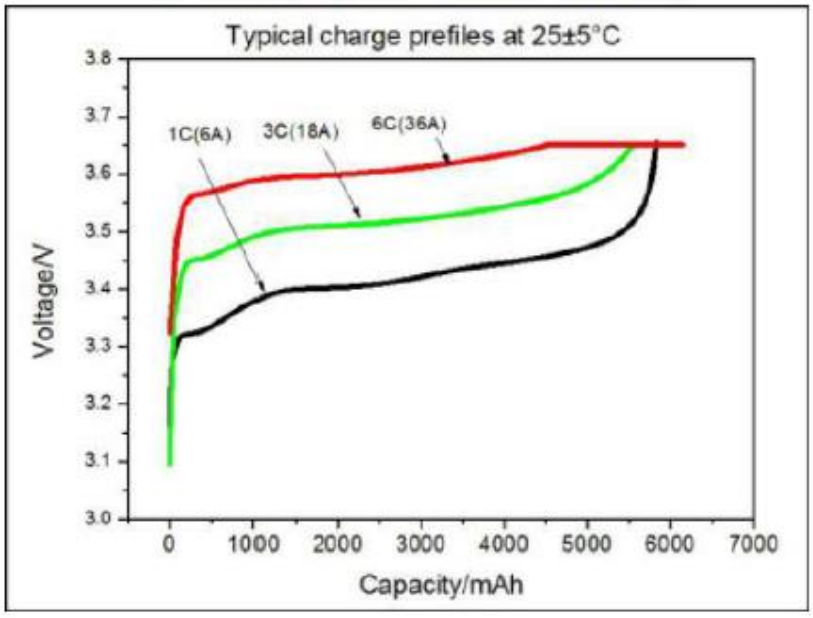
4. Major Technical Parameters

No.	Item	Standard	Note
1	Standard Capacity	6.0Ah	$0.2C_5A$
2	Capacity Range	6Ah±0.5Ah	Standard capacity（$0.2C_5A$）, Minimum Capacity（$1C_5A$）
3	Standard Voltage	3.2V	
4	Alternating Internal Resistance	≤12mΩ	

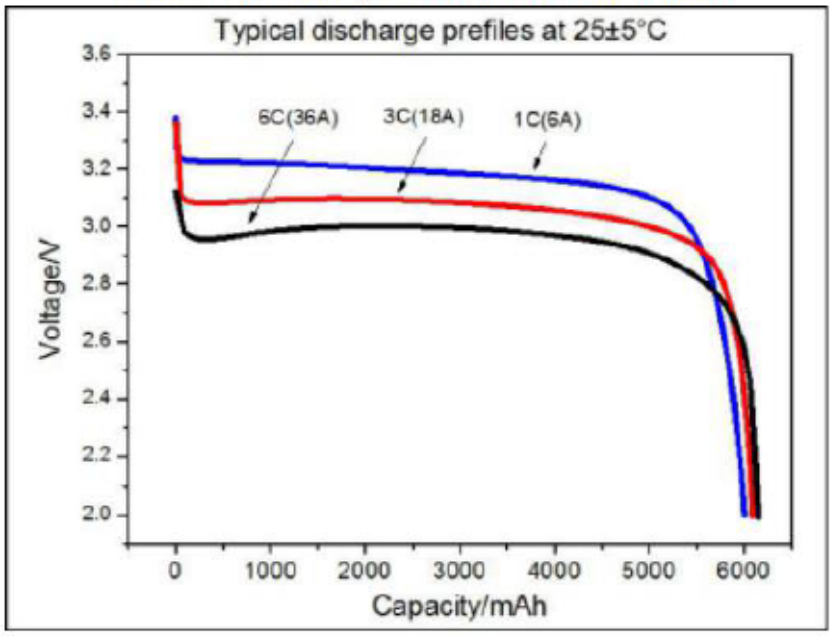
5	Charge Conditions	Cut-off Voltage	3.65V	3.65VCut-off 0.05C Cut-off
		Cut-off Current	0.05C	
6	Discharge Voltage	Cut-off	2.5V	
7	Cycle Characteristic		2000 times	After0.2C_5standardcharged ,discharge with 0.2C_3A to 2.5V.rest for10min , cycles for 2000 times.
8	Max. Continuous Discharge Current		5.5A	1C_5A
9	Max discharge current		15A	3C_5A（2mintues）
10	Peak discharge current		25A	5C_3A（10s）10s
11	Storage Temperature		-20°C ~ 45°C	
12	Battery Weight		About 145g	

5. Characteristics Curves

Different rate charge curve of 6.0Ah $LiFePO_4$ Cell



Different rate discharge curve of 6.0Ah $LiFePO_4$ cell



6. Safety Characteristics

NO.	Item	Test Method	Standard
1	Over-charge performance	After standard charged , Battery status should be ensure the normal (the same below),charge with 3C$_5$A to 10.0V, then change to charge with constant voltage and stop charge until the current is 0.05C$_5$A, check the temperature and appearance of the battery.	No exploding, No fire The highest temperature <150℃
2	Over-discharge performance	After standard charged, discharge with 0.2C$_5$A to 2.5V, then connect the positive and negative with 10Ω resistor, rest for 60min.	No exploding, No fire
3	Short-circuit performance in normal temperature	After standard charged, keep the battery pack in explosion-proof box and connect positive and negative to short-circuit(the total impedance should not be over than 50mΩ), stop the testing when the temperature of the battery reduces 10 ℃ compare with the top one , check the temperature and appearance of the battery.	No exploding, No fire The highest temperature <150℃

4	Acupuncture performance	After standard charged. Put the adminiculum, and connect with thermocouple. Then use the nails 3mm in diameter from the high position of battery to middle to puncture the battery completely. Check the temperature and appearance of the battery.	.No exploding, No fire The highest temperature <150℃
5	Thermal Shock safe performance	After standard charged. put the battery to hot-box, and connect with thermocouple, the temperature from （5 ℃±2 ℃）/min to 150 ℃±2 ℃. And keep warm 30 Min.check the temperature and appearance of the battery.	No exploding, No fire

7. Environmental Adaptability

NO	Item	Test Method	Standard
1	Temperature Cycle	After standard charged， keep the battery for 48hrs under 60±2℃, then rest for 6hrs under -10 ℃±2℃， then rest for 24h under normal temperature, discharge with 0.2C_5A to 2.5V。 with 0.2C/0.2C charge and discharge cycle for 3 times。	No smoking ,exploding, No fire
2	invariableness moist heat performance	After standard charged ， keep in constant temperature and humidity case for 48hs under 40±5℃， relative humidity 95%， then rest for 2h， discharge with 0.2C_5A to 2.5V。	Discharge capacity / standard capacity×100%≥60% No exploding, No fire
3	Vibration	After standard charged，build battery in the vibration table-board，according to vibration frequency and relative moving to adjust the test equipment, from X、Y、Z three aspects, every aspect with 10Hz~55Hz vibrate for 30min，the speed is1oct/min： (A)Vibration frequency：10Hz~30Hz Moving：0.38mm (B) Vibration frequency：30Hz~55Hz Moving：0.19mm。 After test,0.2C_5/0.2C $_5$test the remain capacity	Remain capacity ≥original capacity*95% Voltage reducing rate≤3mV Impedance increasing rate ±3 mΩ No exploding, No fire
4	Discharge performance in different temperature	After standard charged，constant temperature rest for 3hrs in 60±2℃、discharge with 1C_5A to 2.5V，standard charge in normal temperature，separated rest for 20hrs in order 0±2 ℃/-10±2 ℃，test the last capacity with 0.2C_5A，Then rest 2h in the normal temperature.	Discharge capacity /Rated capacity ×100% (A)60 ℃≥95%; (B)0 ℃ ≥85%; (C)-10 ℃ ≥60% No exploding, No fire

8. Standard Test Environment

Unless especially specified, all tests stated in this Product Specification are conducted at below condition:

Temperature: 25±5℃

Humidity: 45%~80% RH

9. Storage and Others

9.1 Long Time Storage

If the battery is stored for a long time (more than three months),the battery should be stored in dry and cool place. The battery should be charged and discharged every there months. The batteries' storage voltage should be 3.2~3.4V and the battery should be stored in a condition as NO.8.

9.2 Others

Any matters that this specification does not cover should be consulted between the customer and HAIDI.

10. Notice in Using Battery

In order to prevent the battery leaking, getting hot and exploding, please pay attention to preventing measure as following:

- Never throw the battery into water, keep it under dry, shady and cool circumstance when not use.
- Never keep the battery beside high temperature source examples: fire, heating machine and etc.
- Please use the stated charger when charging.
- Never cut through the battery with nail or other edge tool.
- Never cut the battery in socket directly
- Never throw the battery into fire or heating machine.
- Never connect the positive and negative of battery with metal.
- Never ship or store the battery together with metal
- Never knock, throw or trample the battery.
- Never upside down the positive and negative.

Note

The definitions of some nomenclatures of this specification:

(1) Please encase the pole with isolative paper when you want to abandon the battery to prevent expolding and getting into fire.

(2)Never use the battery under strong static and strong magnetic field, otherwise it will destroy the protecting device

(3)If battery leaked, the electrolyte get into eyes, please don't knead, please wash eyes by water and send to hospital. Otherwise it will hurt eyes

(4)If battery emit peculiar smell, heating, distortion or appear any unconventionality during using, storage or charging process, please take it out from device or charge and stop using.

(5)If the pole was duty, please clear it before using.

(6)Never use or keep the battery under the high temperature. Otherwise it will cause battery heat, get into fire or lose some function and reduce the life.

Anexo I.2. Data Sheet publicada por AESC, de la celda pouch ensayada

モジュール：High energy module

Compact shape that enhances mounting efficiency on the vehicle

The EV module is 8 metal cells connected and housed in a metal case. The case plays a role of protecting the cell from vibrations and the like, and its simple and compact shape increases the flexibility of pack design.



General specifications

Number of cells		8
Construction		2 parallel 2 straight × 2 units
External dimensions	length	300 mm (excluding terminal part or protrusion part)
	width	222 mm
	height	68 mm
mass		8.7 kg



Excellent heat dissipation and high energy density achieved

The AESC EV cell stacked with a positive electrode and a negative electrode laminated together has a sheet shape of 261 mm × 216 mm and has a compact yet large capacity.
In addition, it is one of the features that heat dissipation is good due to the laminate structure with a large surface area.

General specifications

type		High capacity type
Rated capacity *		56, 3Ah
Nominal voltage *		3.65 V
External dimensions	length	261 mm
	width	216 mm
	thickness	7.91 mm
	mass	914 g
Energy density		460 Wh / l 224 Wh / kg

Definition of terms is according to IEC 62660-1

Cell performance example
of discharge profiles (25 ° C, BOL)

