



Trabajo Fin de Máster

ANEXO A Entorno del proyecto, Recurso y Tecnologías

Autor
Adolfo Terreu Zaballos

Director/es
José Francisco Sanz Osorio



Año 2017

INDICE

1 ENTORNO DEL PROYECTO	7
1.1 Entorno Global.....	7
1.2 Entorno UE	16
1.2.1 desarrollo de un sistema de Gobierno de la union energetica.....	17
1.2.2 despliegue de un mercado de energia basado en RENOVABLES DE coste eficiente.....	17
1.2.3 empoderamiento del consumidor.....	18
1.2.4 mejora del papel de los DSO's	19
1.2.5 mejora de del funcionamiento del mercado a traves de una directiva actualizada	19
1.2.6 adecuaciones regionales PARA reforzar la seguridad de suministro	20
1.2.7 acercamiento de tarifas de transmision y distribucion	21
1.3 Entorno local: España.....	22
2 ESTADO ACTUAL, TECNOLOGIAS Y TENDENCIAS	33
2.1 ESPAÑA ULTIMOS INFORMES.....	33
2.2 Modelo energético a 2050	35
2.3 TECNOLOGIA.....	43
2.3.1 nuevo paradigma energetico	43
2.3.2 GENERACION DISTRIBUIDA y energia electrica.....	45
2.3.3 COOPERATIVAS/crowdfunding	47
2.3.4 almacenamiento	49
2.3.5 vehiculo electrico	52
2.3.6 smartgrids.....	55
2.3.7 nuevos agentes en el mercado	58
2.3.8 generacion fotovoltaica	58
2.3.9 tso/dso.....	59
2.3.10 VPP	61
2.3.11 agregadores	62
2.3.12 balance neto.....	63
2.3.13 LMP	64
2.3.14 PPA'S	65
2.3.15 smart meters.....	66
2.3.16 tecnologia iot/ big data/ comunicaciones.....	67
2.3.17 economia baja en carbono.....	68

2.3.18	individuo, sociedad y politica	70
2.3.19	smart village	72
2.3.20	ampliacion de informacion	76

INDICE DE FIGURAS

<i>Figura 1 Emisiones de carbono y efecto antropogénico.</i>	8
<i>Figura 2 Escenarios sobre la base histórica de escenarios de emisiones de carbono (WGIII) frente a incremento de temperatura (RCP). Fuente: IPCC</i>	8
<i>Figura 3 Mapa Acuerdo de Paris Fuente: UNFCC</i>	9
<i>Figura 4 Escenarios de emisión de carbono. Fuente IAE</i>	9
<i>Figura 5 Escenario 450. Fuente Club de Roma. WEO Special Report 2015 IAE</i>	10
<i>Figura 6 Cambios en la emisión de CO₂ en la energía primaria con las distintas tecnologías.</i>	11
<i>Figura 7 Los tres componentes del marco político para el crecimiento sostenible y el clima. Fuente OCDE</i>	12
<i>Figura 8 Perspectiva comparada EERR para previsiones de IEA y escenario 100% renovable. Fuente Greenpeace</i>	12
<i>Figura 9 Evolución del PIB, demanda de energía y emisiones de CO₂. Fuente IEA</i>	13
<i>Figura 10 Evolución del mix energético para el escenario 450. Fuente IEA</i>	13
<i>Figura 11 Cuadro Resumen del futuro 100% renovable para 139 países.</i>	14
<i>Figura 12 Previsiones Oferta y demanda de Energía en los 139 países.</i>	15
<i>Figura 13 Mapa de irradiación solar de Europa. Fuente</i>	23
<i>Figura 14 Porcentaje de energía primaria.</i>	24
<i>Figura 15 Producción renovable Enero-Julio 2016.</i>	25
<i>Figura 16 Estructura y evolución de la producción renovable</i>	26
<i>Figura 17 Evolución histórica de la generación eléctrica en España. Fuente Wikipedia</i>	27
<i>Figura 18 Top 10 Mayores fabricantes de aerogeneradores. Navigant Researcht</i>	27
<i>Figura 19 Evolución Generación renovable. Fuente REE 2016</i>	28
<i>Figura 20. Porcentaje de Generación renovable. Fuente REE 2016</i>	29
<i>Figura 21 Potencia Instalada Renovables minoritarias. REE 2016</i>	29
<i>Figura 22 Potencia instalada resto de renovables</i>	30
<i>Figura 23 Porcentaje de Potencia sobre potencia Total. Porcentaje de Generación sobre generación Total ENERGIA EOLICA</i>	30
<i>Figura 24 Porcentaje de Generación sobre generación Total</i>	31
<i>Figura 25 Porcentaje de Potencia sobre potencia Total. Porcentaje de Generación sobre generación Total ENERGIA SOLAR</i>	31
<i>Figura 26 Porcentaje de Potencia sobre potencia Total. Porcentaje de Generación sobre generación Total. RESTO RENOVABLES</i>	32
<i>Figura 27 Ranking de países UE y su cumplimiento del Acuerdo de Paris</i>	33
<i>Figura 28 Estado y Objetivos de Emisiones España. Deloitte Consulting</i>	36
<i>Figura 29 Emisiones 2013. Combustible y sectores. Deloitte Consulting</i>	36
<i>Figura 30. Recomendaciones Modelo Energético. Deloitte Consulting</i>	37
<i>Figura 31. 3 pilares de futuro. Deloitte Consulting</i>	37

<i>Figura 32 ·3 palancas de descarbonización. Deloitte Consulting</i>	37
<i>Figura 33 Palancas descarbonización. 2016-2030</i>	38
<i>Figura 34 Penetración Renovables 2016-2030. Deloitte Consulting</i>	39
<i>Figura 35 Recomendaciones de política energética. Deloitte consulting.</i>	39
<i>Figura 36 Emisiones GEI. Sectores difusos. Deloitte consulting</i>	40
<i>Figura 37 Eficiencia Energética. Recomendaciones. Deloitte Consulting.</i>	40
<i>Figura 38 Capacidad instalada de generación eléctrica. Deloitte Consulting</i>	41
<i>Figura 39 Red convencional versus Distribuida. Deloitte consulting</i>	41
<i>Figura 40 Precios electricidad. Evolución Deloitte Consulting</i>	42
<i>Figura 41 Fases de tecnología. Curva en S. Carlota Pérez 2002</i>	43
<i>Figura 42 Cambio de tecnología del combustible de petróleo a vehículos eléctricos. Bloomberg 2017</i>	44
<i>Figura 43 Los sistemas eléctricos se vuelven más inteligentes.</i>	45
<i>Figura 44 Actores del mercado eléctrico español: Fuente Energía y Sociedad</i>	46
<i>Figura 45 Curvas de demanda y curva de pato. Fuente NREL 2016</i>	49
<i>Figura 46 Almacenamiento: Rangos de potencia y capacidad, en las tecnologías actuales. Fuente WEC 2016</i>	49
<i>Figura 47 Tecnologías de almacenamiento y su nivel de madurez. Fuente World Energy Council 2016</i>	50
<i>Figura 48 LCO comparado de las diferentes tecnologías. Fuente WEC 2016</i>	50
<i>Figura 49 Puntos de aplicación de almacenamiento en redes distribuidas. Fuente Irena</i>	51
<i>Figura 50. Evolución de precio de baterías y demanda VE comparada.</i>	52
<i>Figura 51 Stock de EV para el 2030. Varios escenarios. Fuente IEA 2017</i>	53
<i>Figura 52 Niveles y tipos de cargadores estandarizados. IEA 2017</i>	53
<i>Figura 53 Curvas de demanda 2030, día típico. IEA 2017</i>	54
<i>Figura 54 Distintos desarrollos y políticas de carga de VE. Fuente IEA 2017</i>	54
<i>Figura 55 Pautas para la creación de Smart Grids.</i>	55
<i>Figura 56 Participación en proyectos de Smart Grid en Europa : Fuente FutuRed</i>	55
<i>Figura 57 Inversión necesaria para el despliegue de Smart grids en España. Retornos aproximados de inversión Fuente FutuRed Boston City Group</i>	57
<i>Figura 58. DSO/TSO en un ámbito global. Fuente IEA</i>	59
<i>Figura 59 Ejemplo de interrelaciones en la futura red. Fuente IEA 2017</i>	60
<i>Figura 60 Diagramas de arquitecturas de red Fuente CAISO 2017</i>	60
<i>Figura 61 Virtual Power Plants. Organización y funciones. Fuente ABB</i>	61
<i>Figura 62 Posibles atribuciones de la figura del Agregador</i>	61
<i>Figura 63 Desarrollo de política favorables a gestión activa de la demanda.Fuente MIT</i>	62
<i>Figura 64 Balance neto y paridad de red</i>	63
<i>Figura 65 Esquemas de retribución de energía vertida a red en autoconsumo.</i>	63
<i>Figura 66 LMP debido a perdidas en la red. Fuente</i>	64
<i>Figura 67 PPA Ejemplo de actuación en el mercado eléctrico</i>	65

<i>Figura 68 Diferencias entre AMR y AMI)</i>	66
<i>Figura 69 Interacciones virtuales entre smartgrid</i>	67
<i>Figura 70 Hoja de ruta de reducción de emisiones al 80% en 2050. Fuente UE</i>	68
<i>Figura 71 Acción y reacción en la curva de emisiones. Fuente</i>	68
<i>Figura 72 Que falta para el cambio tecnológico: Fuente Fernando Ferrando Vitales</i>	70
<i>Figura 73 Población mundial: Tendencias. Fuente ONU 2014</i>	72
<i>Figura 74 Claves para desarrollo de smartcity 4.0. Fuente KPMG Siemens</i>	73
<i>Figura 75 Feldheim, ícono de la energía renovable comunitaria</i>	74
<i>Figura 76 Ciudades inteligentes. Evolución de servicios: Fuente KPMG Siemens</i>	75
<i>Figura 77 Modelo de ciudad inteligente Fuente GICI</i>	75

1 ENTORNO DEL PROYECTO

Este apartado sitúa el proyecto en su entorno, desde una perspectiva global, empezando por un análisis del periodo de degradación en el que se halla el planeta, y su causa antropogénica.

Se verá la perspectiva definida por diferentes organismos ante esta situación, que pasa por el cambio de una generación fósil a renovable, con diferentes enfoques, en una perspectiva hasta el 2050.

Después se analiza las medidas a nivel europeo, entre las que destaca el Winter Package del 2016, y todas sus implicaciones.

Por último, se analiza la situación actual en España, y sus implicaciones en todo el entorno anterior, y se define la previsión en perspectiva hasta 2050.

1.1 Entorno Global

Se comienza definiendo nuestro entorno global actual.¹

De todos es sabido e incluso sufrido en la actualidad el fenómeno de calentamiento global del planeta. Este fenómeno se viene produciendo desde que se los albores del progreso industrial, con la máquina de vapor hasta nuestros días (Figura 1).

En este periodo de tiempo, o era, dado a conocer como antropoceno, debido al efecto del hombre y su progreso directamente sobre el planeta Tierra, se ha producido un calentamiento global del planeta, así como otros diferentes efectos paralelos o derivados, como calentamiento de océanos, deshielo de los polos, subida del nivel del mar, cambios climáticos pronunciados, fenómenos atmosféricos de mayor fuerza o zonas con más sequía u otros que se pueden mencionar.

La comunidad científica parece estar de acuerdo en que el problema de incremento de temperatura y todos los demás son causados, desde la era post-industrial, por la producción, emisión y acumulación en la atmósfera terrestre de gases de efecto invernadero (CO_2 , así como, metano, óxido nitroso(N_2O), etc.).

Es en junio de 2015 cuando el G-7 decide por unanimidad dejar de utilizar combustibles fósiles a finales de siglo XXI, lo que representa un punto de inflexión que resitúa el debate. Ya no se discute si «los combustibles fósiles deben utilizarse o no», sino «cuándo se desconecta de los combustibles fósiles» y, sobre todo, «cómo se hace».²

¹IPCC, 2013: "Resumen para responsables de políticas. En: Cambio Climático 2013: Bases físicas. Contribución del Grupo de trabajo I al Quinto Informe de Evaluación del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático" [Stocker, T. F., D. Qin, G.-K. Plattner, M. Tignor, S. K. Allen, J. Boschung, A. Nauels, Y. Xia, V. Bex y P.M. Midgley (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, Reino Unido y Nueva York, NY, Estados Unidos de América.

² Acceso a los datos de los contadores digitales y su uso. Estudio del caso en España y propuestas de mejora para hacer posible el acceso a los datos a terceras partes. Pep Sala ACCO 2017

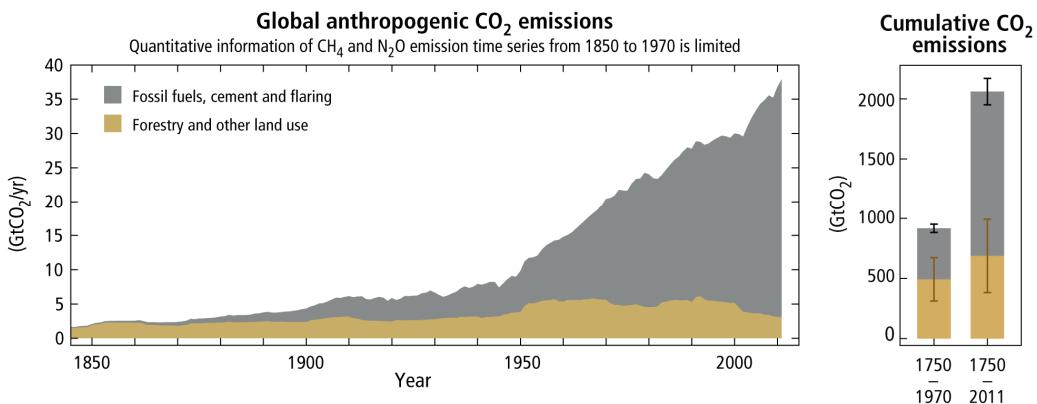


Figura 1 Emisiones de carbono y efecto antropogénico.
Fuente: IPCC según cita al pie

La previsión de crecimiento de estos efectos, llevan, según la comunidad científica internacional a unos escenarios de aumento de temperatura con cambios irreversibles en el equilibrio del planeta tierra, si continua en este orden. También indican el camino de posible vuelta a la normalidad, o a efectos controlables en el equilibrio de todos los factores comentados antes.

Existe un informe de la UE que pronostica alrededor de 150.000 muertes por año hasta el 2100 si continúa este ritmo de emisiones.³

Aquí surgen las curvas de proyección correspondientes a los efectos de cambio de temperatura según el ritmo de emisión y acumulación de CO₂, y los objetivos marcados para el futuro inmediato (Figura 2).⁴

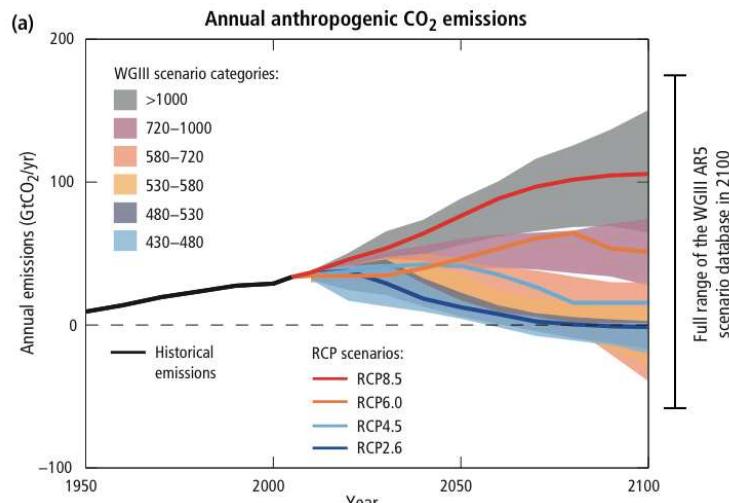


Figura 2 Escenarios sobre la base histórica de escenarios de emisiones de carbono (WGIII) frente a incremento de temperatura (RCP). Fuente: IPCC

³ Increasing risk over time of weather-related hazards to the European population: a data-driven prognostic study
Giovanni Forzieri, Alessandro Cescatti, Filipe Batista e Silva, Luc Feyen

⁴ Increasing risk over time of weather-related hazards to the European population: a data-driven prognostic study
Giovanni Forzieri, Alessandro Cescatti, Filipe Batista e Silva, Luc Feyen

De estas previsiones y escenarios se lanza un objetivo de equilibrio con la consiguiente disminución de emisiones CO₂, a nivel global, el cual situa en 1,5°C el límite de temperatura en el escenario RPC2.6, como necesario para el equilibrio de temperatura global, nivel del mar, deshielo, o pH marino, debido a la absorción de CO₂ por el mar.

Es importante situar todas estas premisas, puesto que, basándose en estos datos, se ha establecido las últimas políticas a nivel global, que ya, de manera timida, se mostraron en el protocolo de Kioto, con el control de los gases de efecto invernadero, a través del mercado de los mismos, que resultó al final poco efectivo.

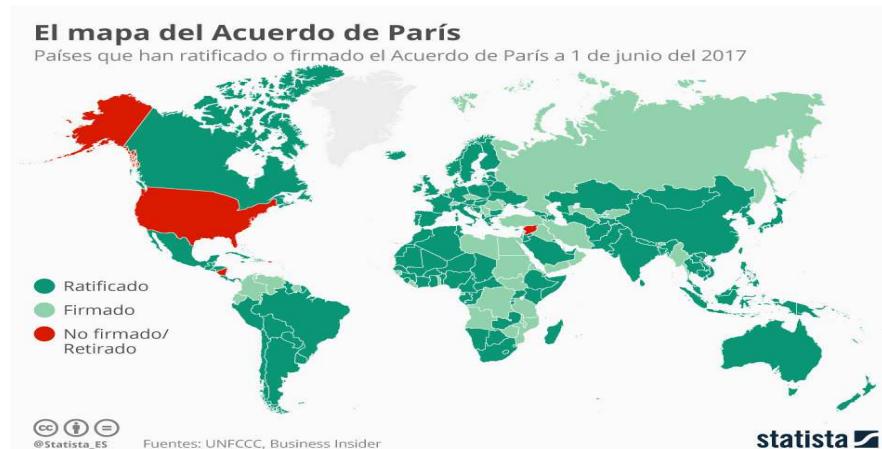


Figura 3 Mapa Acuerdo de Paris Fuente: UNFCC

Después del tratado de París, parece que, ya de manera contundente, los países participantes (Figura 3) han tomado la senda de reconstruir lo desbaratado hasta el momento, firmando un protocolo de actuación vinculante, con objetivos concretos. Conocidas y mencionables son las decisiones políticas de USA, y su nuevo gobierno y presidente Trump, que han abandonado el tratado firmado por el anterior presidente Obama.

Las decisiones vinculantes de este tratado y los posteriores han dejado tres posibles objetivos⁵ que se pueden ver en Figura 4,

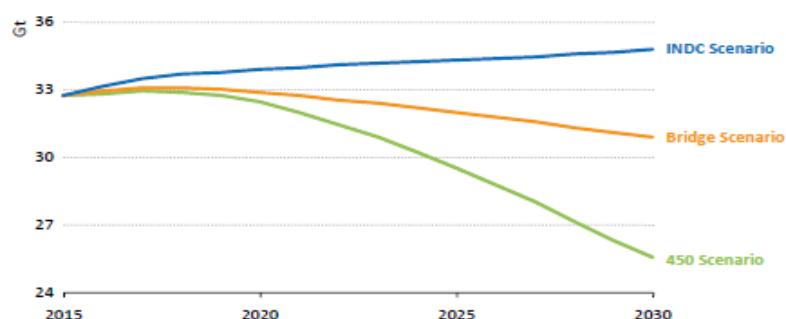


Figura 4 Escenarios de emisión de carbono. Fuente IAE

⁵ Energy Climate and Change World Energy Outlook Special Report. 2015. IAE

Con los acuerdos planteados de forma voluntaria por los países firmantes del Acuerdo de París (INDC) sería posible reducir el aumento previsto de las emisiones mundiales de CO₂, pero no bastaría para limitar el calentamiento a menos de 2ºC.

En este sentido, la IEA, de acuerdo con el escenario 450, plantea que es preciso cambiar radicalmente el ritmo de reducciones de CO₂ con actuaciones adicionales. Existe también el escenario intermedio que no limitaría la temperatura por debajo de los 2º.

Para limitar la elevación de la temperatura global a 2º C y evitar un cambio climático disruptivo de consecuencias catastróficas es necesario estabilizar la concentración de CO₂ en la atmósfera en 450 ppm, lo que requiere una drástica reducción (o la eliminación) del uso de los combustibles fósiles (Figura 5).⁶

Figure 4.3 • Historical link between energy-related CO₂ emissions and economic output, and the pathway to achieving a 450 Scenario

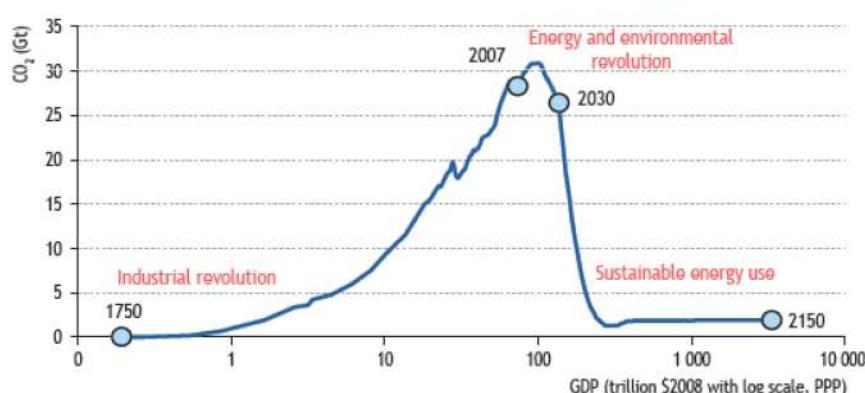


Figura 5 Escenario 450. Fuente Club de Roma. WEO Special Report 2015 IAE

En el escenario mencionado, aparecen una serie de necesidades en las políticas energéticas globales que harán este camino de reducción viable.

Una de las fundamentales es la eliminación de los combustibles fosiles y la sustitución de la energía primaria producida por ellos por energía renovable.

Existen diferentes alcances y fechas de optimización, de la cual se señala un objetivo de cero emisiones en el 2070 como meta para 1,8º de incremento, según IEA⁷

Los objetivos racionales de alcance de este escenario, a través del cambio energético se observa bien en la Figura 6, que señala los cambios sobre la matriz de energía primaria, para los principales campos, siendo las energías renovables y la eficiencia energética los principales vectores para la transformación energética.

⁶ Principales conclusiones del World Energy Outlook 2016 Informe de la fundación para la sostenibilidad energética y ambiental. FUNSEAM. diciembre de 2016.

⁷ World Energy Outlook 2016 World Energy Outlook Special Report 2016 IEA

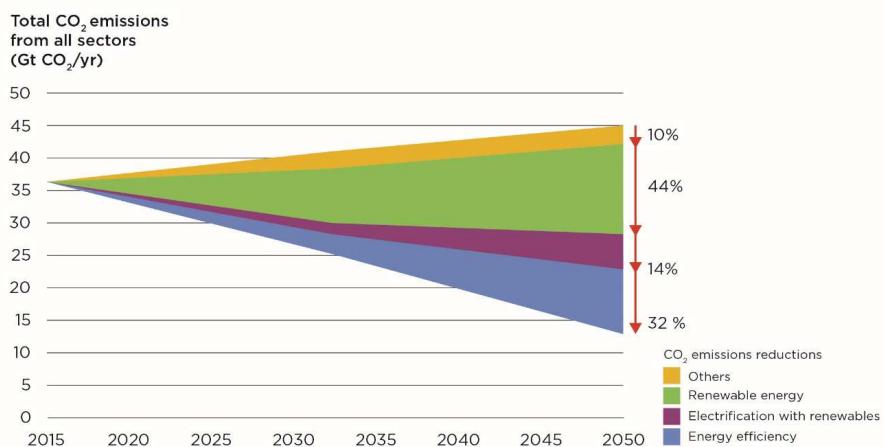


Figura 6 Cambios en la emisión de CO₂ en la energía primaria con las distintas tecnologías.
2015-2050
Fuente Perspectives for the Energy Transition 2017 IEA

El WEO 2016 presenta además otras relevantes conclusiones sobre la situación energética en 2040, relacionadas con el crecimiento de la demanda energética, la ineficacia del acceso universal a la energía, la creciente proyección de la demanda de todos los combustibles modernos y la electrificación de la matriz energética; así como la mayor volatilidad en los precios del petróleo y la importancia creciente del binomio energía y agua, entre otras.⁸

En los que todos los organismos que estudian la evolución del futuro de los sistemas energéticos en nuestro planeta están de acuerdo en su mayor parte⁹ es:

Retos del Sistema Energético:

- I. Asegurar el Abastecimiento necesario para el Progreso
- II. Garantizar la Sostenibilidad Medioambiental

Soluciones:

1. Diversificar las fuentes primarias de energía y promover las autóctonas
2. Reducir la Intensidad Energética: Aumentar la Eficiencia Energética
3. Reducir la relación entre Consumo Energético y Emisiones de CO₂

El crecimiento debe tener en esta etapa un marco basado en el respeto al cambio climático y la sostenibilidad, con reformas estructurales enfocadas al crecimiento, alineadas con ambiente proclive a las inversiones¹⁰ (Figura 7).

⁸ Principales conclusiones del World Energy Outlook 2016 Informe de la fundación para la sostenibilidad energética y ambiental. FUNSEAM. diciembre de 2016.

⁹ ¿Es posible el progreso sin combustibles fósiles? Jornadas Club de Roma. Zaragoza 2017

¹⁰ Investing in Climate, Investing in Growth A Synthesis. OCDE 2017

Figure 8. The three components of a well-aligned policy framework for climate and growth

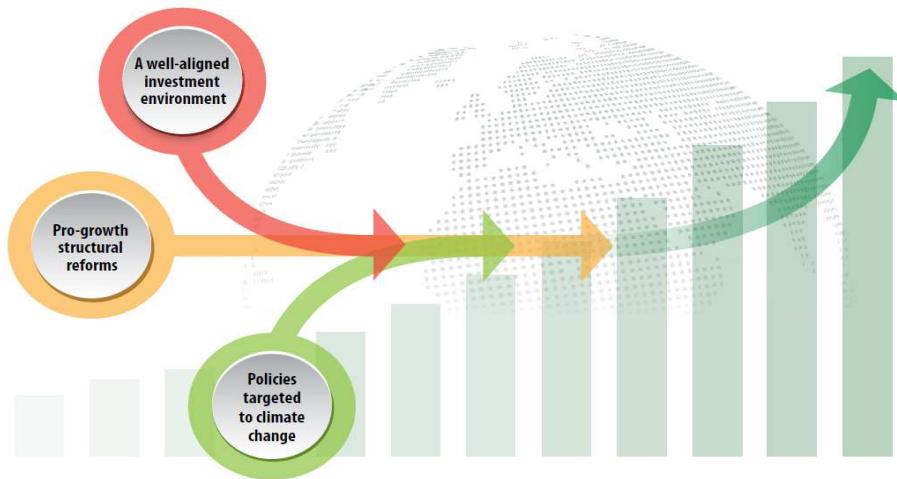


Figura 7 Los tres componentes del marco político para el crecimiento sostenible y el clima.
Fuente OCDE

En este entorno, las energías renovables marcarán un crecimiento considerable, pudiendo llegar al 100% ¹¹ de cobertura de la demanda eléctrica, sustituyendo a las energías fósiles, a la vez que recogen el incremento de energía primaria debido al cambio en la parte de transporte. Otras perspectivas, como las de IEA, dan un porcentaje menor, Figura 8.

FIGURE 5 | WORLD DEVELOPMENT OF ELECTRICITY GENERATION UNDER THE IEA "CURRENT POLICIES" AND THE ENERGY [R]EVOLUTION CASE

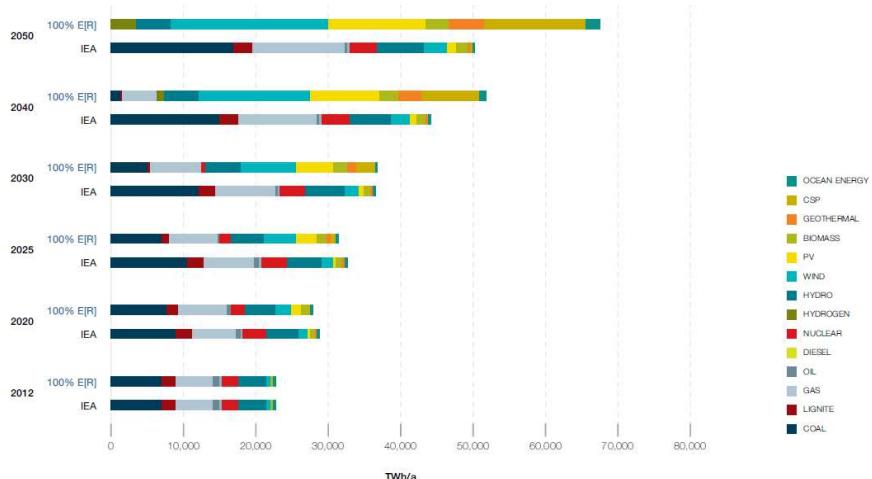


Figura 8 Perspectiva comparada EERR para previsiones de IEA y escenario 100% renovable.
Fuente Greenpeace

Las previsiones de futuro y evolución se señalan bien en las figuras siguientes de IEA¹²:

¹¹ Energy-Revolution-2015-Summary. Greenpeace

¹² ¿Es posible el progreso sin combustibles fósiles? Jornadas Club de Roma. Previsiones IEA Zaragoza 2017

Figure 2.1 ▷ Global GDP, energy demand and energy-related CO₂ emissions trajectories by scenario

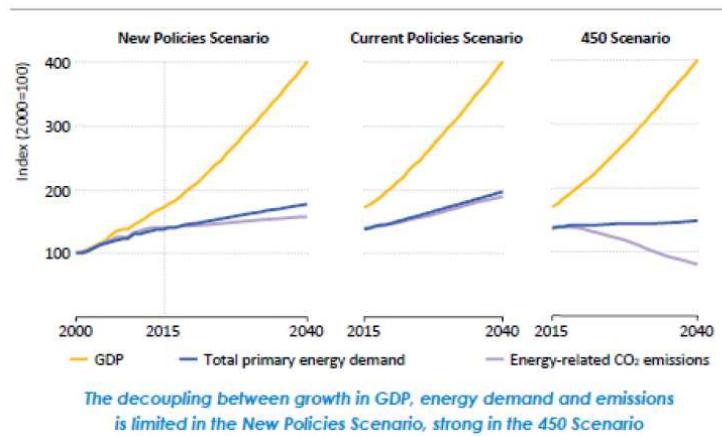
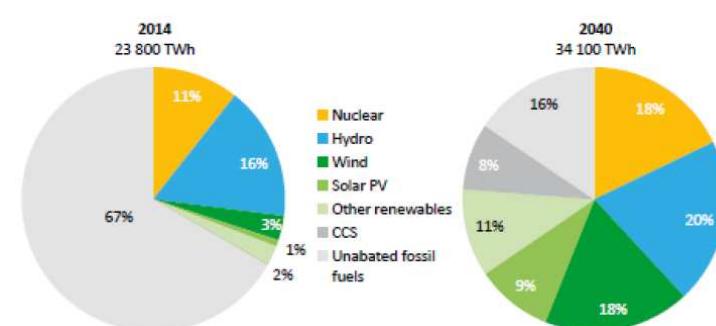


Figura 9 Evolución del PIB, demanda de energía y emisiones de CO₂. Fuente IEA

Figure 2.6 ▷ Evolution of the power generation mix in the 450 Scenario



The power sector is transformed and almost decarbonised by 2040 in the 450 Scenario

Notes: CCS = carbon capture and storage; TWh = terawatt-hours.

Figura 10 Evolución del mix energético para el escenario 450. Fuente IEA

Diferentes organismos tienen otros porcentajes y conclusiones, aumentando o disminuyendo dichos porcentajes.

Señalar que es posible que la energía nuclear, de baja emisión de carbono, tenga una importancia menor, puesto que las últimas noticias, como el accidente de Fukushima, u otras que señalan problemas en la construcción de algunas de las nuevas centrales (Hinkley Point), o el abandono de alguna en construcción en USA recientemente, o el cierre de 17 centrales en Francia, tradicionalmente nuclear, o la renuncia a este vector de Alemania, que ahora apuesta a fondo por las tecnologías renovables.

Otro de los campos que se ha de desarrollar es el de almacenamiento de energía eléctrica, que ahora es prácticamente nulo, y la producción instantánea.

Se calcula una cantidad de 35 MW cada 100 MW para un escenario 100 % renovable como óptima, en los estudios de ADEME¹³, pensando más bien en recursos centralizados, a la manera tradicional, que recursos distribuidos (DR).

De nuevo, es noticiable el estudio más reciente¹⁴, que señala un futuro 100% renovable en 139 países hasta el año 2050, con los principales indicadores resumidos en la Figura 11.

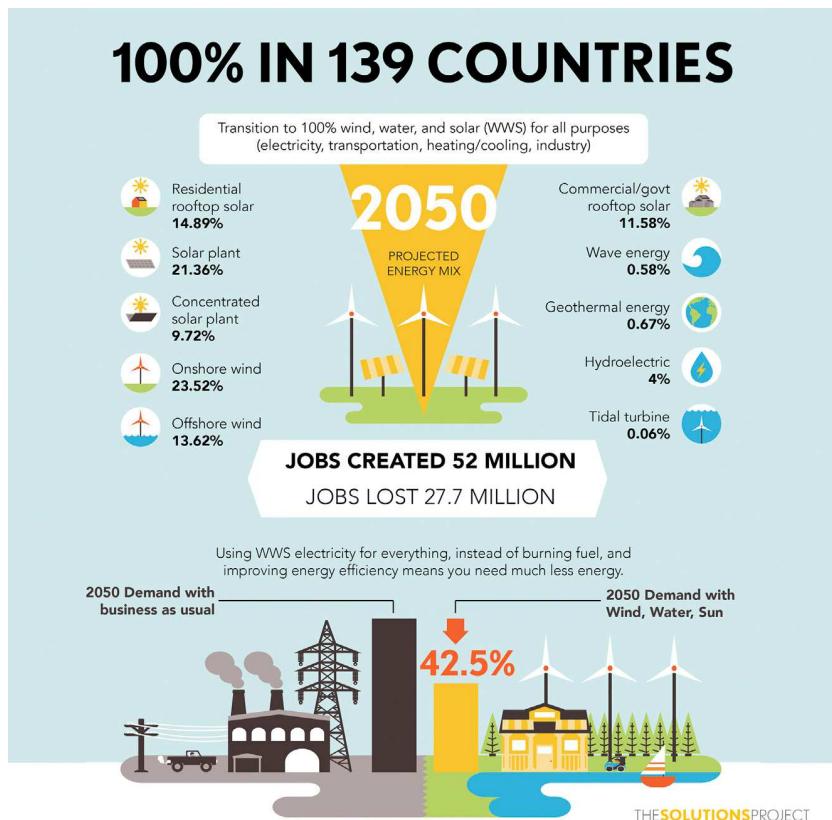


Figura 11 Cuadro Resumen del futuro 100% renovable para 139 países.
Joule Newspaper. 2017

La Figura 12, también perteneciente al mismo estudio, señala la evolución prevista de la oferta y demanda de energía previstas.

El carbón desaparece en 2025-2030, a través de medidas de eficiencia se rebaja la demanda de energía, y el desarrollo renovable (Wind Water and Sun) nos permitirá cubrir toda la demanda.

¹³ ¿ UN MIX ÉLECTRIQUE 100 % RENOUVABLE ? ANALYSES ET OPTIMISATIONS Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie ADEME 2013

¹⁴ 100% Clean and Renewable Wind, Water, and Sunlight All-Sector Energy Roadmaps for 139 Countries of the World. Mark Z. Jacobson & others. Joule. September 2017

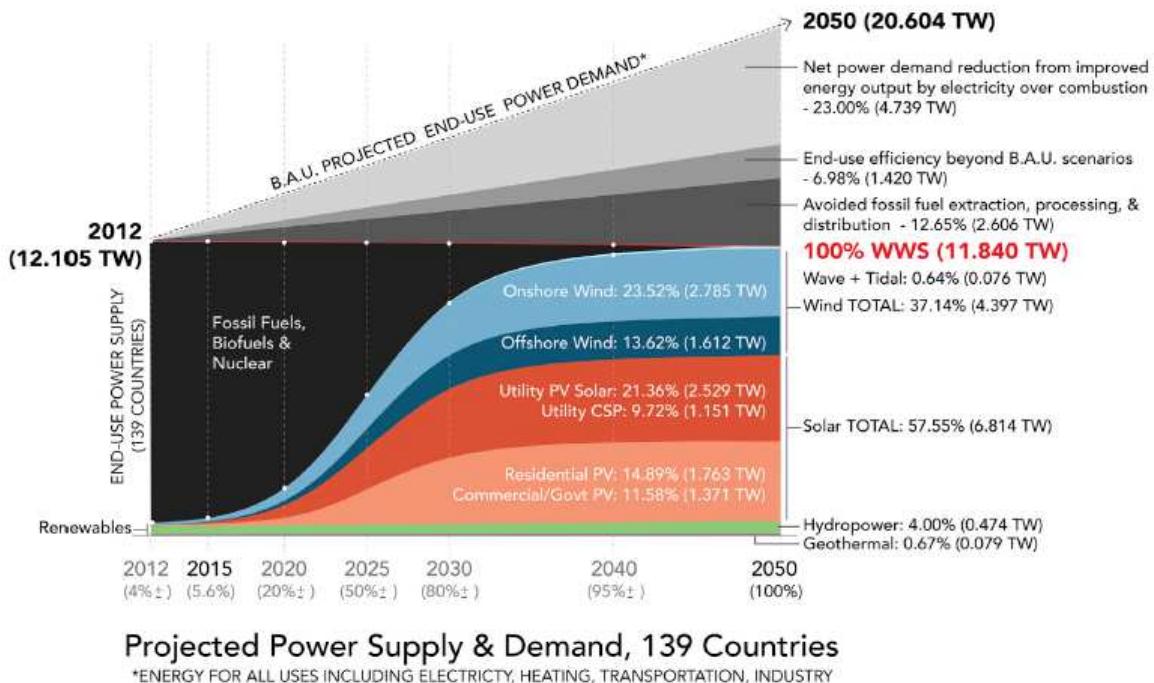


Figure 2. Time-Dependent Changes in 139-Country-Summed, Annually Averaged End-Use Power Demand for All Purposes (Electricity, Transportation, Heating/Cooling, Industry, Agriculture/Fishing/Forestry, and Other) and Energy Supply in the BAU (Conventional Fuels) Case and as Proposed Here in the WWS Case

For a Figure360 author presentation of Figure 2, see <http://dx.doi.org/10.1016/j.joule.2017.07.005#mmc2>

Total power demand decreases upon converting to WWS. The percentages next to each WWS source are the final (2050) estimated percent supply of end-use power by the source. The 100% demarcation in 2050 indicates that 100% of all-purpose power is provided by WWS technologies by 2050, and the power demand by that time has decreased. In the WWS scenario, 80% conversion occurs by 2030.

*Figura 12 Previsiones Oferta y demanda de Energía en los 139 países.
100% Renovable*

1.2 Entorno UE

Es destacable la postura inequívoca de la Unión Europea frente al problema del cambio climático y la contaminación del planeta, ya desde que se conoce el fenómeno, impulsando los tratados de Tokio y París.

Sin duda, las líneas de actuación han sido en sentido positivo, aunque, existan luces y sombras en todo este proceso de cambio de paradigma energético, teniendo todavía países con altos porcentajes de emisiones (Alemania, Polonia...), incluso aumentos, a pesar de tener un gran cambio en sus políticas energéticas (Energiewende, ...)

Los objetivos dentro de la UE son claros¹⁵:

1. Seguridad de suministro
2. Reforma del mercado interno de Energía
3. Eficiencia Energética
4. Descarbonización
5. Innovación

En este sentido positivo el último reflejo es el documento llamado Winter Package¹⁶ y sus políticas de futuro, que marcan unos calendarios y objetivos claros, con elementos de compromiso serio de todos los países pertenecientes a la UE.

El «Winter package» pretende abordar una adaptación integral de los sectores eléctricos europeos, para alcanzar para 2030 los ambiciosos objetivos de un 40% de reducción de las emisiones de efecto invernadero y de una penetración del orden del 50% de las energías renovables en el mix de generación eléctrica, a través de medidas como favorecer el aprovechamiento del potencial de mejora en la eficiencia del uso de un parque eléctrico renovable de generación intermitente y disperso geográficamente en la UE, a través de una mayor integración de los mercados (ya avanzada con el acoplamiento de los mercados diarios, pero todavía insuficiente en los mercados intradiarios y de ajuste) y, un aumento de capacidad de las redes de interconexión.¹⁷

Los requisitos para el sector eléctrico plantean una doble exigencia de descarbonización del propio sector (total para 2040) y electrificación del transporte.

Las dos se conseguirán por la integración de los recursos renovables intermitentes, principalmente solar y eólico, debido a su coste cada vez más competitivo, además del rápido avance de las tecnologías de almacenamiento, y la gestión integral de la demanda basada en el desarrollo de redes inteligentes y descentralizadas (Smartgrids), y la posibilidad de gestión a través de contadores inteligentes, gestión de macrodatos, u otros.

Una de las líneas de actuación es establecer un mercado eléctrico global, que garantice la competencia real, y la no excesiva concentración de operadores, que impiden el desarrollo de dicha sana competencia en muchos de los escenarios¹⁸.

¹⁵ Power Statistics and Trends: THE FIVE DIMENSIONS OF THE ENERGY UNION. An Eurelectric report. 2015

¹⁶ European Commission presents Energy Winter Package 2016. Linklaters. December 2016

¹⁷ Energía y Geoestrategia 2017. Instituto Español de Estudios Estratégicos Comité Español del Consejo Mundial de la Energía. Club Español de la Energía. Ministerio de Defensa.

¹⁸ Energy Union key indicators. Eurelectric comments on the Commission proposal (November 2015)

Con estas líneas maestras, se ha definido una serie de soluciones y líneas de futuro, contenidas en el Winter Package¹⁹ para todos los países de la UE.

1.2.1 DESARROLLO DE UN SISTEMA DE GOBIERNO DE LA UNION ENERGETICA

El desarrollo de un sistema de gobierno robusto de la Unión de la Energía, que facilite la consecución de los objetivos marcados, estableciendo un marco legislativo a todos los niveles, garantizando la seguridad de suministro, la competitividad y la sostenibilidad.

Este marco implica la revisión de los planes europeos, así como los de cada país, que irán en consonancia con los primeros, estableciendo marcos de control y revisión para los mismos. En este sentido se establece un primer nivel de gobernanza (ACER, ENTSO-E), controlado por la EC, en el cual todos los demás organismos de carácter local estarán coordinados y supeditados.

En este contexto aparecen nuevas definiciones de los operadores (TSO's, DSO's), y la modificación de los códigos de red para garantizar la participación en condiciones de igualdad de todos los sectores implicados.

Se establecen también las reglas para intercambios y cooperación interregionales, entre países, para proyectos de común interés a todos los niveles, definiendo las regiones a nivel tanto administrativo como geográfico.

También señala la participación a nivel de cada territorio (país) que los gobiernos locales deben garantizar todos estos objetivos, desarrollando mecanismos para la participación de todos los actores en igualdad de condiciones en el mercado energético, incluyendo también nuevos agentes en estos mercados. En este sentido, señalan los ámbitos municipales y otros como cooperativas de energía.

1.2.2 DESPLIEGUE DE UN MERCADO DE ENERGIA BASADO EN RENOVABLES DE COSTE EFICIENTE

La nueva legislación de la UE debe asegurar un objetivo vinculante a escala para todos los países de la UE.

Debe asegurar los mismos derechos y obligaciones para todos los participantes del mercado, incluidas fuentes de energía ER:

- óptimo despacho de energía,
- balances en obligaciones
- cargas en el uso de red
- participación en todos los mercados y servicios

Se deben evitar cambios retroactivos que perjudiquen inversiones.

Se debe producir integración efectiva e igualitaria del prosumer

Las políticas de subvenciones o exenciones locales deben ir a líneas comunes donde todas las ER estén compitiendo en igualdad con el resto de fuentes hasta su sustitución.

La regulación de la red debe conocer todos los costes y dificultades de gestión de energía (congestiones en la red...)

¹⁹ Winter Package Solutions. Eurelectric's Key Policy recommendations. October 2016

La directiva de fuentes de ER debe llevar a una mayor convergencia y coordinación de políticas, basadas en reglas comunes, guías y marcos interregionales, tasas, cargas por transmisión, etc...

A partir de 2020 todos los países deben estar completamente alineados, asegurando coherencia y consistencia.

Las nuevas fuentes de ER deben ser competitivas y eficientes en coste y no distorsionar el mercado, eliminando progresivamente las tarifas reguladas, haciendo subastas basadas en capacidad, sin establecer ventajas de carácter político para las diferentes tecnologías, y tener en cuenta los costes y la demanda a de electricidad del sistema.

La garantía de origen debe ser regulada efectivamente, teniendo una única directiva, controlando los certificados verdes, con todos los orígenes de energía incluidos, teniendo conteo garantizado y divulgación de los mix de energías.

También se preconizan las actuaciones a favor de la sostenibilidad en la gestión y utilización de biomasa, teniendo en cuenta el origen de la misma y no su uso, controlando la emisión de gases de efecto invernadero, controlar el tamaño de las plantas, asegurar la sostenibilidad de todos los implicados, generadores y otros usuarios.

1.2.3 EMPODERAMIENTO DEL CONSUMIDOR

El empoderamiento del consumidor es uno de los pilares de la UE para la descarbonización y electrificación de la economía, y su implementación debe ser compartida y comentada, para evitar regulaciones innecesarias.

Deben eliminarse:

- ✓ los obstáculos técnicos y reglamentarios que le impiden participar en todos los segmentos del mercado
- ✓ regulaciones de tarifas que afecten a la potencia contratada en lugar de a su consumo,

Y se deben:

- ✓ mejorar la elección de servicios, fomentando la flexibilidad en la demanda
- ✓ asegurar la descarbonización electrificando transporte, calefacción y refrigeración.
- ✓ eliminar costes impuestos en la factura de la electricidad.

Las nuevas tarifas deben tener en cuenta tanto la capacidad como el consumo de energía, los consumidores puros o productores consumidores (prosumers), y todos los diferentes usos de la energía elegidos por el consumidor.

Liberar las facturas de cargas adicionales y precios finales más bajos harán cada vez más competitivas las fuentes de ER frente a las fósiles.

Los prosumers deben ser integrados en el mercado, sin costes adicionales de subvenciones, con precios adecuados de producción y venta a red, regulando este mercado favoreciendo también el uso final de la energía auto producida.

También deben adecuar de manera flexible y eficiente su demanda a la energía producida, con un marco regulatorio favorable.

Los comercializadores deben también ofrecer mejores posibilidades en la venta de su producto energético, apareciendo también la figura de los agregadores, como gestores de energía añadidos, dando nuevos posibles caminos a la energía y no solo desde la perspectiva productor consumidor. Esto conlleva también utilizar nuevas herramientas como Smart meters u otros para gestión, y remuneraciones reguladas desde el agregador al resto de la cadena.

Las facturas deben ser también revisadas para mejorar su comprensión, estableciendo diferencias claras entre las partes de consumo y producción, y haciendo a los estados miembros partícipes, aunque sea obligados, de esta política de apoyo al consumidor imponiendo unas normas básicas.

Aplicar las disposiciones para que se cumplan los plazos de cambios de proveedores, fiabilidad, duración de contratos, o todo lo relacionado con mayor flexibilidad y facilidad para el consumidor.

Erradicar la pobreza energética a través de tasas y mecanismos estatales, y también tener en cuenta medidas de eficiencia energética, exención de tasas u otras...

Hacer mejor la comparación de oferta, con herramientas certificadas, basadas en códigos de conducta honestos.

1.2.4 MEJORA DEL PAPEL DE LOS DSO'S

La mejora de los operadores de distribución del sistema es indispensable también en este nuevo horizonte de energía distribuida, teniendo como final el ser independientes y neutrales, y a favor del empoderamiento del consumidor.

La interacción con los nuevos agentes (prosumers, agregadores, almacenamiento distribuido...) debe estar también incluido en sus competencias desde este prisma.

Esto lleva a crear un organismo de control a nivel europeo, que haga a los DSO's más competitivos y colaboradores en la transición energética.

Se debe incentivar la innovación de sus modelos de negocio, y ampliarlo con otras modalidades, con tareas claras y reguladas

Se debe incluir también los necesarios ajustes para la regulación del almacenamiento y servicios de carga para VE, y las consiguientes vías de financiación para ello

Debe tener un papel activo en el desarrollo de respuesta a la demanda, y también en el control de los usuarios de la red; junto a los TSO's.

La aparición de micro redes debe estar reflejada, teniendo claro el nivel de jerarquía superior de los DSO's y mejor situación para regulación de estas, y también la gestión de recursos distribuidos renovables (DER) a fin de gestionar la congestión de redes.

1.2.5 MEJORA DE DEL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO A TRAVES DE UNA DIRECTIVA ACTUALIZADA

Los mercados mayoristas deben integrarse en plazo, implementando por completo las medidas del tercer paquete energético.

Una nueva directiva, que haga reflejar las condiciones reales del mercado en los precios de la energía, debe:

- (1) suprimir los límites de precios al por mayor o armonizar su nivel para que refleje el valor real de la pérdida de carga
- (2) eliminar las barreras de salida para un correcto funcionamiento del mercado.

Esta nueva directiva debe también establecer:

- ✓ los principios claves del mercado de futuros
- ✓ las garantías de estos mercados, diarios, calculando y regulando eficientemente las capacidades y demandas locales
- ✓ las garantías del intradiario, dando armonización interregional y garantizando los despachos de energía más económico
- ✓ mercados de intercambio, asegurando balances propios y responsabilidades compartidas.

En el nivel de TSO's, deben existir incentivos para operar el sistema como un todo integrado:

gestionando los sistemas regionales con reglas y decisiones comunes, con responsabilidades localizadas.

estableciendo un marco común de decisiones y también otras estructuras de decisiones regionales coordinadas

La asignación de capacidad y gestión de la congestión (CACM) debe ser también regulada y optimizada, incluso con posibles revisiones de zonas de mercado.

1.2.6 ADECUACIONES REGIONALES PARA REFORZAR LA SEGURIDAD DE SUMINISTRO

Energía, flexibilidad y capacidad son las bases del diseño del mercado de la energía.

Hay que tener en cuenta también en sus precios la seguridad para las necesidades de inversiones necesarias en la respuesta a la demanda, almacenamiento y nueva generación.

Debe ser compatible con los objetivos de integración del mercado, la descarbonización, y la seguridad de suministro.

Es indispensable tener una evaluación de todos los participantes del mercado, de la capacidad de los sistemas (generación, respuesta a la demanda, almacenamiento, e intercambio interregional), de la determinación de demandas futuras, de la perspectiva de futuro tecnológico y económico del mercado, de adecuaciones en cada nación.

Las adecuaciones deben ser bien definidas, y no siempre en términos de inversión en nueva generación, si no es necesaria.

Estas nuevas inversiones deben asegurar mecanismos eficientes de adecuación del sistema, teniendo en cuenta todas las condiciones de:

- ✓ suministro
- ✓ eficiencia en costes
- ✓ neutralidad en tecnologías

Debe estar abierto a nuevos recursos, y abierto a la participación incluso de países no UE, estableciendo contratos e inversiones a largo plazo en un marco estable, estableciendo mecanismos estándar de regulación interregionales, y asegurando capacidad en ambas direcciones.

La nueva ley de seguridad del suministro de electricidad deberá definir:

- ✓ los niveles de seguridad de suministro a conseguir
- ✓ nueva capacidad solo como último recurso en caso de que la existente no sea adecuada
- ✓ considerar las centrales de gas como base en casos de emergencia o desajustes de potencia

La capacidad debe adecuarse regionalmente y con un coste eficiente, y dejar suficiente iniciativa a nivel estado para realizar ajustes tanto en su entorno como interregionalmente.

Todas las iniciativas locales deben ser coherentes en soluciones medioambientales y energéticas con las nuevas directivas.

1.2.7 ACERCAMIENTO DE TARIFAS DE TRANSMISION Y DISTRIBUCION

Las tarifas deben reflejar los costes fijos y variables, asegurar también las infraestructuras, y promocionar económicamente la eficiencia y el uso óptimo del sistema.

Deben:

- ✓ armonizar la estructura existente
- ✓ ultimar los niveles de las tarifas de transmisión a los generadores tan bajas como sea posible,
- ✓ eliminar todos los costes añadidos fuera de los costes reales de red (mercado, sobrecostes de políticas climáticas o medioambientales, o sociales)
- ✓ asegurar consistencia en las tarifas en todos los niveles (TSO, DSO...).

No es aconsejable la armonización de tarifas, pero si una estructura comparable de distribución en toda la UE, teniendo en cuenta solo los costes de la red.

Las tarifas deben tener más en cuenta los picos de demanda, especialmente en el consumidor final (de bajo voltaje), como aliciente para el uso eficiente de la red, y para prevenir subvenciones cruzadas entre diferentes clientes de la red, además de que exista una mejor respuesta a la demanda con diseños adecuados.

1.3 Entorno local: España

Se ha realizado un desglose exhaustivo de las intenciones políticas de la UE para encontrar este soplo de aire fresco que necesita el panorama español para su futuro inmediato.

La relación con las tecnologías renovables ha vivido momentos dulces en muchas ocasiones en estos años, siendo pioneros y desarrollando este mercado cuando era más complicado.

El panorama español ha llegado a un ocaso parcial de las tecnologías y alternativas para afrontar todos estos retos que han aparecido.

SE ha acabado con el empuje de la industria local en muchos casos, que se mantiene en cambio en buenas cifras trabajando allende las fronteras.

Se ha acabado yendo a remolque en la implantación industrial de las energías renovables, habiendo sido este país pionero y promotor de distintas alternativas

Existen luces y sombras en esta trayectoria que se intentarán reflejar, y buena parte de ellas basadas en la visión política normalmente cortoplacista e interesada.

La política, casi siempre dominada por decisiones que le vienen dadas, está en posiciones claramente contrarias a estas directivas europeas del presente y que marcarán el futuro energético de este país y el resto.

Esto ha provocado cambiar la posición de vanguardia a una posición de cola, a remolque de dichas directivas y también de economías con mejor vista (Portugal), o poder (Alemania, Francia)

Las decisiones dadas provienen muchas veces desde un sector energético que se ha creado desde la privatización de las empresas energéticas públicas de este país.

Ha convertido el sector en un mercado muy concentrado, con pocas empresas que controlan los tres pilares del mercado eléctrico tradicional, producción distribución y comercialización, al igual que el resto de los mercados energéticos también muy concentrados.

Señalar por ejemplo que entre los tres productores mayoritarios abarcan un porcentaje de producción de dos terceras partes.

Esta es la definición, en términos económicos, de oligopolio.

Esto ha promovido unas formas de actuación políticas determinadas, a lo largo de estos años, que han maximizado los beneficios de las compañías privadas, otras públicas, en detrimento de los ciudadanos, muchas veces consumidores por obligación de la única energía en venta existente.

El control del precio de esta energía, gracias muchas veces a resoluciones cercanas a los intereses de estas grandes compañías existentes, hace el precio de la tarifa eléctrica española de los más caros del mercado europeo

Estas políticas han llegado al punto en estos últimos años, de crear reales decretos ley, por ejemplo, que desdicen otros anteriores decretos que establecían inversiones e incentivos determinados en energía renovables.

Se han anulado estas inversiones o cambiando su valor, introduciendo un clima de incertidumbre para futuras inversiones.

El resultado es un presente con litigaciones jurídicas a nivel internacional, que han provocado el parón absoluto en la inversión en EERR en España., cuando en las demás latitudes del mundo el mismo mercado vive un momento de apogeo.

El apogeo se debe a que ha llegado el momento de que el precio de las EERR es más competitivo que el resto de energías convencionales, además de menos contaminantes.

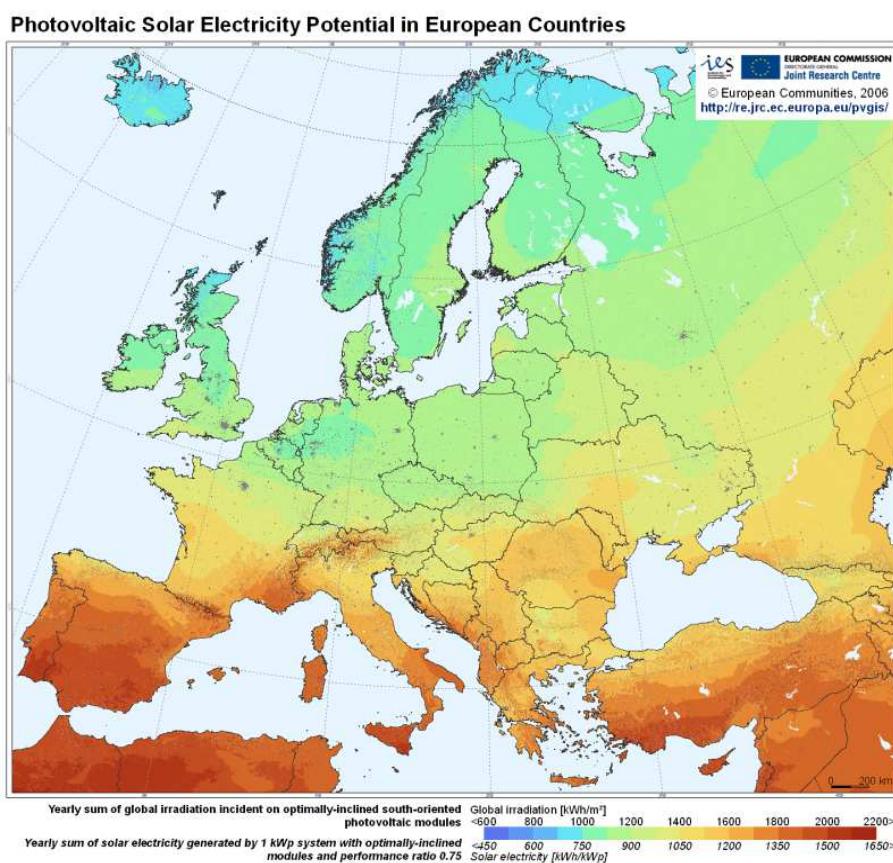


Figura 13 Mapa de irradiación solar de Europa. Fuente

Así se ha llegado a un momento que países de toda Europa²⁰, con menos irradiación solar que España (Figura 13), tienen políticas de total apoyo a la energía solar.

En cambio, en España se ha adoptado la política más restrictiva a nivel mundial, el llamado popularmente “Impuesto al sol”, RD 900/2015, con el solo cometido de limitar el autoconsumo a nivel particular, otro de los fundamentos de las directivas europeas.

Este real decreto incluso llegó prohibir el derecho a utilizar en comunidad el recurso solar para producción eléctrica como recurso energético compartido, cuestión que fue declarada anticonstitucional recientemente.

Por otra parte, incluso está en entredicho políticamente pues la oposición ha establecido una propuesta de derogación, ahora en litigio parlamentario al escribir estas líneas.

Esta medida también va en contra de facilitar los intereses de las comunidades y los propietarios, al momento de hacerse prosumers, dificultando de manera sistemática los acercamientos a esta modalidad.

²⁰ Energy Union key indicators. Eurelectric comments on the Commission proposal (November 2015)

En el sentido contrario, países vecinos, como Portugal, mantienen políticas de promoción y facilita el acceso de todos los posibles productores, haciendo más simples los trámites para pequeñas instalaciones.

Señalar aquí unos datos de referencia respecto de Portugal²¹, que ha llegado a convertirse en referencia renovable en Europa, llegando a abastecerse e incluso vender energía a España durante 107 horas (4 días...).

España²², en cambio, está batiendo récords en emisiones de CO₂ este año 2017 con respecto a los pasados, además de obtener porcentajes iguales de ER como hace cuatro o más años (Figura 14).

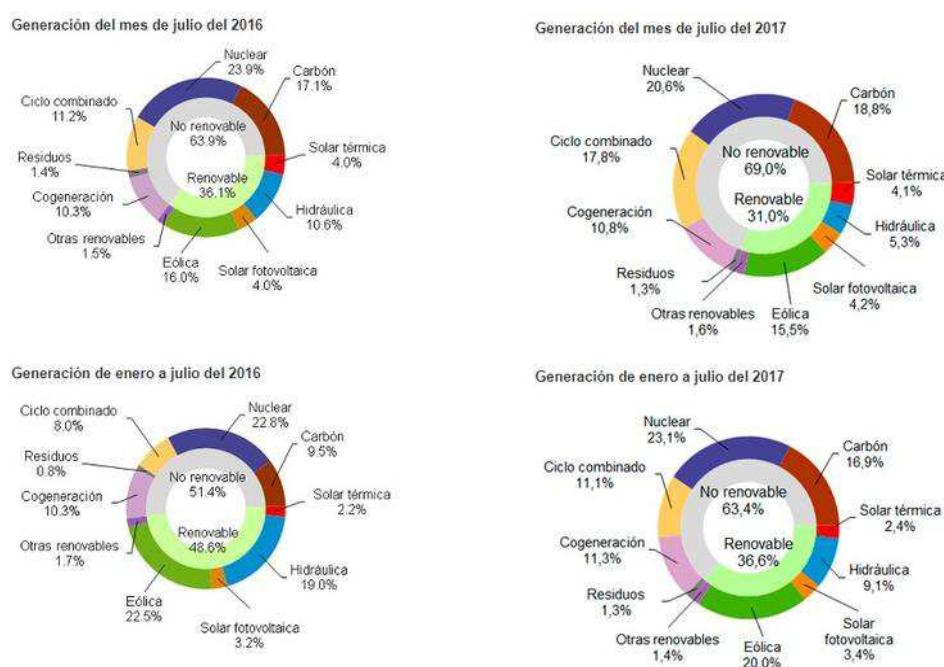


Figura 14 Porcentaje de energía primaria.²³

Esto es, cuando en estos años, desde los demás países han adoptado políticas en línea con los compromisos de París, marcándose objetivos incluso más ambiciosos que los generales, la política española lleva bastantes restringiendo el uso del sol como principal fuente de energía.

Se han de buscar las claves en el monopolio, que domina más en política que el propio gobierno, que debiera defender los derechos de los ciudadanos.

Hasta tal punto que el último exministro de Industria ha declarado a los medios que eran las propias compañías eléctricas escribían estos decretos restrictivos.

²¹ <http://elperiodicodelaenergia.com/portugal-se-convierte-en-referencia-europea-para-el-sector-de-las-renovables/>

²² <https://www.energias-renovables.com/panorama/la-moratoria-renewable-dispara-las-emisiones-de-20170816>

²³ <https://www.energias-renovables.com/panorama/la-moratoria-renewable-dispara-las-emisiones-de-20170816>

Los años de políticas contrarias a las renovables, y el apoyo a tecnologías convencionales apoyando inversiones privadas, muchas veces incluso descabelladas, como la construcción de ciclos combinados, han dejado además un parque energético sobredimensionado.

Mirando el lado positivo, tal vez se pueda aprovechar estas centrales de ciclo combinado y gas para la transición hasta el escenario final 100 % renovable, eliminando en el camino todas las centrales más obsoletas y contaminantes.

La estrategia en el país más soleado de Europa en los últimos años parece ser la improvisación, el apurar las centrales térmicas más contaminantes²⁴.

Se apoya incluso con nuevas subvenciones, cuando están condenadas al cierre ordenado por las instituciones europeas.

Se intenta alargar plazos de centrales nucleares prácticamente obsoletas y en sus últimos años, incluso con criterios de seguridad desfavorables, cargando siempre estos costes de las tarifas eléctricas.

En Alemania²⁵, por ejemplo se han realizado cierres de térmicas obsoletas y nucleares (todas hasta 2022) a costa de las empresas energéticas.

En Francia²⁶, país nuclear por excelencia en Europa, reducen su potencia nuclear hasta 2025 en el 50 %.

En particular todo lo que pueda ser controlado directamente fuera del oligopolio, es sistemáticamente vetado por leyes y componendas.

La fotovoltaica para uso doméstico, o la posibilidad de compartir instalaciones, en el caso de las cooperativas, dando la posibilidad al ciudadano de gestionar su propia producción, son dos ejemplos de prácticas vetadas, normales en el resto de Europa,

Muchas de las decisiones tomadas en estos años son absolutamente contrarias a las directrices de la UE

En algún momento de su lectura, se puede llegar a la conclusión de que la redacción de las mismas está en el orden de avisar que si se hace todo lo contrario de lo que ha hecho España en estos últimos años, se aproxima al camino correcto.

También se ha de recalcar que en toda la historia moderna de las renovables en España se han hecho cosas bien. En este último año, el porcentaje de ER en generación eléctrica ha estado en el 50%(Figura 15) ofreciendo una cara optima que indica una buena progresión.

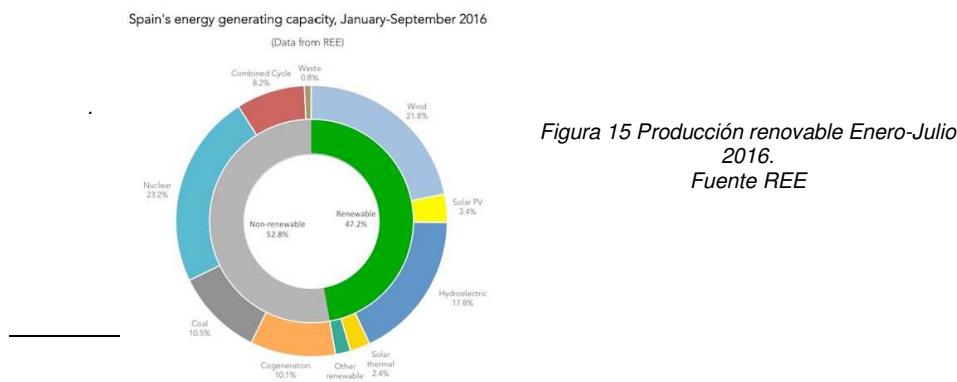


Figura 15 Producción renovable Enero-Julio 2016.
Fuente REE

²⁴ <https://www.energias-renovables.com/panorama/las-ayudas-al-carbon-que-propone-el-20170517/>

²⁵ <https://m.elblogsalmón.com/sectores/las-energéticas-cubren-el-coste-de-desnuclearizar-alemania-toda-la-informacion>

²⁶ <http://www.publico.es/internacional/energia-nuclear-francia-compromete-cerrar-17-reactores-nucleares-2025.html>

Pero en esos porcentajes se observa la idiosincrasia propia de esta producción, y con la ayuda de los informes que REE²⁷ realiza sobre este país, se demuestran los desequilibrios del sistema de producción. El análisis se basará en las figuras siguientes.

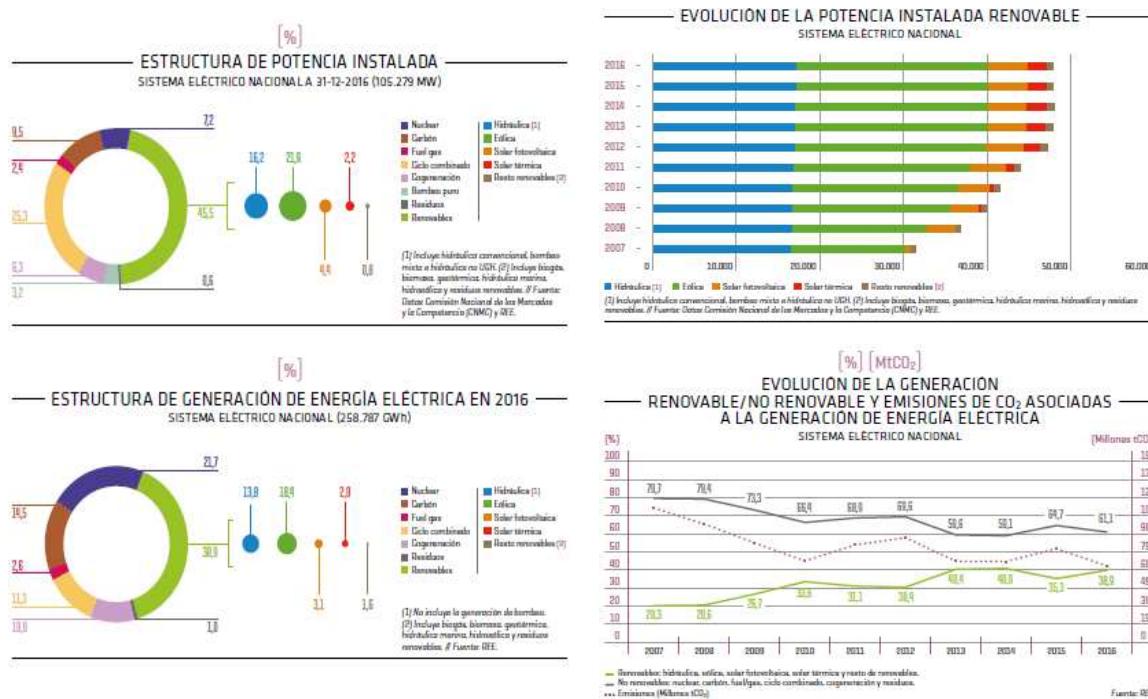


Figura 16 Estructura y evolución de la producción renovable

Analizando de manera paralela a dicho informe, se obtienen unas valoraciones algo diferentes a las que REE introduce.

Por ejemplo, buena parte del decremento de emisiones de CO₂ en esta etapa se deben al periodo de crisis, además de la generación renovable, puesto que si el periodo no hubiera sido recesivo las emisiones hubieran aumentado.

España es el cuarto país europeo en potencia hidráulica instalada y el quinto en energía generada con esta tecnología en 2016, por detrás de Noruega, Suecia, Francia e Italia.

Sin embargo, en términos de cuota de generación, mientras que la hidráulica española representó alrededor del 14% de la generación nacional, en diez países europeos ese porcentaje superó el 30%.

La energía hidráulica se mantiene constante históricamente (Figura 17) y es de gran importancia en porcentaje.

Esto es debido a que esta energía proviene de grandes instalaciones hidráulicas, construidas en décadas pasadas, normalmente controladas por los grandes productores.

²⁷Las energías renovables en el sistema eléctrico español. 2016. REE

Sería necesario el apoyo a la mini-hidráulica como también comenta la directiva europea, ya que la perspectiva de nuevas grandes infraestructuras tiene un impacto ambiental demasiado grande.

En este último año, los problemas de sequía de las instalaciones han hecho disminuir sobremanera dicha producción, y se ha vuelto a producir incrementos de las emisiones con respecto a años anteriores, debido a la descompensación y falta de inversión para aumentar el porcentaje de instalaciones solares.

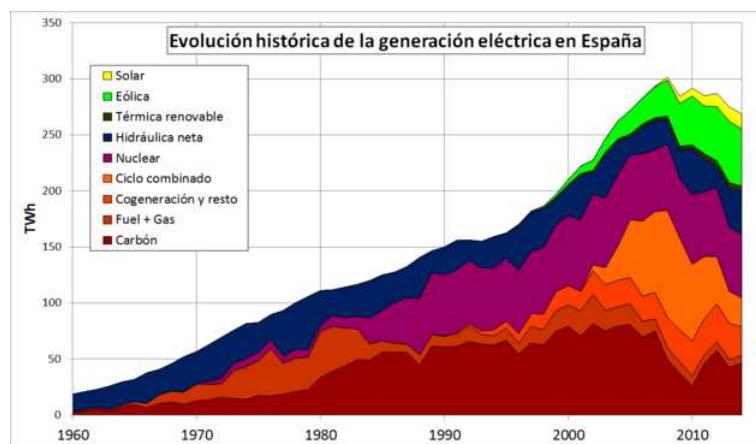


Figura 17 Evolución histórica de la generación eléctrica en España. Fuente Wikipedia

La otra gran parte de la producción de energía renovable está en manos de la energía eólica, alcanzando porcentajes importantes, siendo la primera en porcentaje.

Es de destacar que, en el caso de la eólica, la apuesta por esta energía si ha sido muy positiva, y sí ha creado una estructura industrial propia, hallándose algunos de los fabricantes españoles entre los más grandes a nivel global (Figura 18).

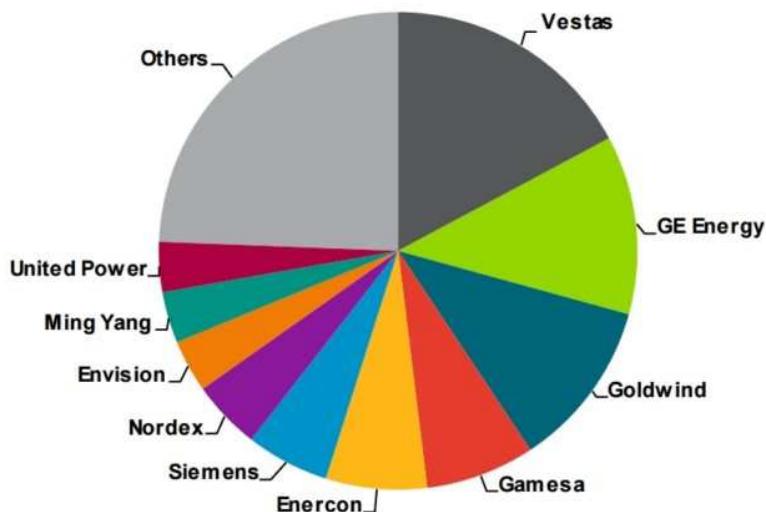


Figura 18 Top 10 Mayores fabricantes de aerogeneradores. Navigant Research

La evolución de la potencia instalada (Figura 16), da un dibujo muy claro de cuál ha sido la evolución de instalación de renovables en los últimos años en este país, cero absoluto.

Cuando en todos los demás países se han establecido cifras record de nueva implantación, debido a la madurez cierta de las tecnologías renovables y el clima favorable en cuanto a la gravedad del problema de la contaminación y la necesaria eliminación de los combustibles fósiles.

En cuanto a la energía directa del sol, la solar es la tercera fuente renovable de generación eléctrica en España con 6.973 MW de capacidad instalada a finales de 2016. Esta tecnología representa el 7% de la potencia instalada a nivel nacional, porcentaje que es claramente rebasado en cualquier país europeo (Alemania, UK, ...), con menores índices de radiación y por consiguiente rendimientos, y alrededor del 5 % del total de generación.

Por ejemplo, se realizó bien la primera introducción de plantas solares en España, en el sentido de apoyar el I+D de tecnologías emergentes, para la solar térmica con y sin acumulación, haciendo a las empresas españolas punteras a nivel mundial en estas tecnologías.

Además, una vez hecho el esfuerzo de desarrollar las tecnologías, ha decaído la inversión por completo en estas tecnologías, y una vez estas empresas han desarrollado su carrera evolutiva en el exterior.

En la Figura 19 se puede observar de nuevo la evolución de la potencia instalada, que refleja claramente el parón de instalaciones de nuevas tecnologías.

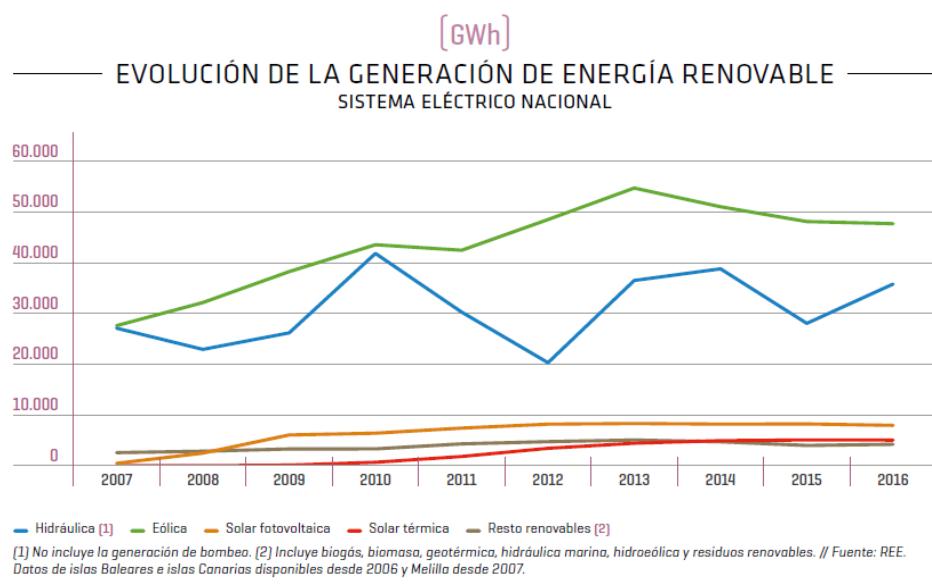


Figura 19 Evolución Generación renovable. Fuente REE 2016

La Figura 20 representa en porcentaje otra realidad grave como es el bajo porcentaje de generación solar directa, que descompensa la producción y en momentos de sequía como el actual deja en manos de la generación fósil la producción y el consiguiente aumento de precios de la electricidad, además del aumento de emisiones.

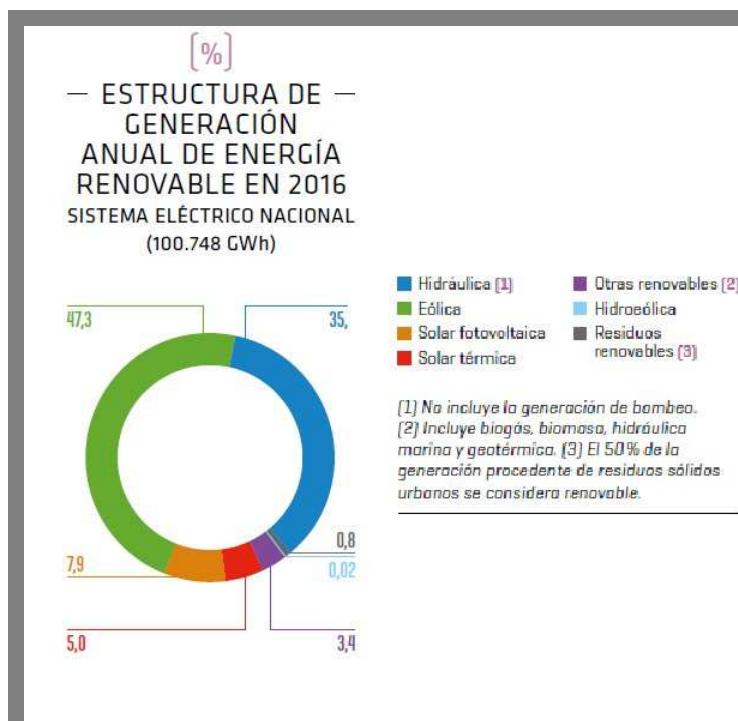


Figura 20. Porcentaje de Generación renovable. Fuente REE 2016

Además, y casualmente, el grado de compenetración de las tecnologías solares con la hidroeléctrica son totales, puesto que es un hecho, que ni habría que constatar, que la sequía es sinónimo de alta radiación solar, señalando de nuevo estos desequilibrios tan grandes, y posiblemente creados, o al menos no previstos, de manera intencionada.

En cuanto al resto de tecnologías, señalar los bajos porcentajes de las mismas, y además el bajo grado de inversión en I+D, dado que en muchos casos son todavía tecnologías emergentes.

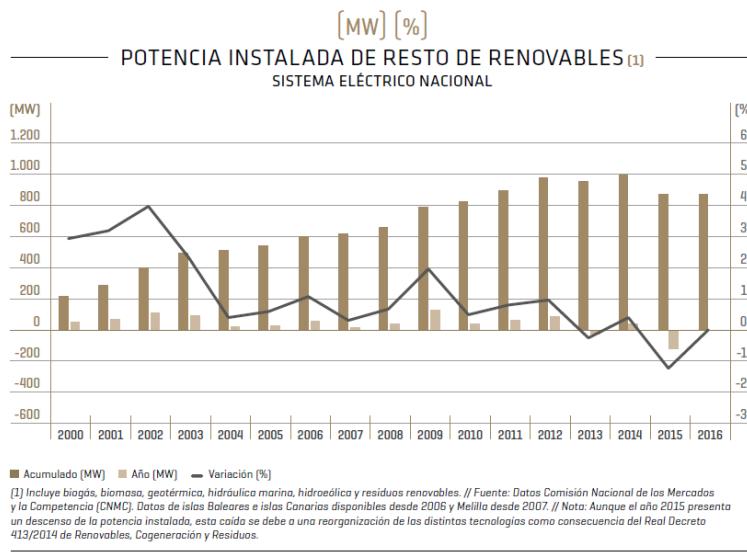


Figura 21 Potencia Instalada Renovables minoritarias. REE 2016

Viendo su evolución, la variación es negativa, pues se han tenido que cerrar muchas plantas de biomasa, por ejemplo, debido de nuevo a las políticas restrictivas que eliminan incentivos, haciendo inviables muchas instalaciones.

Estas plantas, por otra parte, evitaban problemas de otra índole como la contaminación por purines si no se recicla como biogás, en muchas zonas, o la proliferación de residuos forestales que hacen más grande el riesgo de incendios u otros problemas añadidos.

La Figura 22 señala la distribución de estos tipos de energía menos abundantes, pero que deberían ser importantes en el futuro, bien por el valor añadido que tienen por eliminar residuos que causan problemas de contaminación, como biomasa o biogás, o su gran periodicidad y predictibilidad, como la energía marina.

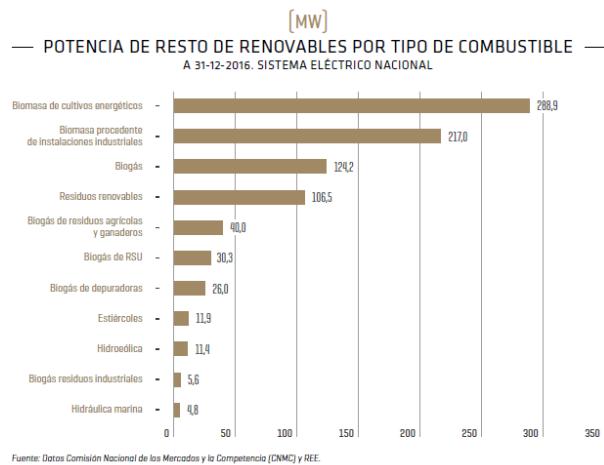


Figura 22 Potencia instalada resto de renovables

Señalar en las siguientes figuras (22-25), de porcentajes en potencia y generación, la comparación con países del entorno europeo que tienen más claros sus objetivos de descarbonización y apoyo al consumidor como posibles puntos de partida para la evolución en positivo, cara al futuro, hacia los posibles caminos a seguir en cuanto a políticas y objetivos para mejorar la producción en energías renovables

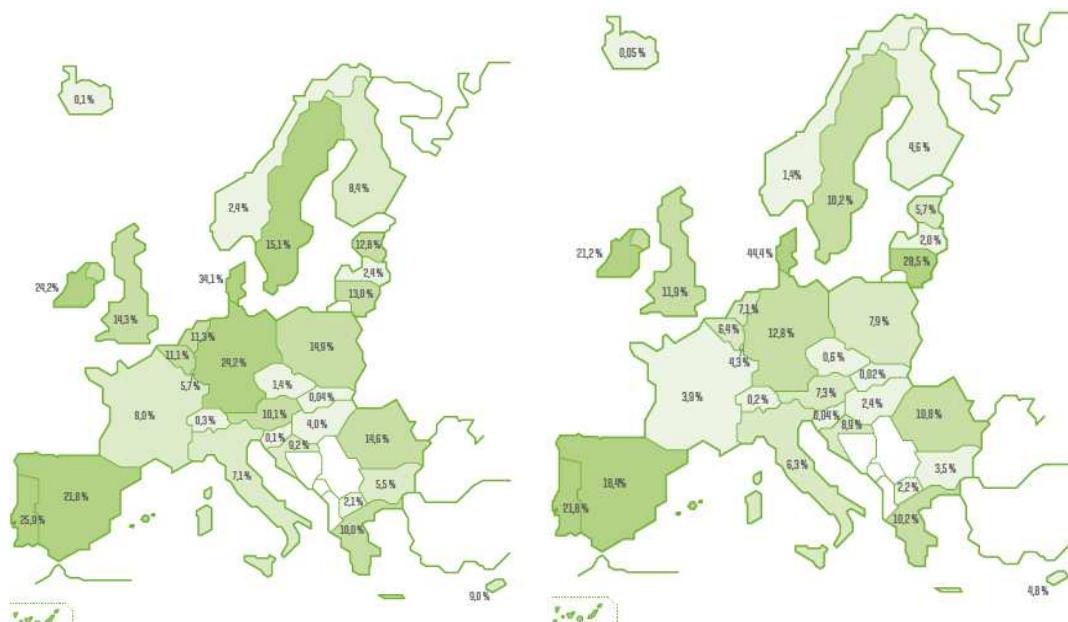


Figura 23 Porcentaje de Potencia sobre potencia Total. Porcentaje de Generación sobre generación Total ENERGIA EOLICA



Figura 24 Porcentaje de Generación sobre generación Total
ENERGIA HIDRAULICA

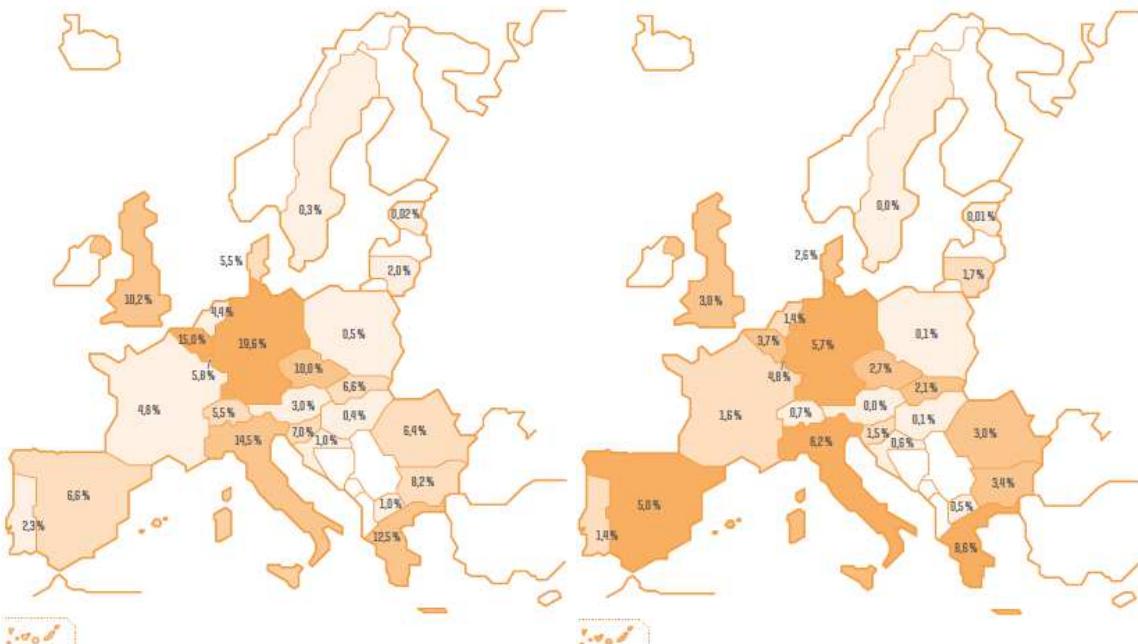


Figura 25 Porcentaje de Potencia sobre potencia Total. Porcentaje de Generación sobre
generación Total ENERGIA SOLAR

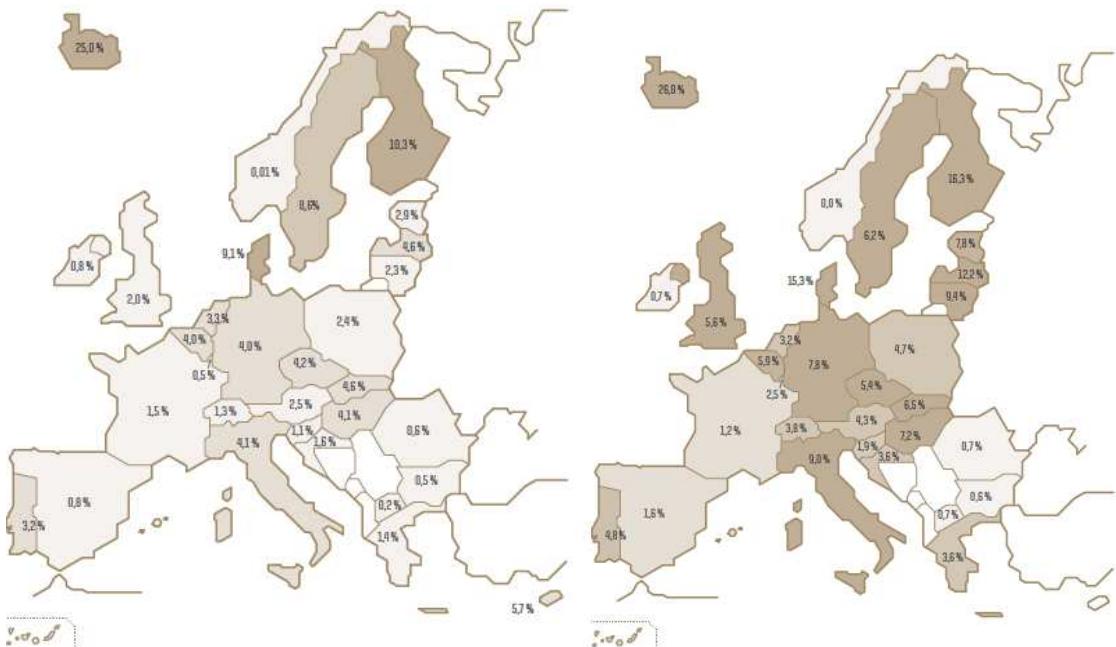


Figura 26 Porcentaje de Potencia sobre potencia Total. Porcentaje de Generación sobre generación Total. RESTO RENOVABLES

Esta vista en perspectiva señala ya varios caminos a seguir, como por ejemplo que los porcentajes en energía eólica son de los más altos en España con respecto al resto de países.

Solo son superados por los que la eólica marina está desarrollada, por ser más fácil normalmente que en nuestro país.

Además, el aumento de potencia en eólico, normalmente centralizado en parques terrestres grandes o medianos, tendrá que tener una red de interconexión al exterior más potente que la actual, que hace una isla de potencia el territorio español.

La energía hidráulica debería mirar hacia las instalaciones de mini-hidráulica, de más posibles puntos de aprovechamiento de cara a una red descentralizada, y menos impacto ambiental que grandes presas, si no son instalaciones con almacenamiento.

La energía solar está claramente infráutilizada en nuestro país, y la apuesta debe ser na red de pequeñas instalaciones PV de autoconsumo, en entidades públicas, comunidades, y productores individuales, y también instalaciones más grandes, buscando la generación distribuida de la red.

La instalación de centrales solares de concentración, con almacenamiento, en los territorios con mayor radiación, también daría mayor robustez a la futura red distribuida.

Las instalaciones de biomasa y biogás tienen una perspectiva de crecimiento muy grande, comparada por ejemplo con Alemania, en donde la recuperación de energía a través de los residuos es ya una realidad y una industria de presente y futuro.

También en este apartado de resto de renovables, las investigaciones y desarrollos de futuro de la energía marina será importante en un futuro a medio plazo.

Señalar también la transformación de los residuos en biogás como uno de los caminos a seguir, para eliminar de paso el problema asociado de contaminación de acuíferos debido a la gran concentración de granjas en Aragón.

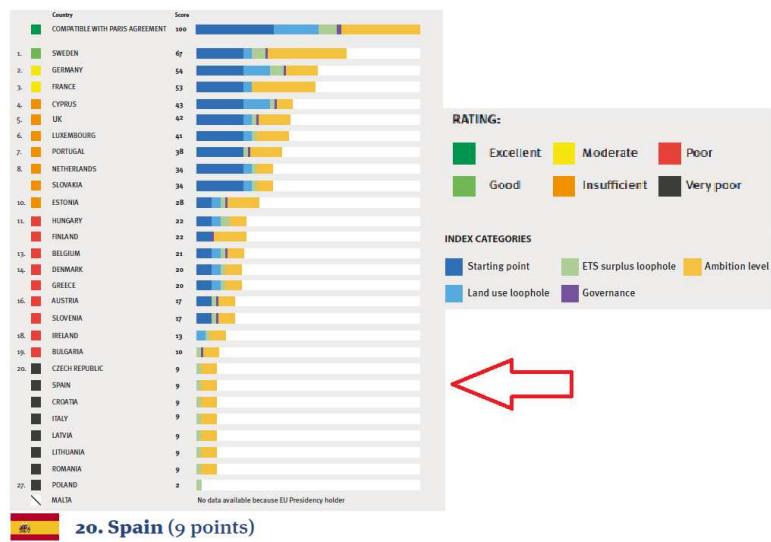
2 ESTADO ACTUAL, TECNOLOGIAS Y TENDENCIAS

2.1 ESPAÑA ULTIMOS INFORMES

¿Qué dicen los informes más relevantes y actuales sobre donde está España y hacia donde debe evolucionar?

Señalar primero el ranking de la Figura 27, donde se establece un ranking del grado de compromiso y cumplimiento con los objetivos de la UE respecto a los objetivos del Acuerdo de París²⁸.

España está en los últimos lugares, puesto que ni esta incluso por encima en emisiones de CO₂, sin recoger un objetivo más ambicioso que la apuesta de mínimos a reducir, y sin un plan de estrategia a largo plazo.



Spain is 20th on the list as it wants to increase the land use loophole and advocates for weakening the starting point by setting it even more above actual emissions. The country is furthermore not planning to go beyond its domestic 2030 target of 26% emission reductions, nor has it set a long-term target.

Index category	Points	Explanation
Starting point	0 points (out of 35)	Spain wants to weaken the Commission proposal on the starting point by moving the start of the trajectory from 2020 to 2021. This would allow the release of an additional 249 Mt CO ₂ over the period in the EU as a whole compared to the Commission proposal. → <i>Spain could improve its position by advocating for a starting point that better reflects actual emissions, and by ensuring that countries that do not meet their 2020 targets are not rewarded for underachieving. A limitation on how much surplus can be banked for use in future years would lead to further emission cuts.</i>
Land use loophole	0 points (out of 20)	Spain has so far pushed for a bigger role for forests in the ESR, above all to help with the difficult task to maintain and enhance the Mediterranean forest sinks. Spain wants to do so by further expanding the categories of forestry offsets that can be used to meet the ESR targets (by including forest management offsets), which would allow more greenhouse gas emissions → <i>Spain could improve its position by advocating for reducing or removing the option to use forestry offsets to meet the ESR targets.</i>
ETS surplus loophole	2 points (out of 8)	Spain is not among the nine countries that in the Commission proposal are allowed to use surplus ETS allowances to meet their ESR targets but seems to support the Commission proposal. → <i>Spain could improve its position by advocating for reducing or removing the option to use surplus ETS allowances.</i>
Governance	0 points (out of 2)	Spain seems to support the Commission proposal for 5-yearly compliance checks. → <i>Spain could improve its position by advocating for yearly compliance checks and financial penalties.</i>
Ambition level	7 points (out of 35)	Spain accepts its 2030 climate target of 26% emissions reductions, but is not planning to go beyond it, nor does it have a long-term climate target. → <i>Spain could improve its position by supporting a higher domestic 2030 target (as its own Parliament recommends) and an ambitious long-term target.</i>

Figura 27 Ranking de países UE y su cumplimiento del Acuerdo de París

²⁸ Where countries stand on the effort sharing regulation, Europe's largest climate tool.

Policy Briefing, March 2017. EU CLIMATE LEADER BOARD www.effortsharing.org

"El Informe 2016 del Observatorio de Energía y Sostenibilidad de la catedra BP en España²⁹ señalaba³⁰ que en 2015 el sector energético español consumió 6,28 exajulios (EJ) de energía primaria y emitió 313 millones de toneladas (Mt) de CO₂, generando un valor añadido (sin descontar los costes externos) de 53.200 millones de euros (correspondiente a un 4,9% del PIB)."

Todas las energías fósiles en el año 2015 aumentaron su consumo, pero sin duda el dato más relevante en este año, fue el aumento del consumo de carbón (un 20%).

Además, el mayor crecimiento ha sido el del carbón importado (que pasa del 86% al 91%), por lo que no se puede decir que este aumento venga derivado de la protección de la minería nacional.

Este incremento fue consecuencia de la caída del precio internacional de este combustible, de un precio muy bajo del CO₂ y de la situación climatológica, que estuvo marcada por la falta de lluvias, que hizo caer la aportación de la energía hidráulica (un 29% de reducción respecto al año anterior), y la sucesión de anticlones, que incidieron en una menor aportación de la eólica.

Esto, unido a la falta de nuevas inversiones en renovables, hizo que bajara la contribución de éstas a la energía primaria y a la producción de electricidad.

"La demanda de productos petrolíferos para el transporte siguió recuperándose, tanto para el transporte de mercancías como el de pasajeros.

Este sector consumió un 40% de la energía final y contribuyó con un 23% a las emisiones del CO₂. El aumento del 7% de las exportaciones de productos petrolíferos unidos a la reducción de las importaciones en un 2% hizo que el sector del refino aumentara su actividad."³¹

"Todos estos factores llevan a un aumento muy significativo (un 16%) de las emisiones de CO₂ asociadas al sector energético, y de la intensidad de carbono de la economía española, al contrario de lo que sucede en la OCDE."³²

En cuanto a los balances económicos, es reseñable que bajaron mucho los gastos en energía primaria (un 28%) debido al descenso de los precios de los recursos energéticos.

Pero en cambio aumentaron los gastos en energía final, lo que supone un aumento significativo del valor añadido del sector, sobre todo en el refino de petróleo. Eso sí, este valor añadido se reduce en un 45% si se descuentan los costes externos del sector asociados a la emisión de contaminantes.

²⁹ BP Statistical Review of World Energy June 2017

³⁰ <https://www.smartgridsinfo.es/2017/04/04/presentado-informe-2016-observatorio-energia-sostenibilidad-espana>

³¹ <https://www.energias-renovables.com/panorama/a-el-sistema-energetico-espanol-perpetua-su-20170330>

³² http://www.bp.com/es_es/spain/prensa/notas-de-prensa/2017/espana-necesita-transicion-energetica-urgente-hacia-sistema-mas-sostenible.html

2.2 Modelo energético a 2050

El último informe de Jacobson³³, ya mencionado en la introducción, señala que:

En el caso de España, como en el de la mayoría de los países, que apunta a un futuro 100% renovable y un futuro sin emisiones, el mix propuesto se centra fundamentalmente en las energías eólica y solar.

La propuesta para la primera es una cuota del 47,1%, repartida entre eólica terrestre (33,5%) y eólica marina (13,6%); la cuota solar sería del 44,9%, repartida entre fotovoltaica residencial (17,2%), termosolar (11%), fotovoltaica a gran escala (8,4%) y fotovoltaica comercial (8,3%). El resto, hasta el 100% se reparte entre hidroeléctrica (6,3%) energía de las olas (1,5%) y energía de las mareas (0,2%).

Según el estudio, la transición a este mix energético 100% renovable supondría la creación de 184.796 puestos de trabajo durante el periodo de construcción de las instalaciones, y 179.790 empleos para la operación de las nuevas instalaciones.

La utilización de este mix energético en lugar de quemar combustibles fósiles, junto con algunas medidas de eficiencia energética supondría un ahorro importante de energía, estimado en un 45% según los autores del informe.

Los ahorros también se extienden al campo de la salud. Según los datos que maneja el informe, cada año se evitarían 17.402 muertes por contaminación del aire. Entre las muertes evitadas y los costes de la salud, se ahorrarían 179.000 millones de dólares, equivalentes a un 6% del PIB español.

Los costes de la energía en el horizonte de 2050 con un mix 100% renovable sería de 9,3 centavos/kWh.

El mismo coste con un mix de combustibles fósiles y nuclear sería de 10,7 centavos /kWh, cantidad a la que habría que sumar 5,7 centavos/kWh correspondientes a los costes medioambientales y de salud.

Estos datos traducidos en términos económicos supondrían un ahorro en los costes anuales de energía, salud y medio ambiente por persona en 2050 de 6.391 dólares. El ahorro en el coste anual de la energía para esa misma fecha sería de 263 dólares por persona al año.

La consultora Deloitte³⁴ señala en sus planteamientos, que se presentan como conclusiones y probables políticas de futuro³⁵, aunque con algunos matices, el estado actual y el modelo de variación del modelo energético español para alcanzar los objetivos marcados por la UE.

El objetivo a 2050 de la UE es reducir entre un 80 y un 95% las emisiones, lo que implicaría que España debe limitar sus emisiones hasta 14-88 Mt CO₂ equivalentes (Figura 28).

³³ 100% Clean and Renewable Wind, Water, and Sunlight All-Sector Energy Roadmaps for 139 Countries of the World. Mark Z. Jacobson & others. Joule. September 2017

³⁴ Un modelo energético sostenible para España en 2050 Recomendaciones de política energética para la transición. Monitor Deloitte. 2017

³⁵ ¿Es posible el progreso sin combustibles fósiles? Jornadas Club de Roma. Zaragoza. 2016

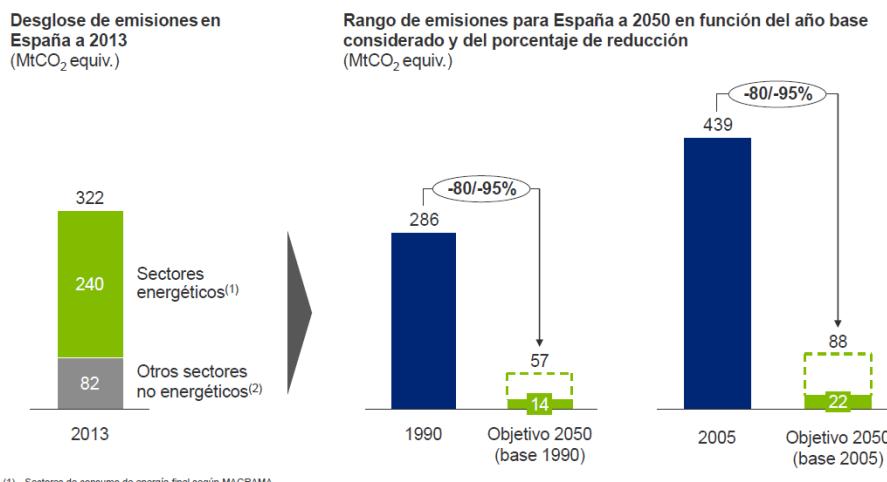


Figura 28 Estado y Objetivos de Emisiones España. Deloitte Consulting

El ~75% de las emisiones GEI de origen energético en España provienen del consumo de productos petrolíferos y de la generación eléctrica (Figura 29).

Esto señala una dependencia demasiado importante de los recursos exteriores, por tanto, de la importación de estos recursos, y una dependencia absoluta económica del exterior.

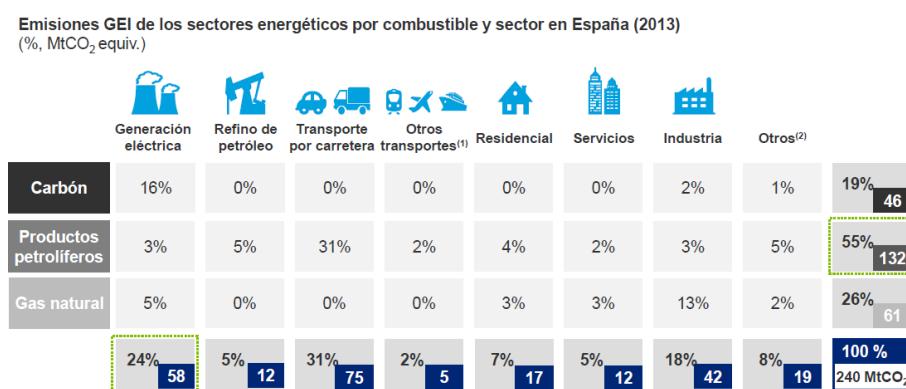


Figura 29 Emisiones 2013. Combustible y sectores. Deloitte Consulting

Sobre estos pilares (Figura 30), se ha planteado un escenario de cambio de paradigma energético, analizando las recomendaciones que deberían activarse en la transición para cumplir los objetivos de emisiones de largo plazo.

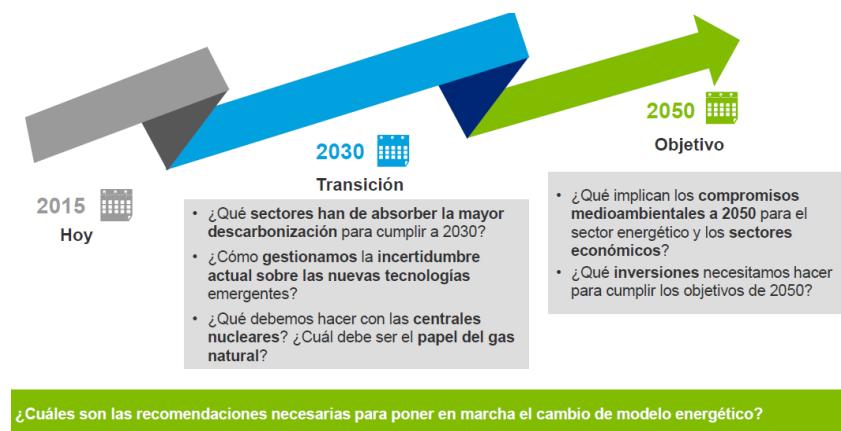


Figura 30. Recomendaciones Modelo Energético. Deloitte Consulting

La estimación de emisiones y de costes del estudio se ha basado en 3 pilares de modelización, en la Figura 31:

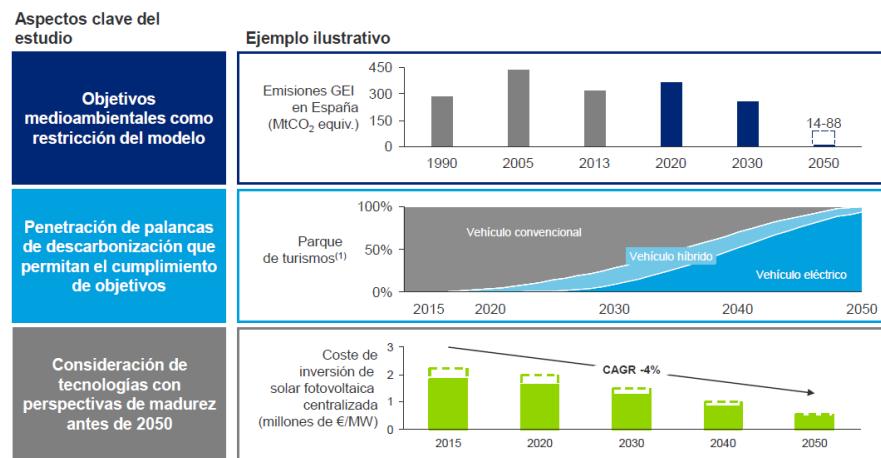


Figura 31. 3 pilares de futuro. Deloitte Consulting

La descarbonización (Figura 32) utilizará estas tres palancas para su cumplimiento:



Figura 32 .3 palancas de descarbonización. Deloitte Consulting

Se han analizado estas 3 palancas de descarbonización; y sería necesario la aplicación de todas ellas para cumplir el objetivo de reducción de emisiones a 2050.

El mayor potencial de descarbonización se conseguiría con una electrificación de la demanda junto a una generación eléctrica libre de emisiones.

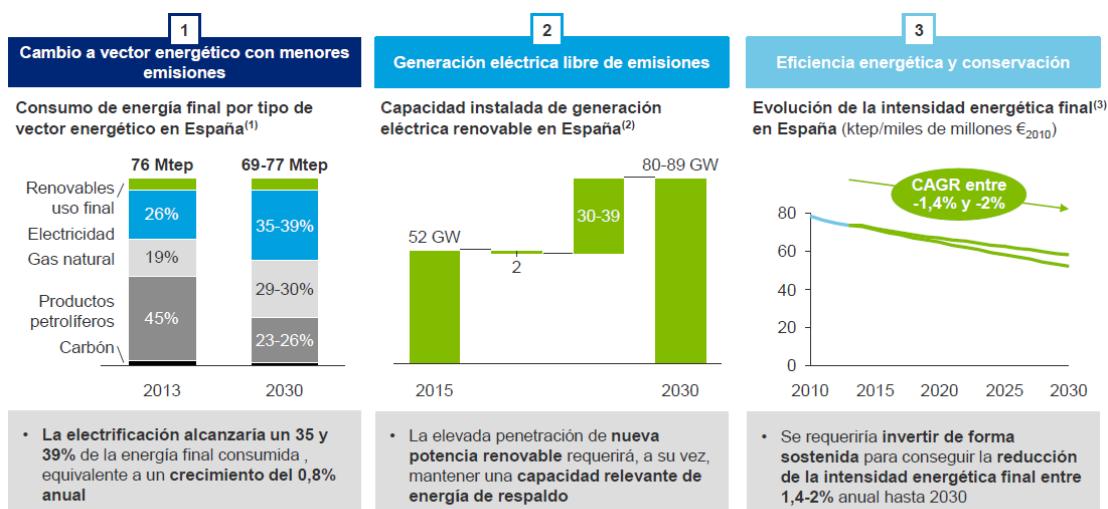
En sectores muy emisores, como el transporte por carretera, la electrificación puede implicar una elevada ganancia de eficiencia energética.

La electricidad generada con un mix prácticamente descarbonizado debería incrementar su peso hasta el 60-70% del consumo de energía final en 2050.

Una generación libre de emisiones requerirá tener instalado 161-216 GW en 2050 (90-100% origen renovable).

Se requerirían unas inversiones de 330-385 miles de millones de € para descarbonizar nuestra economía. El coste medio de suministro eléctrico se reduciría a la mitad (desde 119 €/MWh hasta 65-75 €/MWh), entre otros factores por el incremento de la demanda.

Este modelo necesitará una transición del mismo, que está fechada entre la actualidad y 2030, que requiere de la aplicación de todas las palancas descritas, alcanzando altas penetraciones a 2030 (Figura 33).



(1) No considera el calor generado por la cogeneración ni el consumo de energía de trayectos internacionales en transporte marítimo y aéreo

(2) Incluye hidráulica y bombeo, así como generación descentralizada

(3) Energía final (sin considerar calor de la cogeneración ni transporte aéreo y marítimo internacional) entre PIB

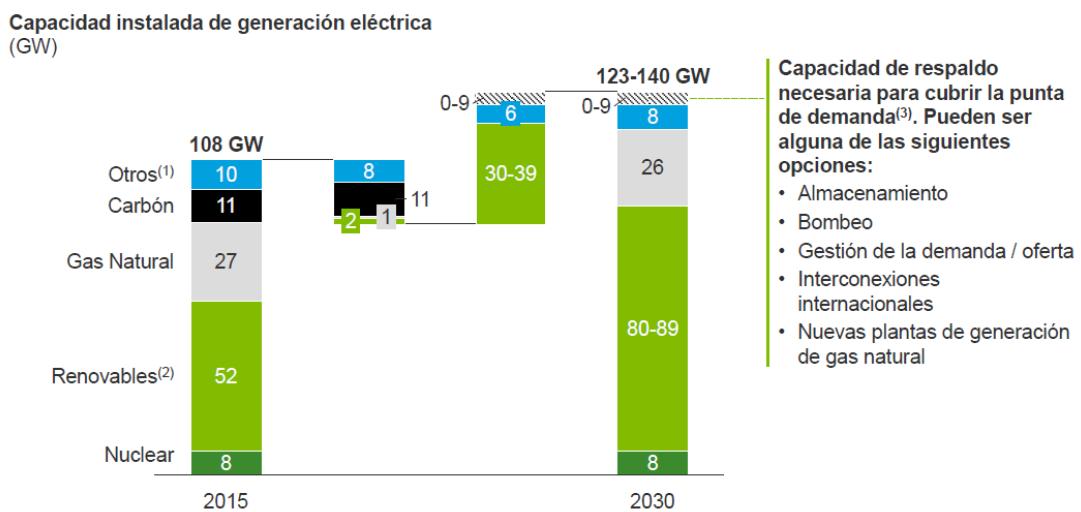
Nota: se muestran valores medios

Fuente: IDAE; REE; análisis Monitor Deloitte

Figura 33 Palancas descarbonización. 2016-2030

El transporte será un sector muy relevante en la transición; el turismo híbrido y el gas natural vehicular en transporte pesado serán actuaciones clave hasta 2030.

El ciclo inversor de renovables (30-39 GW a 2030) demandará importantes inversiones en renovables, así como en el respaldo necesario (Figura 34).



(1) Incluye fuelgás, cogeneración y otros
(2) Incluye generación hidráulica y bombeo. Incluye generación solar centralizada y descentralizada.
(3) Tecnología de respaldo dependiente de la evolución tecnológica del almacenamiento. El dato mostrado en la gráfica equivale al respaldo proporcionado por tecnología de generación con gas natural
Nota: se muestran valores medios
Fuente: REE: análisis Monitor Deloitte

Figura 34 Penetración Renovables 2016-2030. Deloitte Consulting

Aquí se señala el camino a seguir en lo inmediato, con las tecnologías ahora maduras. Se proponen un conjunto de recomendaciones de política energética para dirigir nuestro modelo energético hacia la descarbonización (Figura 35).

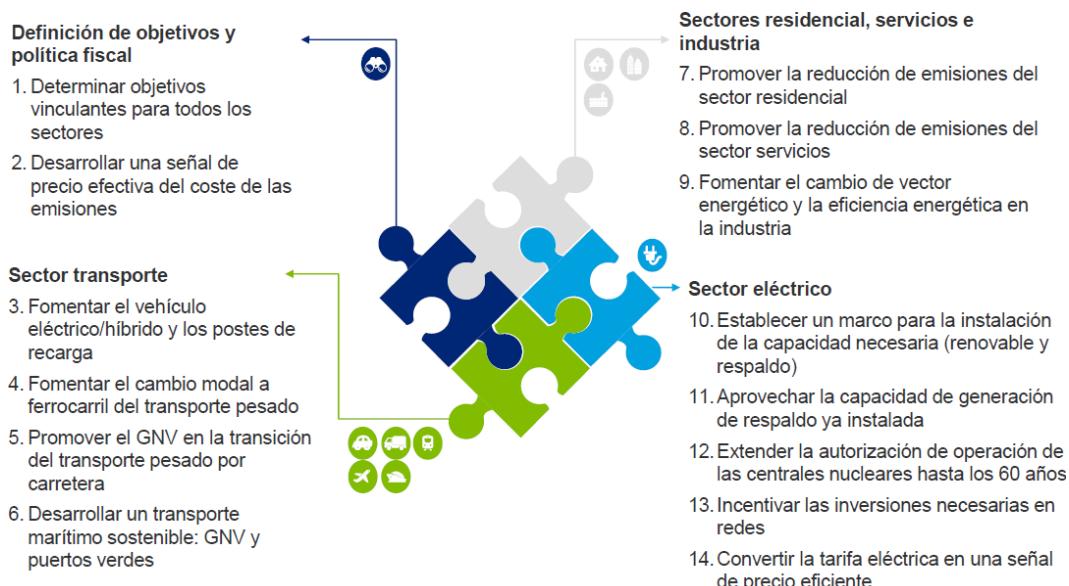
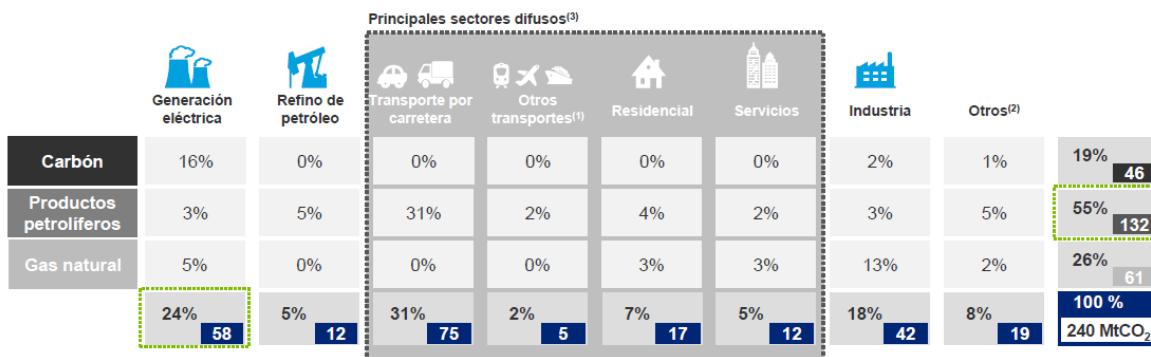


Figura 35 Recomendaciones de política energética. Deloitte consulting.

Casi la mitad de las emisiones GEI de origen energético en España provienen de los principales sectores (Figura 36).

Las barreras al vehículo eléctrico se centran en el despliegue de los puntos de recarga y el desarrollo de la tecnología de movilidad (prestaciones y costes).

Emissions GEI de los sectores energéticos por combustible y sector en España (2013)
(%, MtCO₂ equiv.)



1 Determinar objetivos vinculantes para todos los sectores (especialmente sectores difusos) de cara a 2030 y 2050

2 Introducir una regulación para desarrollar una señal de precio efectiva del coste de las emisiones: impuesto a sectores difusos o suelo al precio de las emisiones

(1) Incluye transporte por ferrocarril, aéreo y marítimo. No incluye las emisiones derivadas de trayectos internacionales de transporte marítimo y aéreo

(2) Incluye emisiones fugitivas, emisiones derivadas consumos energéticos en pesca, agricultura, transformación de combustibles sólidos y otros

(3) La aviación no está incluida en los sectores difusos. Adicionalmente, ciertas instalaciones industriales se encuentran incluidas en el sistema de comercio europeo de derechos de emisión

Nota: las emisiones que provienen de la cogeneración están repartidas entre servicios, industria y refino de petróleo

Fuente: MAGRAMA; UNFCCC; IDAE; análisis Monitor Deloitte

Figura 36 Emisiones GEI. Sectores difusos. Deloitte consulting

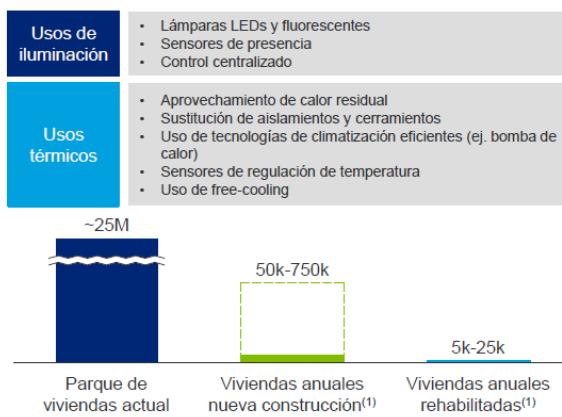
España tiene un nivel de uso del ferrocarril en transporte pesado muy por debajo de la media de la Unión Europea.

En el cambio modal del transporte pesado las barreras se centran en la actual falta de competitividad del ferrocarril, entre otros, por la falta de infraestructuras.

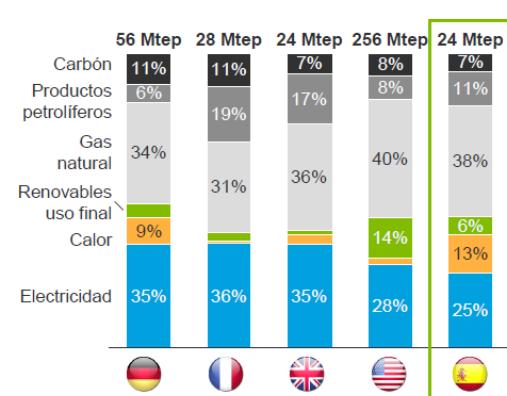
Será necesario una red de repostaje de GN para su utilización en el transporte pesado de mercancías y en el marítimo, así como fomentar los puertos verdes.

Las iniciativas a implementar en eficiencia energética han de abarcar prácticamente todos los sectores de actividad, siendo de muy diferente naturaleza (Figura 37).

Nº de viviendas en España y ejemplos de actuaciones de eficiencia energética en edificación



Comparativa internacional del consumo industrial en por tipo de vector energético (2012)



7-8 Promover la reducción de emisiones en el sector residencial y servicios mediante el cambio de vectores energéticos y fomentando la eficiencia energética

9 Fomentar el cambio de vector energético (electrificación y gasificación) y la eficiencia energética en la industria prestando especial atención a los riesgos de localización y estableciendo mecanismos de financiación de las inversiones

(1) Incluye valores máximos (anteriores a la crisis) y valores posteriores a la crisis

Fuente: Naciones Unidas; Ministerio de Fomento; análisis Monitor Deloitte

Figura 37 Eficiencia Energética. Recomendaciones. Deloitte Consulting.

Una generación libre de emisiones (Figura 38) requerirá tener instalado 161-216 GW en 2050 (90-100% origen renovable),

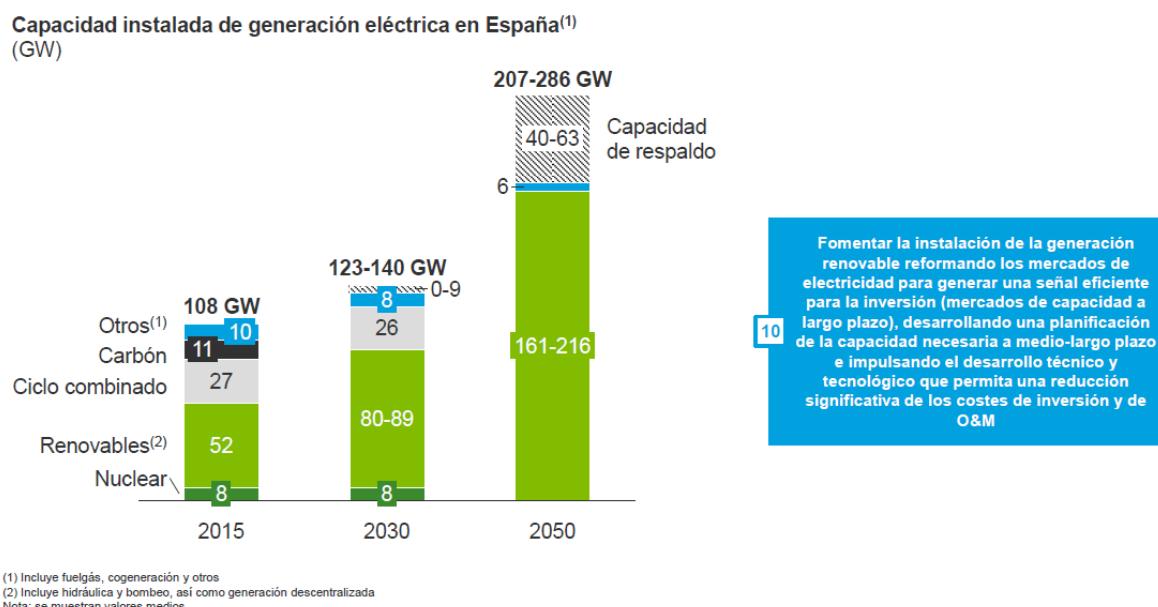


Figura 38 Capacidad instalada de generación eléctrica. Deloitte Consulting

Es necesario invertir en I+D+I para que las tecnologías de almacenamiento alcancen la madurez necesaria para competir con las tecnologías convencionales.

No extender el funcionamiento de la tecnología nuclear supondría unas emisiones adicionales de 170 MtCO₂ hasta 2030.

El distribuidor deberá desplegar una red “inteligente” para la integración y gestión de la generación distribuida y de los nuevos usos de la demanda, así como nuevos servicios para los consumidores.

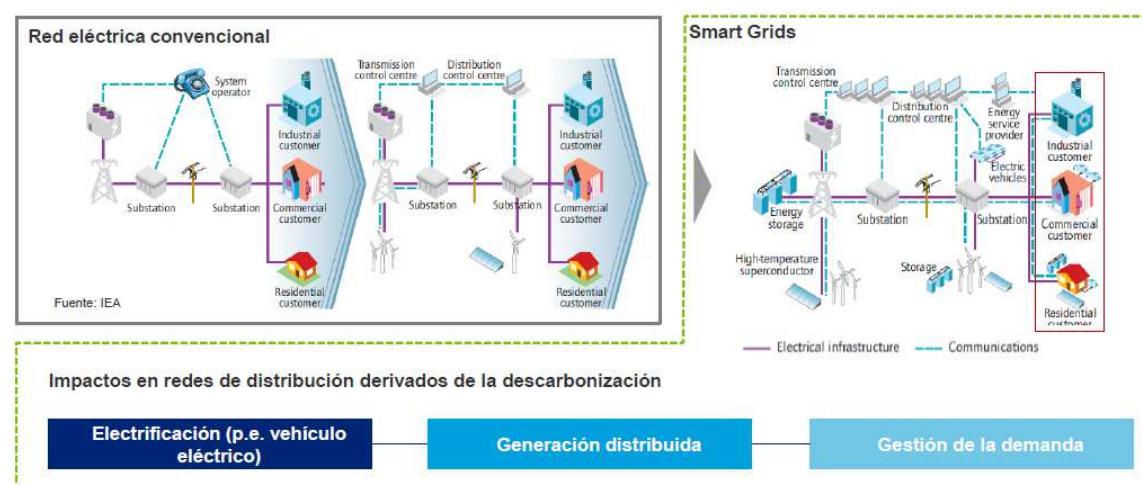


Figura 39 Red convencional versus Distribuida. Deloitte consulting

Convertir la tarifa en una señal de precio eficiente es clave para alcanzar los niveles de electrificación necesarios (Figura 40)

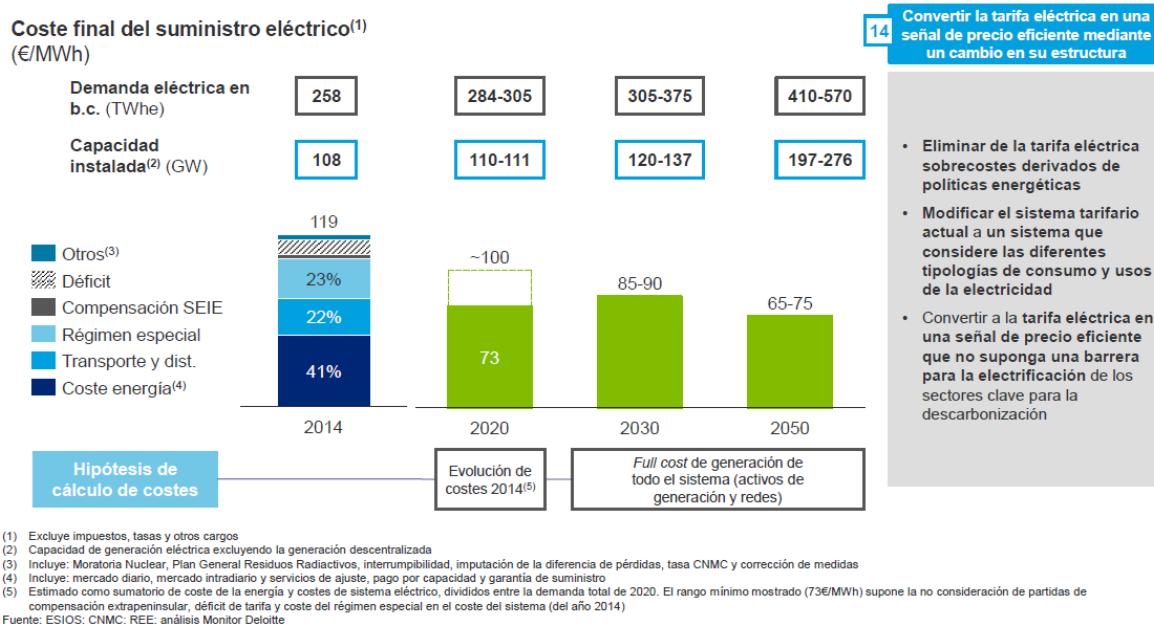


Figura 40 Precios electricidad. Evolución Deloitte Consulting

El Informe Energy Transition Outlook 2017 prevé que en 2050 se consumirá un 140% más de energía eléctrica y será producida, en su mayoría, por renovables.

La energía solar fotovoltaica será la responsable de producir un tercio de la energía mundial, seguida por la eólica y la hidroeléctrica. #renovables #fotovoltaica.

2.3 TECNOLOGIA

2.3.1 NUEVO PARADIGMA ENERGETICO

Para decidir la solución técnica a utilizar se debe hacer un repaso a la actualidad, al estado de las tecnologías renovables y la tecnología que le rodea.

En este momento el planeta se halla en una encrucijada de la que va a resurgir un nuevo paradigma tecno-económico, de la importancia del sucedido en la introducción de la máquina de vapor, el petróleo, o la primera revolución de las TIC.

La necesidad de reducción de emisiones, así como la madurez de distintas tecnologías, el surgimiento de otras, como el grafeno, el Big Data, IoT, la revisión de los modelos neoliberales de crecimiento continuo, la sostenibilidad, economía circular, o la economía del bien común como nuevos valores de desarrollo económico social y político, son algunos de los múltiples factores que van a desarrollar este nuevo paradigma energético.

Por eso, en este conglomerado de circunstancias, aventurar soluciones para problemas técnicos debe valorar en la mayor medida posible todas estas circunstancias, lo cual hará más viable la solución adoptada.

Esto no es óbice para que los nuevos adelantos hagan quedar obsoletas en breve a soluciones que hoy parecen como grandes soluciones.

Es importante hablar de la curva S^{36 37}, como patrón de valoración de los fenómenos tecnológicos y científicos, muy bien explicada en la Figura 41.

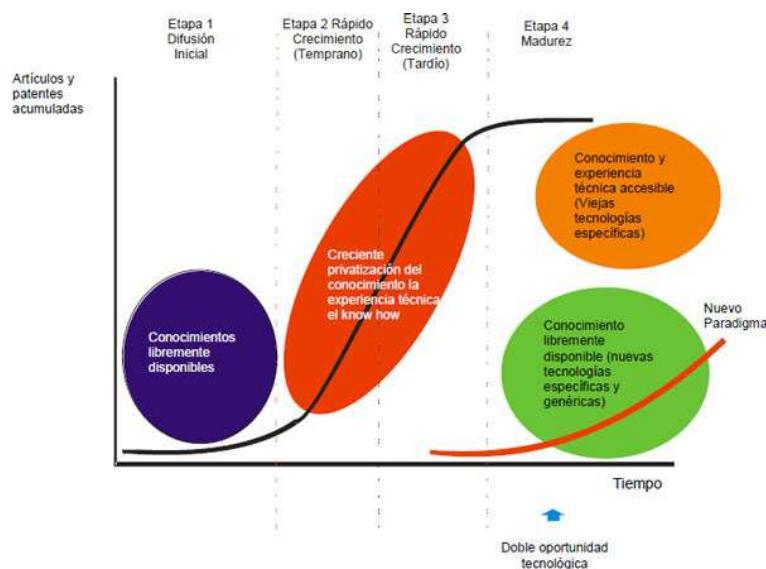


Figura 41 Fases de tecnología. Curva en S. Carlota Pérez 2002

³⁶ <http://www.revistaespacios.com/a13v34n03/13340302.htmL>

³⁷ Revoluciones tecnológicas y paradigmas tecno-económicos. Carlota Pérez. Cambridge Journal of Economics, Vol. 34, No.1, pp. 185-202

Cuando surge la confluencia de evolución de varios elementos de este tipo, y son lo suficientemente importantes es cuando se producen las condiciones para el surgimiento de nuevos paradigmas.

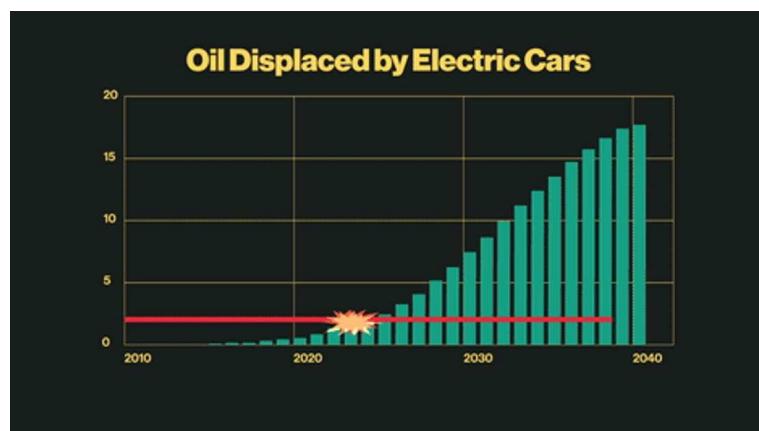


Figura 42 Cambio de tecnología del combustible de petróleo a vehículos eléctricos.
Bloomberg 2017

Existe un momento que las circunstancias sociales, económicas, y tecnológicas hacen propicio el arranque de la curva de subida de la tecnología (Figura 42), acelerando todo el proceso.

La sociedad está muy cerca de este momento histórico en el caso del vehículo eléctrico, que aparece como ejemplo de la gráfica, pero el mismo fenómeno se produce y producirá en estos años cercanos en las diferentes tecnologías que se explican a continuación.

La unión de estos cambios en varias facetas importantes, relacionadas con el mundo de la energía, producirán el cambio de paradigma. A partir de aquí se describen.

2.3.2 GENERACION DISTRIBUIDA Y ENERGIA ELECTRICA

Una de las primeras afirmaciones que se puede hacer es el cambio en la cadena de valor energética, convirtiendo el sistema de producción de energía de unidireccional, desde el productor al distribuidor, en altamente bidireccional, como se define en la Figura 43.

Por este motivo, aparecen nuevas formas de actuación entre las partes, y se abre el abanico para nuevas formas de intercambio de energía, no solo desde grandes generadores como productores de energía,

Aparece, por ejemplo, la figura del prosumer, que inclina la balanza de la generación hacia el lado del consumidor final.

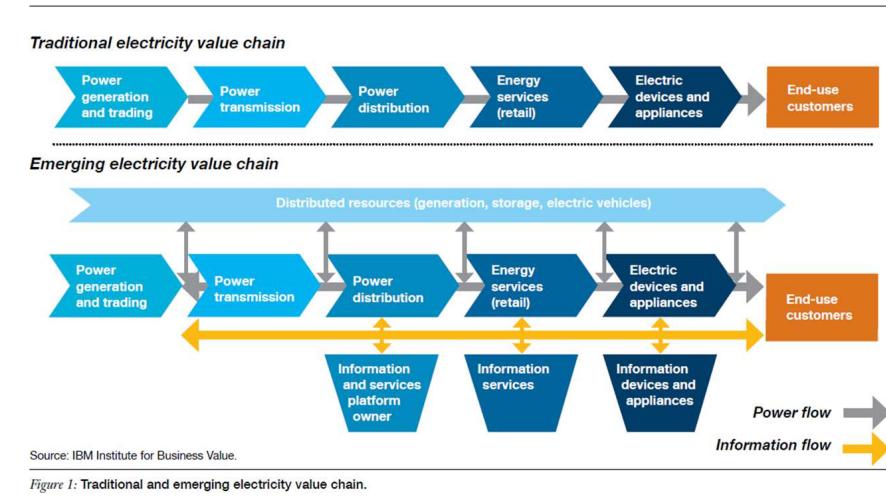


Figura 43 Los sistemas eléctricos se vuelven más inteligentes.
Fuente: IEA. Technology roadmap: Smart Grids.

Con la gestión inteligente de la demanda, desde el lado del consumidor se tendrá mejor definido los consumos finales, por actuación directa con distintas medidas de ahorro, gestión de cargas, a través de los contadores inteligentes, almacenamiento, etc.

Surgirán en este nuevo mercado de nuevas figuras en el mercado, como agregadores, PPA's, u otras, del cual se analizarán las más probables en el futuro inmediato.

Desde un primer enfoque de red centralizada, la gestión de la energía se ha realizado a través de grandes proyectos de plantas de generación de energía, tanto en la primera fase de energía fósil, como más tarde las grandes plantas de generación renovables.

El abaratamiento de costes y las nuevas tecnologías abren nuevos caminos posibilitando la instalación de nuevas formas de generación a menor escala en el lugar donde esta generación se necesita para consumir, evitando transportes en pérdidas en la red y aumentando su eficiencia.

El caso más significativo es el de la energía fotovoltaica por su sencillez, modularidad y precio cada vez más asequible.

En España³⁸ y, la organización del sistema energético proviene de una primera fase donde la cadena de distribución de la energía se concentra en pocas manos, normalmente estatales. Dada la importancia del sector energético, el carácter público de la energía era el predominante históricamente.

Una vez incluida en la CEE, con la llegada de economías de nuevo cuño, de carácter neoliberal en su mayor parte, se procedió a la liberalización del sector energético, normalmente vendiendo las compañías públicas de generación en el mercado, conservando la organización pública del sistema, y en algunos casos las infraestructuras (transporte y distribución).

Esta privatización ha dejado el mercado en una posición poco favorable al mercado libre, creando oligopolios que tienen más fuerza que el sector público que los controla, interviniendo incluso en leyes en contra del interés común de los ciudadanos, y dejando al final un mercado en el que los precios se han elevado en la época de supuesta mayor liberalización.

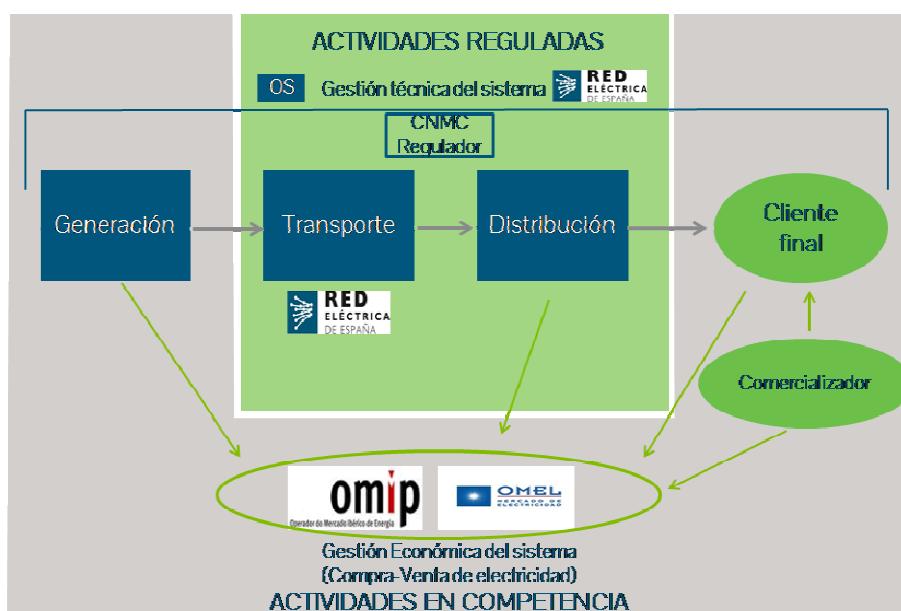


Figura 44 Actores del mercado eléctrico español: Fuente Energía y Sociedad

También en este momento (Ley 54/1997 y la que la sustituye, 24/2013) es cuando se separan las grandes compañías, que controlaban como compañías públicas (ejemplo Endesa) todas las fases del negocio, generación, distribución y comercialización, segregándose en compañías diferentes para las distintas fases (ejemplo Endesa Generación, Endesa Distribución, y Endesa Comercializadora), teniendo una cuota de mercado cercana al 90 % en comercialización, un 60 % de generación, y toda la red de distribución entre las cinco principales compañías, Endesa, Iberdrola Gas Natural Fenosa, EDP España, y Viesgo.

³⁸. Manual de la Energía. Resumen ejecutivo Energía y sociedad

Una buena fuente de todo este proceso y el estado actual del mercado se encuentran por ejemplo en las publicaciones de Miguel García Gracia³⁹ y José María Yusta⁴⁰

En este momento de la nueva gestión energética, hay que reconstruir esta red centralizada en una red distribuida, debiendo hacer el ejercicio técnico de construir la red de abajo a arriba, dando prioridad al consumidor.

La introducción de gestión de la demanda en dicho consumidor, establece las necesidades de dicha demanda directamente, y controla directamente su gestión, calcula el recurso distribuido necesario, dependiendo también del almacenaje posible, y teniendo controlados después las zonas de transporte, distribución y generación últimas a partir de las anteriores, y también a partir de las existentes.

2.3.3 COOPERATIVAS/CROWDFOUNDING

Los consumidores ya, y todavía con más motivo los prosumers, se están agrupando en cooperativas, para gestionar en conjunto la gestión de la energía que necesitan, consumen y producen.

Estas cooperativas buscan en este momento los escasos huecos que la “liberalización” del mercado les ofrece, centrándose en esta primera etapa en la comercialización de energía. En el futuro serán estas organizaciones las que dominarán en la generación distribuida, ayudando al empoderamiento final del consumidor que se pretende desde las directivas europeas, siendo el factor de cambio determinante, como ocurre ya en un grado mayor en los demás países de Europa.

Este tipo de proyectos cooperativos son comunes en toda Europa, desde hace mucho tiempo, favoreciendo la creación de cooperativas en las leyes, puesto que el asociacionismo acerca la propiedad a los consumidores finales, redistribuye esta misma propiedad, reduciendo o eliminando los posibles oligopolios, y está basado en principios éticos básicos, como la no discriminación, control democrático, participación económica de los miembros y retorno del beneficio, autonomía de la organización, educación acerca del fenómeno cooperativista, colaboración entre cooperativas, y apoyo al desarrollo de las comunidades donde se implantan.

Las cooperativas existen y existirán en todas las nuevas formas de relación del usuario con la energía, desde consumidores a productores, trabajadores, compra e intercambio de servicios, o híbridos de las anteriores. Además, juegan y jugarán un papel muy importante para el aprovechamiento de redes de calor, tipo district-heating, puesto que el agrupamiento es esencial para este tipo de redes.

La propiedad de las mismas puede ser tanto de los mismos miembros de la comunidad, como cooperativas públicas de carácter municipal, o incluso empresas de capital social democráticamente controladas (Mondragon).

³⁹. García-Gracia, Miguel; Yusta Loyo, José María; Giménez de Urtasun, Laura; Fernández González, José Luis; Bruna, Jorge; Melero, Julio J.; Watson, David, “RE Grid Integration and Distributed Generation: Standards and Electric Markets”, 2013, ISBN:978-84-695-7750-9

⁴⁰. José María Yusta Loyo, “**Contratación del suministro eléctrico: oportunidades y estrategias para reducir el coste de las facturas eléctricas**”, Ed. Paraninfo, 2013, ISBN: 9788428334891

En el caso energético, la organización REScoops (Renewable Energy Sources cooperatives) agrupa las cooperativas principales de eficiencia energética en el entorno europeo, alrededor de 2400. Eficiencia energética implica también la energía renovable como parte fundamental, aunque no única, de la eficiencia, puesto que también existen otros tipos de proyectos basados en el ahorro de energía o nuevos vectores energéticos como el vehículo eléctrico.

El asociacionismo para las cooperativas de tipo energético ha sido históricamente testimonial en España, existiendo pequeñas cooperativas en pueblos asociadas a centrales hidráulicas cercanas, favoreciendo ya entonces el acceso de la energía a los lugares no cubiertos por la red centralizada.

Algunos de estos proyectos cooperativos fueron después absorbidos, a veces incluso por su rentabilidad o por otras causas, normalmente relacionados también con la situación de concentración en el negocio eléctrico, cuando pasó en un momento dado de bien común a negocio sin más.

En España, existía incluso la paradoja actual, de que una comunidad de propietarios gestiona de manera común su consumo energético para sus instalaciones de ACS y calefacción, y sus medidas de ahorro o sustitución por renovables, pero no podía hacerlo así en sus instalaciones eléctricas, hecho que se ha corregido vía tribunales, puesto que esta disposición en la ley RD 900/2015.

En principio, siendo optimistas dicho batiburrillo se aclarará desde la posición que ocupa España como miembro de la UE, puesto que en todas las nuevas directivas se apoya la figura del cooperativismo y el empoderamiento del consumidor, y el autoconsumo como líneas de actuación para el cambio energético (Winter package2016

En el contexto actual de liberalización y separación del mercado eléctrico, aunque el mercado sigue estando ciertamente monopolizado y controlado "legalmente".

En cierto modo, dicha liberalización ha contribuido a la aparición de nuevas comercializadoras de energía en el mercado, y entre ellas cooperativas que realizan labores de comercialización de energía, principalmente, y también de gestión de su propia producción de energía, como Som Energía, Goiener; Enerplus, Nosa enerxia, u otras.

La financiación de estos proyectos de colaboración ha tenido una ayuda fundamental en el crowdfunding, que ha propiciado con su difusión los proyectos de cooperativismo más novedosos en el panorama actual.

También han surgido otro tipo de iniciativas como los de los profesionales del mundo eléctrico, a través de Fenie, o la iniciativa de la cooperativa de consumidores OCU de compra conjunta de energía.

En el tipo de cooperativas han surgido como novedad las de tipo transnacional, como el ejemplo⁴¹ de Lumo y Oneplanetcrowd, en Francia y Holanda respectivamente, que han sobrepasado fronteras en su unión para financiar un parque solar en Torreilles, en Francia. Las nuevas tecnologías monetarias (bitcoin, etc) harán el resto en el tema de eliminar fronteras.

⁴¹. <http://www.crowdfundres.eu/news/beyond-borders-renewable-energy-crowdfunding-europe/>

2.3.4 ALMACENAMIENTO

En el nuevo paradigma que se describe, uno de los vectores fundamentales en el cambio energético va a ser la posibilidad de almacenamiento en red, que favorecerá que se pueda optimizar el recurso distribuido, suavizando los picos de demanda.

Esto ha cambiado porque las nuevas tecnologías y los nuevos desarrollos están abaratando los costes que hasta el momento no resultaban viables.

En este desarrollo tecnológico es necesario también que los nuevos sistemas puedan dar una solución a todos los tipos de solicitudes de la demanda, Figura 45, tanto en potencia como capacidad de energía, para equilibrar y suavizar tanto los picos de la curva de demanda, como las grandes aportaciones puntuales que se producen en las curvas de pato en los momentos de mayor generación renovables⁴².

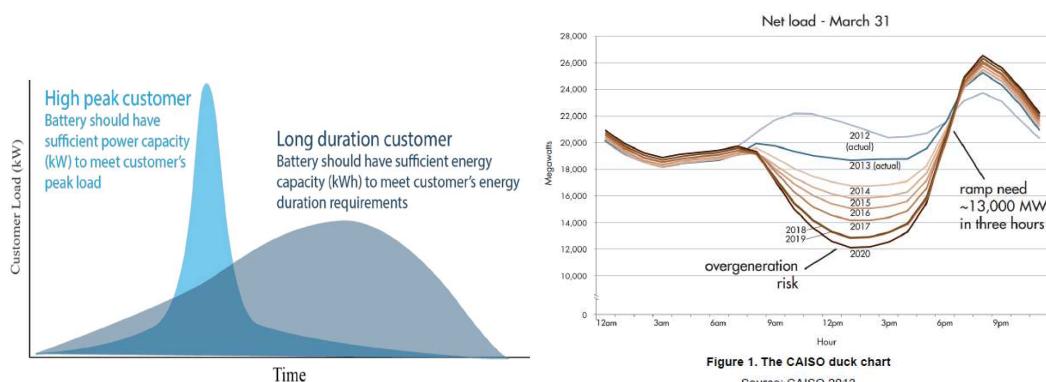


Figura 45 Curvas de demanda y curva de pato. *Fuente NREL 2016*

Las tecnologías⁴³ son adaptables a distintas necesidades de tiempo y potencia (Figura 46), y se pueden ubicar según su estado actual de desarrollo tecnológico en la Figura 47.

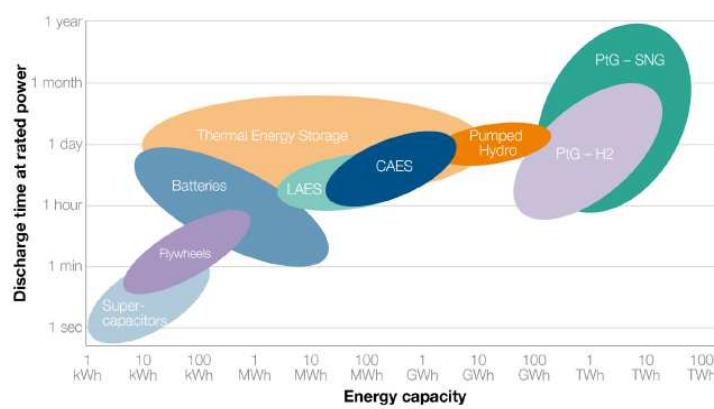


Figura 46 Almacenamiento: Rangos de potencia y capacidad, en las tecnologías actuales.
Fuente WEC 2016

⁴² Installed Cost Benchmarks and Deployment Barriers for Residential Solar Photovoltaics with Energy Storage: Q1 2016. NREL 2107

⁴³ E-storage: Shifting from cost to value Wind and solar applications 2016 WEC

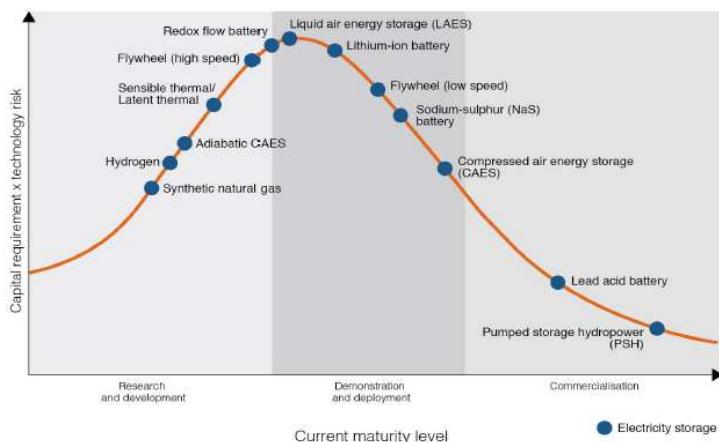


Figura 47 Tecnologías de almacenamiento y su nivel de madurez. Fuente World Energy Council 2016

Las apariciones de nuevos materiales han aumentado en gran medida, tanto las ratios de energía/kg de material, como los de potencia por unidad, reduciendo los costes (previsto hasta 75 %) y alcanzando valores en todas las escalas de potencia y energía con distintas tecnologías.

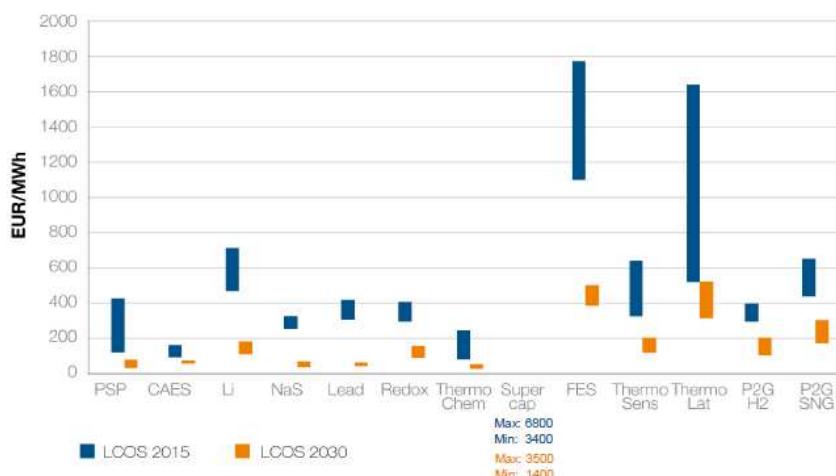


Figura 48 LCO comparado de las diferentes tecnologías. Fuente WEC 2016

También los nuevos materiales han propiciado la economía circular y el reciclado de los componentes de las baterías en todo el ciclo de vida, añadiendo además un nuevo factor de desarrollo con el reciclaje de baterías.

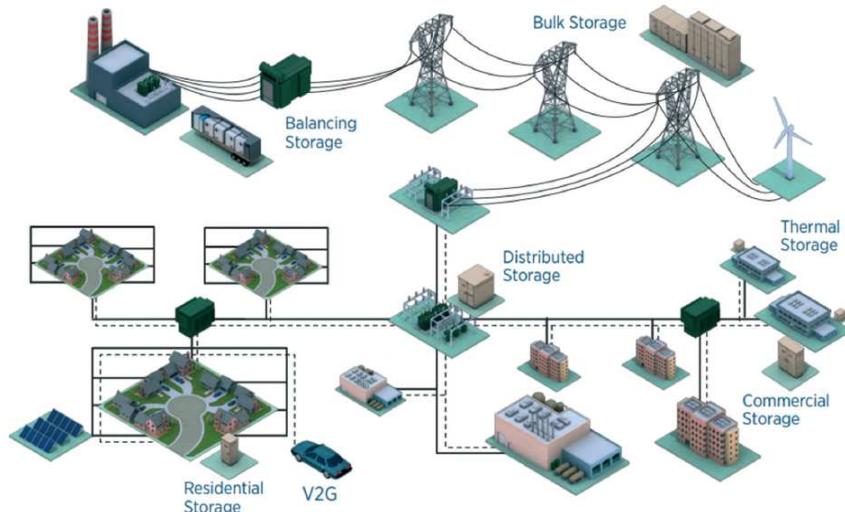
El resultado es que existen elementos de almacenamiento para cubrir todas las necesidades de las futuras redes de distribución distribuidas, como señala la Figura 49.

Los acoplamientos con recursos solares y eólicos distribuidos evitarán las fluctuaciones e intermitencias propias de estas fuentes.

También como efecto nube, en funciones como almacenaje para suavizar picos de demanda, respuesta en frecuencia o reserva, y políticas de almacenaje para gestionar la compra y venta de energía.

Tanto el almacenamiento como el recurso distribuido contribuirán a aumentar de manera casi automática la capacidad de la red, liberando en parte las redes de transmisión y distribución⁴⁴.

Figure 10: Potential locations and applications of electricity storage in the power system



Source: IRENA, 2015a based on EPRI.

Figura 49 Puntos de aplicación de almacenamiento en redes distribuidas. Fuente Irena

El vehículo eléctrico, además de ser un nuevo vector energético por la sustitución del transporte con energías fósiles, proporciona otra posibilidad adicional de almacenamiento.

Además, tiene la virtud de ser móvil y poder ser utilizado en diferentes lugares para equilibrar la demanda, como cargar en horas nocturnas, descargarse y cargarse durante el día en horarios de trabajo u otras.

También será un gran productor para almacenamiento, reciclando sus baterías en este segundo uso.

⁴⁴ E-storage: Shifting from cost to value Wind and solar applications 2016 WEC

2.3.5 VEHICULO ELECTRICO

No se puede dejar de hablar del vehículo eléctrico, pues el transporte es una de los consumos más importantes de energía primaria, y ahora mismo realizado a través de combustibles fósiles.

El cambio energético hacia el VE se realizará de manera rápida en los próximos años, provocando un importante aumento en la generación eléctrica, que sustituirá a las energías fósiles, llegando a una demanda de energía primaria muy electrificada.

En su tesis, Santiago Galbete⁴⁵ señala un incremento del porcentaje del 25 % de generación eléctrica, o inferior, para hacer frente a esta demanda, que señala asumible desde la generación renovable.

Una de las razones fundamentales del cambio, señala, es el mayor rendimiento de la solución eléctrica con respecto a la de combustible fosil (0,2 kWh/km frente a 0,8 kWh/km)

Va a ser un cambio rápido⁴⁶, que coincidirá en un periodo muy corto. también con el coche autónomo sin conductor, el coche compartido en lugar del coche en propiedad, y otros cambios muy importantes tanto tecnológica como socialmente.

Bloomberg Energy señala no más allá del 2023, el momento en que el coste del VE será ya parejo a las tecnologías convencionales existentes⁴⁷.

Se deberá fundamentalmente a la bajada en coste de las baterías de litio, que representa un tercio del valor de coste del VE, lo que implicará y provocará el crecimiento exponencial de la demanda(Figura 50).

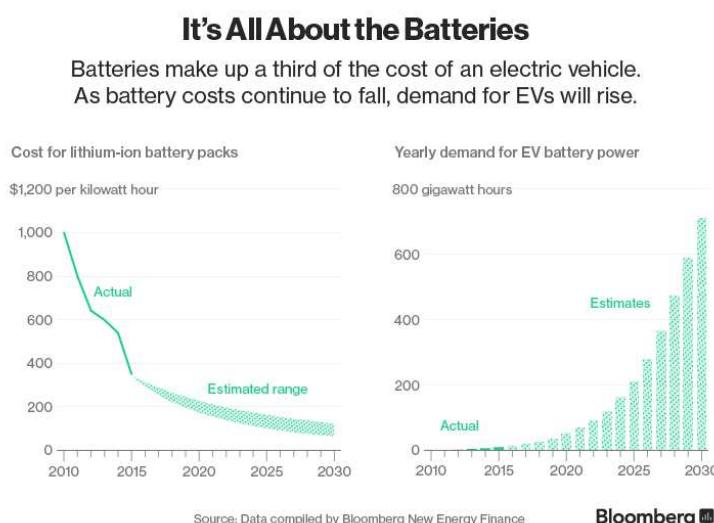


Figura 50. Evolución de precio de baterías y demanda VE comparada.
Fuente Bloomberg 2017

⁴⁵ VIABILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA PARA UN SUMINISTRO ELÉCTRICO 100 % RENOVABLE EN ESPAÑA. Santiago Galbete Goyena. Pamplona 2013

⁴⁶ ADVANCED ENERGY NOW 2017 Market Report Global and U.S. Market Revenue 2011-16 and Key Trends in Advanced Energy Growth. Navigant Research

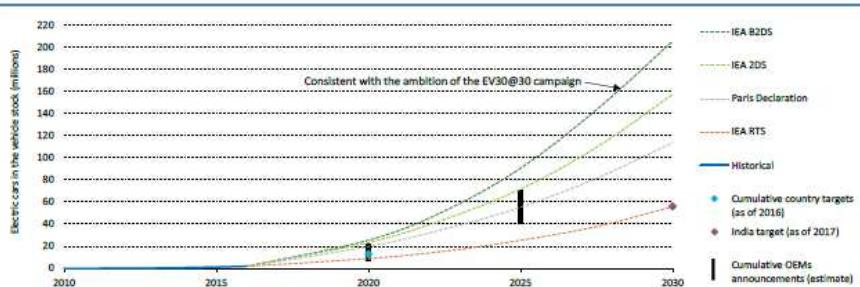
⁴⁷ <https://www.bloomberg.com/features/2016-ev-oil-crisis/>

Los nuevos registros⁴⁸ de ventas de coches eléctricos indican una evolución muy rápida de la implantación del VE, además de las diferentes políticas de incentivación de muchos países y la prohibición a corto plazo; necesaria, de los vehículos contaminantes convencionales en muchos de estos países.

No está reflejada España por carecer en estos últimos años de todavía de una políticas claras al respecto, y faltando muchas veces financiación y apoyo a la iniciativa, tónica habitual en este último periodo oscuro con respecto a las energías renovables.

El stock de vehículos estará en un rango entre 9 y 20 millones en 2020, y entre 40 y 70 sobre 2025.

Figure 9 • Deployment scenarios for the stock of electric cars to 2030



Sources: IEA analysis based on EVI country submissions, complemented by EAFO (2017a), IHS Polk (2016), MarkLines (2017), ACEA (2017a, 2017b) and EEA (2017). Country targets in 2020 reflect the estimations made in EVI (2016a) and updates to date. India's target reflects a conservative interpretation of the announcement made by the government (PIB India, 2017): 50% of the PLDV stock of the country (in the B2DS) is electrified by 2030. The assessment methodology for OEM announcements included in Table 2 is discussed in the main text. Projections on the stock deployed according to the Paris Declaration are based on UNFCCC (2015a). Projections on the EV uptake in IEA scenarios were developed with the IEA Mobility Model, March 2017 version (IEA, 2017a).

Key point: The level of ambition resulting from the OEM announcements assessed shows a fairly good alignment with country targets to 2020. To 2025, the range estimated suggests that OEM ambitions lie between the range corresponding to the RTS and 2DS projections from the IEA, broadly matching the Paris Declaration.

Figura 51 Stock de EV para el 2030. Varios escenarios. Fuente IEA 2017

Existen ya normalizaciones de los perfiles de futuro tanto para los diferentes tipos de vehículos (low speed vehicles, two wheeler, three wheeler, electrical buses, e-bikes,...), como para los tipos de cargadores, resumido en la Figura 52.

Table 3 • Overview of the level (power output) and type (socket and connector) of EVSE used in China, Europe, Japan and the United States

Classification in use here	Level	Current	Power	Type			
				China	Europe	Japan	North America
	Level 1	AC	≤ 3.7 kW	Devices installed in private households, the primary purpose of which is not recharging electric vehicles			SAE J1772 Type 1
Slow chargers	Level 2	AC	> 3.7 kW and ≤ 22 kW	GB/T 20234 AC	IEC 62196 Type 2	SAE J1772 Type 1	
	Level 2	AC	≤ 22 kW		Tesla connector		
Fast chargers	Level 3	AC, triphase	> 22 kW and ≤ 43.5 kW		IEC 62196 Type 2		SAE J3068 (under development)
	Level 3	DC	Currently < 200 kW	GB/T 20234 DC	CCS Combo 2 Connector (IEC 62196 Type 2 & DC)	CHAdeMO	CCS Combo 1 Connector (SAE J1772 Type 1 & DC)
	Level 3	DC	Currently < 150 kW			Tesla and CHAdeMO connectors	

Sources: IEA elaboration based on AFDC (2017), Bohn (2011), CHAdeMO (2012), CharIN (2017a), CharIN (2017b), EC (2014), Electric Vehicle Institute (2017), HK EMSD (2015) and State Grid Corporation of China (2013).

Key point: Various sockets and connectors are in use across the main global regions. Two main combined charging systems (CCSs) were recently developed to standardize the connections. They are the current standards adopted in Europe and the United States.

Figura 52 Niveles y tipos de cargadores estandarizados. IEA 2017

⁴⁸.Global EV outlook 2017 Two million and counting. IEA 2017

El cambio y la participación del VE en la curva de demanda va a ser de gran importancia en cuanto a desplazamiento y participación en sus valores picos.

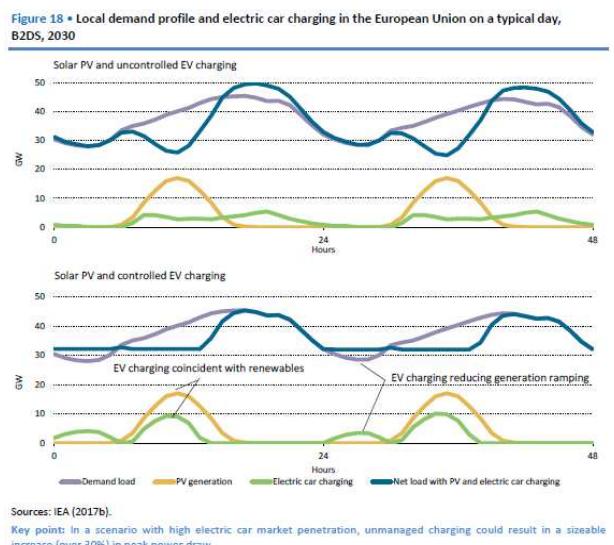
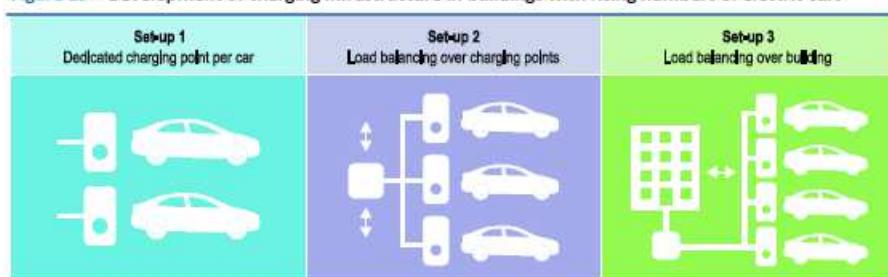


Figura 53 Curvas de demanda 2030, día típico. IEA 2017

Será necesario definir los modelos de carga en puntos comunes, en puntos privados, y públicos.

Figure 19 • Development of charging infrastructure in buildings with rising numbers of electric cars



Source: IEA elaboration based on emerging commercial concepts such as www.zaptec.com.

Key point: Charging infrastructure can be scaled up in phases that follow the growth of the electric car market.

Figura 54 Distintos desarrollos y políticas de carga de VE. Fuente IEA 2017

No hay que descartar también proyectos de carga de vehículos en movimiento, los nuevos desarrollos de vehículos de conducción automática, u otros que están ahora cercanos, pero en una fase más de investigación que de desarrollo industrial para el consumidor.

2.3.6 SMARTGRIDS

La introducción de las nuevas tecnologías renovables en generación ha posibilitado la escalabilidad de la generación, y los recursos de generación distribuidos.

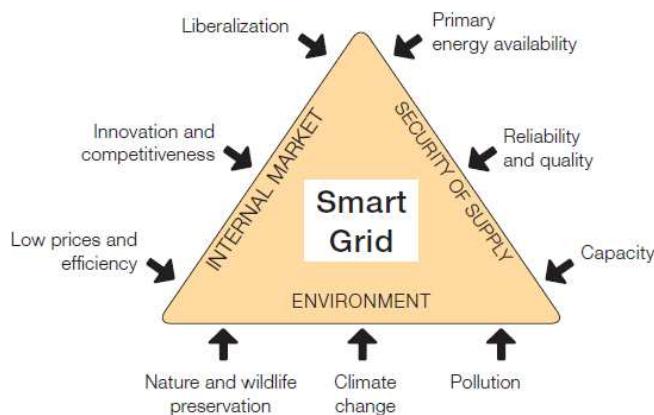


Figura 55 Pautas para la creación de Smart Grids.

Fuente: European Commission and European Technology Platform Smart Grids

Un proyecto smartgrid⁴⁹ será todo aquel que posibilite el control de esta generación distribuida de manera que su distribución no implique una menor calidad de suministro en la red.

Debe favorecer con su gestión la reducción de emisiones de efecto invernadero, sin tener que hacer mayor la capacidad de esta red, y debe gestionar de manera eficiente la demanda acorde con la generación.

Esto se posibilita a través de las nuevas herramientas tecnológicas existentes, como son los contadores inteligentes, el almacenamiento, la generación distribuida, la gestión eficiente de la demanda, principalmente.

Proporcionará flexibilidad para los cambios y desafíos futuros, fiabilidad, accesibilidad universal, garantía factible de suministro a los usuarios, y sostenibilidad económica gracias a innovación, desarrollo de la competencia y regulación eficiente.

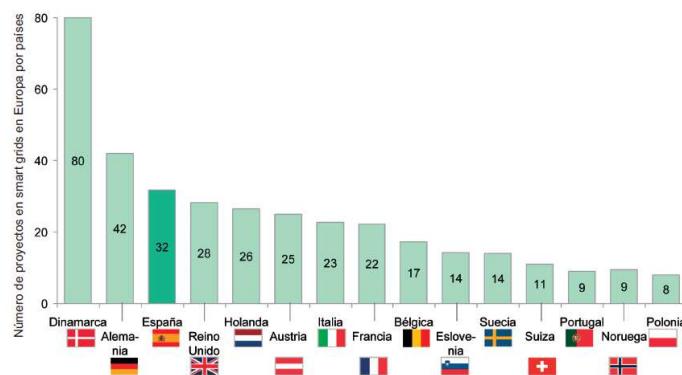


Figura 56 Participación en proyectos de Smart Grid en Europa : Fuente FutuRed

⁴⁹ Vision and Strategy for Europe's Electricity Networks of the Future: European Smart Grids Technology Platform Brussels 2016

Los valores positivos⁵⁰ de la implantación de proyectos de smartgrid serían:

- ✓ Reducción de la dependencia energética (5 % energía primaria 12% energía eléctrica)
- ✓ Reducción de emisiones de CO₂,
- ✓ Beneficios al sector industrial y tecnológico,
- ✓ Consolidación a España como referente en la gestión del sistema eléctrico,
- ✓ Generación nuevas oportunidades de negocio, tanto en elementos de red (electrónica de potencia, sensores, nuevos materiales...), sistemas de comunicación e información
- ✓ Un nuevo sistema eléctrico con
 - mayor automatización de la red
 - mayor participación del cliente (eficiencia, autogestión, producción de energía...)
 - mayor penetración y gestión de energía renovable
 - más dispersión, distribuida en puntos finales de consumo
 - mayor calidad de suministro
 - mejor sistema de información (más rigurosos, gestionable, permitirá control de flujo y tensiones y energía transportada)
 - disminución de frecuencia y duración de interrupciones de energía
 - aumento del rendimiento energético en tiempo real(contadores inteligentes que permiten una mejor gestión del cliente final, la generación y su autocontrol).

También se podrán gestionar políticas y concienciación social de eficiencia energética en el consumidor, teniendo además herramientas tecnológicas asequibles para su autocontrol (tele gestión, app's, ...) y para la producción de energía, convirtiéndose en prosumer.

Los contadores inteligentes también permitirán un mejor análisis del cliente, potenciando sus posibles ahorros con la gestión activa de la demanda (desplazamiento de demanda, flexibilización máxima de tarifas, ajuste de consumos y necesidades a los momentos de tarifa más barata...).

La curva de demanda común será más plana, disminuyendo los picos de tensión, también por la adición de almacenamiento en diferentes puntos, optimizando el uso de la actual red de distribución, que en un aumento de la demanda centralizado debería aumentar la reserva adicional de generación y capacidad de la red de transporte.

Al estar la red más optimizada y liberada, el uso de infraestructuras y su monitorización mejorada hará también mejorar los costes de su gestión.

⁵⁰ Desarrollo de las redes eléctricas inteligentes (smart grids) en España. FutuRed - BCG

Los costes aproximados de inversión, y sus retornos previstos aproximados se reflejan en la Figura 57 Inversión necesaria para el despliegue de Smart grids en España..

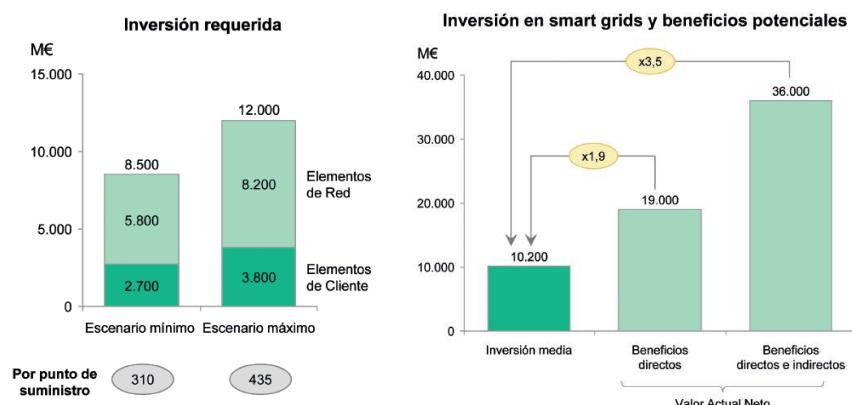


Figura 57 Inversión necesaria para el despliegue de Smart grids en España. Retornos aproximados de inversión Fuente Red Boston City Group

2.3.7 NUEVOS AGENTES EN EL MERCADO

Este nuevo modelo de producción de energía va a traer una evolución natural de los actuales agentes existentes en el mercado, en todos sus componentes, desde la generación al consumidor final.

Si esta evolución es en algún caso forzada, o no asumida, puede dar incluso con algún agente tradicional al traste.

La red de distribución debe adquirir independencia total y garantizada del resto de nuevos agentes del mercado, como serán los VPP (Virtual Power Plants), agregadores de la demanda, cooperativas de consumidores, consumidores o prosumers, o figuras de negocio como balance neto, PPA's u otros.

2.3.8 GENERACION FOTOVOLTAICA

En primer lugar, la generación fotovoltaica, con su escalabilidad de tamaños, y su reducción de precios hacen que la generación descentralizada sea un hecho.

Muchas de las instalaciones remotas se han planteado soluciones que la incluyen, combinando con almacenamiento.

Con una evolución satisfactoria en precios y tecnologías, han dejado ya como casi históricas soluciones basadas en generación eléctrica de motores de combustión fósil, contaminantes y ya incluso económicamente menos viables.

En este mismo sentido, en instalaciones conectadas se depende de más factores, que se pueden resumir en el apoyo a políticas y economías de descarbonización y descentralización.

2.3.9 TSO/DSO

La generación tradicional, centralizada en grandes productores y agrupada en unos pocos propietarios, tendrá que ser regulada, puesto que deberá modernizarse e incluso disminuir su potencia en buena parte del parque generador.

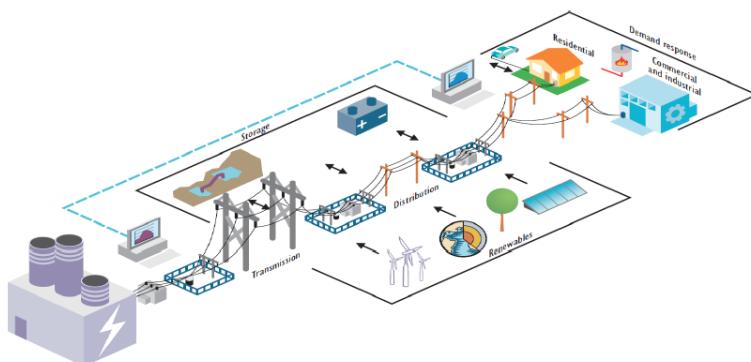
Este parque está basado principalmente en:

- generación fósil, muy contaminante
- generación nuclear, con un problema claro de gestión de residuos y el peligro nuclear

Además de estar en el final de su vida útil en muchos de los casos, existe un sobredimensionamiento de la red de generación pues en los últimos años, el crecimiento se ha basado en centrales de ciclo combinado de gas.

Estas decisiones han sido tomadas en extrañas decisiones políticas, que han confundido incluso el ámbito privado y el público de las inversiones.

Distribution: the evolving DSO



DSOs will need to more actively integrate distributed resources, manage increasingly complex demand patterns, and deepen collaboration with TSOs

Figura 58. DSO/TSO en un ámbito global. Fuente IEA

La separación histórica⁵¹, entre las redes de transmisión y distribución debe considerarse, dado que el recurso distribuido puede estar relacionado con ambas.

Así, la coordinación DSO/TSO, y la coordinación con el recurso distribuido, serán más operativas y relevantes.

Los puntos claves de su función⁵² serán, a nivel europeo y español:

- proporcionar acceso a los consumidores en todos los mercados
- crear la figura del agregador sin barreras
- gestionar y controlar la potencia del recurso distribuido

⁵¹ Utility of the future. An MIT Energy Initiative response to an industry in transition. MIT 2017

⁵² Towards smarter grids: Developing TSO and DSO roles and interactions for the benefit of consumers. ENTSOE

- supervisar los servicios del sistema necesarios entre DSO TSO y agregadores
- crear un marco de referencia (europeo) que tenga transparencia, eficiencia en costes
- altos estándares de privacidad de datos y fiabilidad
- implantación, mantenimiento, y acondicionamiento de los códigos de red.

Todas estas reglas básicas, gestionadas a través de políticas comunes, las deben acatar 41 TSOs y 2400 DSOs, que están incluidos en el marco ENTSO-E, con diferente organización, que no dejará lugar al desarrollo de soluciones únicas.

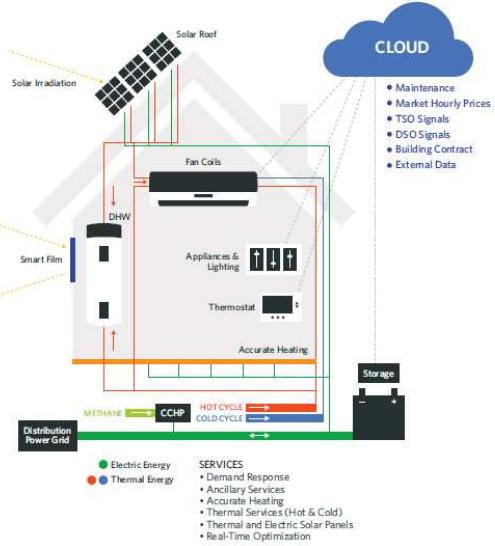


Figura 59 Ejemplo de interrelaciones en la futura red. Fuente IEA 2017

En función de estas decisiones técnico políticas en las nuevas redes, darán unas u otras arquitecturas de red⁵³ reflejadas en la Figura 60.

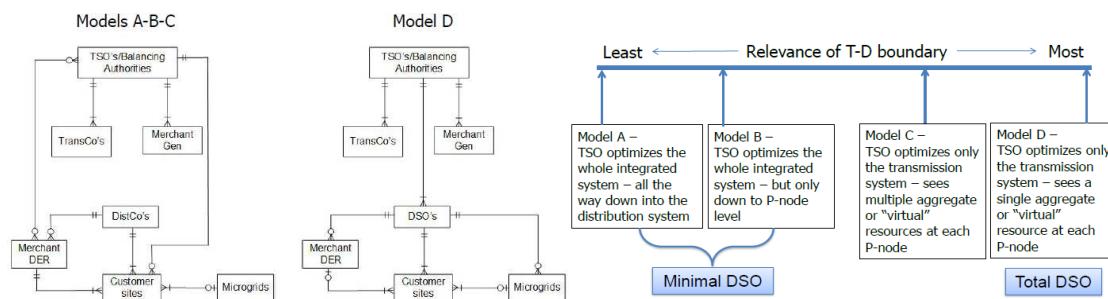


Figura 60 Diagramas de arquitecturas de red Fuente CAISO 2017

⁵³ Energy Transition Outlook Renewables, power, and energy use: Forecast to 2050. DNV GL 2017

2.3.10 VPP

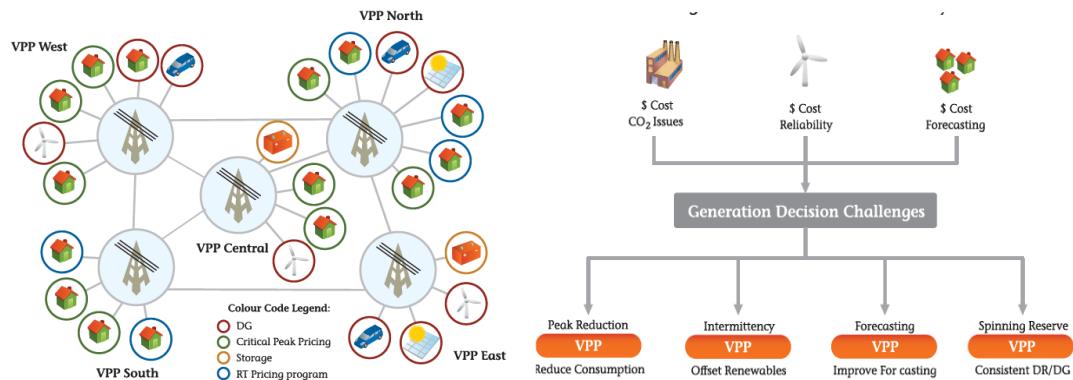


Figura 61 Virtual Power Plants. Organización y funciones. Fuente ABB

VPP⁵⁴ se define un sistema, que se basa en software y una red inteligente.

De forma remota y automática, gestionará el despacho al por menor de servicios de generación renovable distribuida.

Sus interlocutores serán un mercado de distribución o mayorista, y la agregación de varios agentes del mercado, a través de plataformas de optimización.

Su principal fortaleza será el almacenamiento distribuido, que le permitirá su gestión óptima.

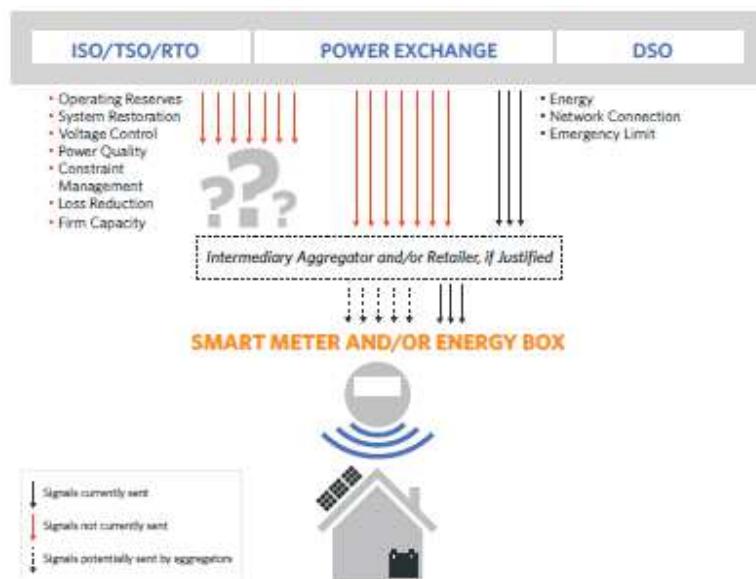


Figura 62 Posibles atribuciones de la figura del Agregador

⁵⁴ DSO and TSO Roles and Responsibilities in the Decentralized Energy Future. Lorenzo Kristov California ISO

2.3.11 AGREGADORES

Los agregadores⁵⁵ son una figura de enlace del mercado para gestión de la energía a todos los niveles (eléctrico, vehículo eléctrico, almacenamiento, gestión inteligente de la demanda, energía total) desde el consumidor y prosumer, conectado con DSO y TSO. En la Figura 62 define estas posibles atribuciones y conexiones de esta figura.

Las políticas de mercado que tienen diferentes niveles de esta figura de agregador aparecen bien definidas en la Figura 63. España tiene el color rojo en este caso de la cerrazón.

Figure 3.12: Map of Explicit Demand Response Development in Europe Today

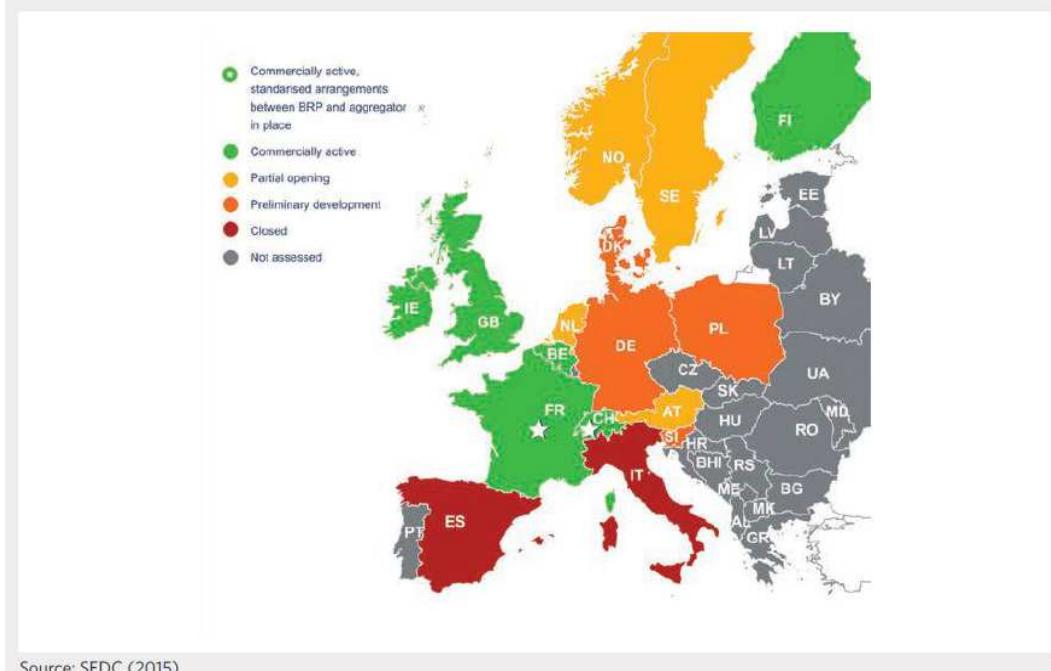


Figura 63 Desarrollo de política favorables a gestión activa de la demanda. Fuente MIT

⁵⁵ ADVANCED ENERGY NOW 2017 Market Report. Navigant Resarch 2017

2.3.12 BALANCE NETO

El ‘balance neto’⁵⁶ es un mecanismo que tiene por objetivo facilitar administrativamente e incentivar económicamente el desarrollo de la generación distribuida para autoconsumo (Figura 64).

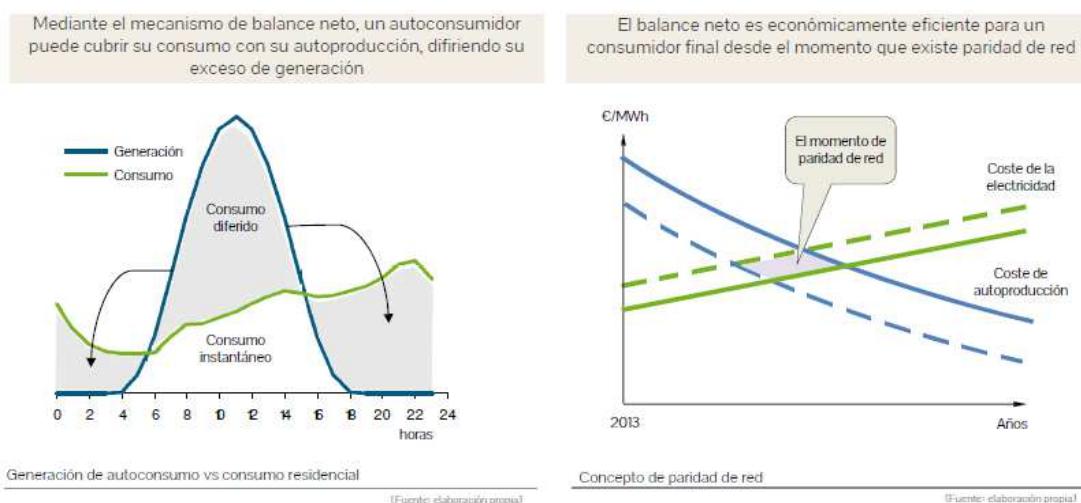


Figura 64 Balance neto y paridad de red

En nuestro país, en este momento no se remunera la energía con balance neto, que sería una de las formas de hacer más rentable el autoconsumo, y potenciar las energías renovables en el ámbito del consumidor final.

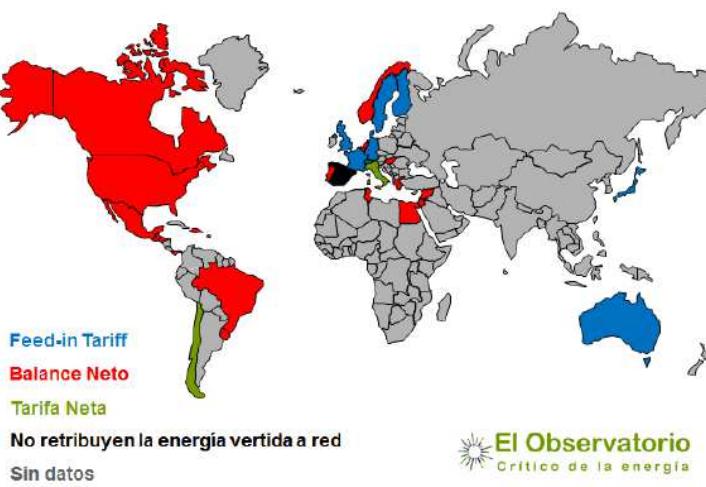


Figura 65 Esquemas de retribución de energía vertida a red en autoconsumo.
Fuente Observatorio crítico de la energía

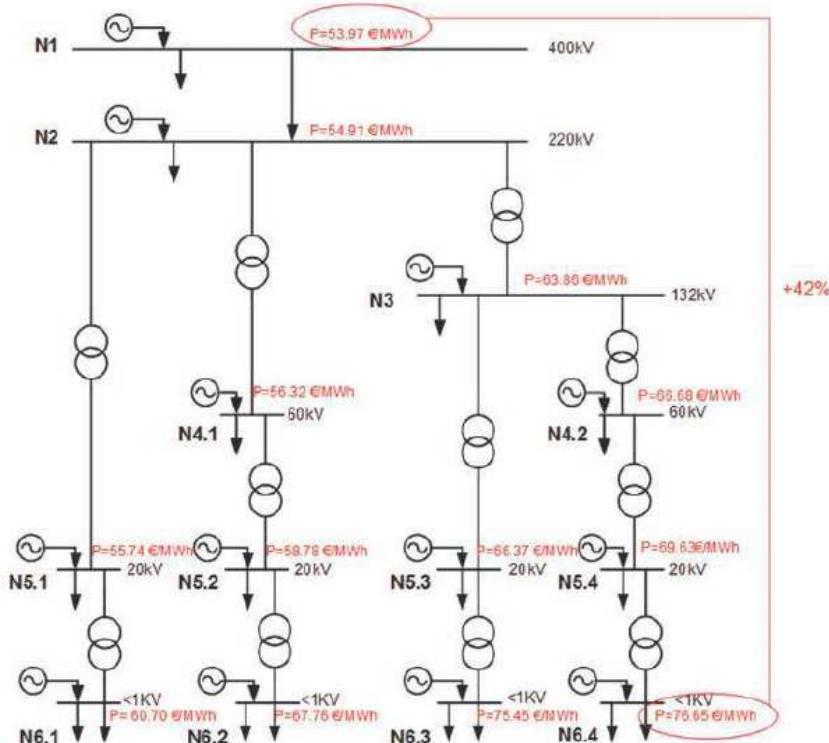
⁵⁶ Manual de la Energía. Electricidad. Energía y Sociedad 2016

2.3.13 LMP

Otro efecto que será ahora tenido en cuenta en una red distribuida será el definido por los costes marginales de perdidas (Figura 66), que harán variar el coste de la energía en distintos niveles de tensión de red el llamado LMP (Locational marginal Price).

Este parámetro define cual es el coste de la potencia para el consumidor según se obtiene en un nivel mas o menos lejano de generación, debido a la operación originada en la red y también por las perdidas eléctricas derivadas de su transporte.

Figure 3.13: Distribution LMPs Using Marginal Loss Values Similar to the Spanish Distribution System



Source: Pérez-Arriaga (2016)¹⁹.

Figura 66 LMP debido a perdidas en la red. Fuente

2.3.14 PPA'S

Los PPA's son acuerdos directos de larga duración entre consumidores y generadores, que en algunos casos ya existían anteriormente entre generadores y grandes clientes, y que ahora también son vías de ahorro para administraciones, cooperativas o asociaciones de consumidores, que negocian con más fuerza así la energía conjunta de pequeños consumidores.

Estos contratos de larga duración permiten a los dos partes un margen de seguridad en la financiación de los proyectos, asegurando también mayores penetraciones de energía renovable en el mercado.

Así los certificados verdes también obtendrán

Las garantías legales y el respaldo financiero deben estar perfectamente definidos, así como crear la legislación que respalde dichos acuerdos.

Obviamente las leyes del mercado eléctrico deben dar un vuelco para respaldar estos, variando también la forma de definir el precio del mercado, según las directivas de la UE, y el Winter package.

Un ejemplo del papel de los PPA⁵⁷ sobre el mercado electrico en la Figura 67

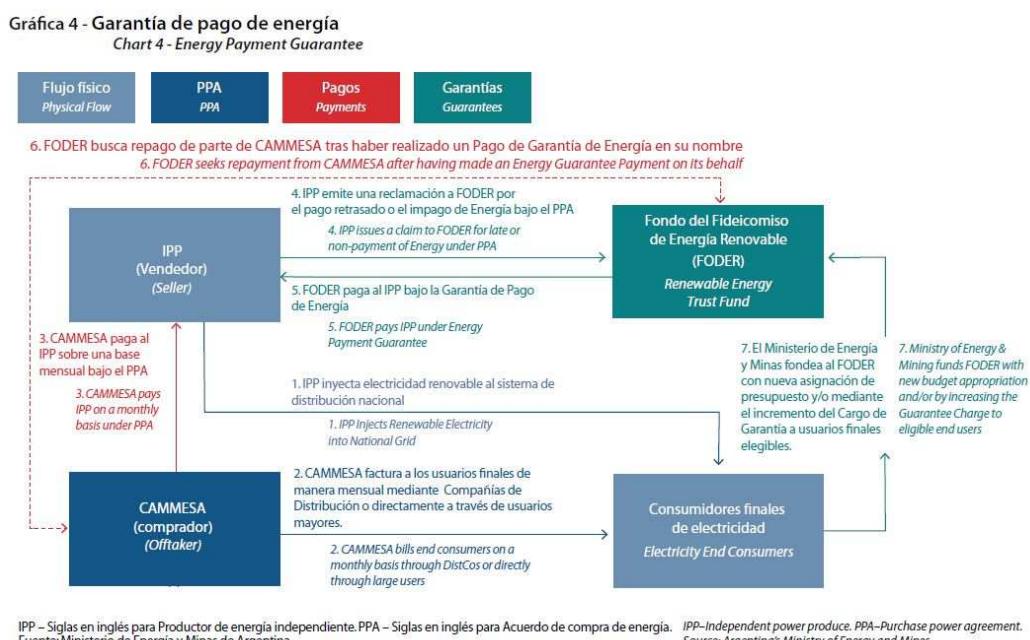


Figura 67 PPA Ejemplo de actuación en el mercado eléctrico

⁵⁷ <http://energiaenmovimiento.com.ar/entender riesgo-contraparte-esencial-marco-energias-renovables-argentina/>

2.3.15 SMART METERS

La figura del contador inteligente es la que queda para poder realizar una gestión integral de la demanda en la red.

Es importante distinguir entre los medidores digitales (AMR), y los dispositivos avanzados de medida (AMI), que darán la posibilidad de control aguas abajo del dispositivo, realizando una gestión inteligente integral del punto de consumo. Quedan bien reflejadas sus funciones y diferencias⁵⁸ en la Figura 68

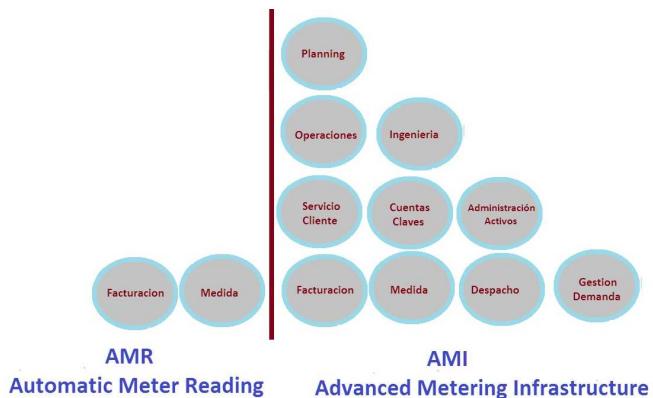


Figura 68 Diferencias entre AMR y AMI)

En el despliegue de nuevos contadores inteligentes que se ha desarrollado en España⁵⁹, existen más luces que sombras.

Por ejemplo el coste de los mismos recae sobre el consumidor, sin poder elegir además el modelo, impuesto por las compañías, además de no realizar el análisis de coste beneficio, preceptivo desde la UE, y que en algunos países ha hecho desestimar su implantación.

El modelo de contador único, de protocolo cerrado, y también la obligatoriedad impuesta por la distribuidora, de manera poco clara para su cambio, son medidas que no reflejan una buena actuación a nivel de competencia.

Tampoco la accesibilidad a los datos, la neutralidad de este acceso, y la calidad de los datos, así como el uso de dichos datos se han revisado como prioridades.

Todos estos problemas hacen que se pueda repetir el hecho del monopolio a nivel digital, tal como está definido en el control de generación y distribución en este momento. La figura del agregador, por ejemplo, depende sobremanera de este acceso a los datos.

Entre las funcionalidades recomendadas por la Comisión, el Estado español es el único que, habiendo efectuado un despliegue masivo de contadores, no las recoge obligatoriamente.

⁵⁸ http://www.elp.com/articles/powergrid_international/print/volume-13/issue-10/features/amr-vs-ami.html

⁵⁹ Acceso a los datos de consumo eléctrico de los contadores digitales y su uso. Estudio del caso en España y propuestas de mejora para hacer posible el acceso a los datos a terceras partes.

Coherenteamente, está también a la cola en cuanto a funcionalidades adicionales ofrecidas tanto por el gestor del dato como por parte de terceros (por ejemplo, empresas de servicios energéticos).

2.3.16 TECNOLOGIA IOT/ BIG DATA/ COMUNICACIONES

El llamado Internet de las Cosas (IoT) dará el ultimo grado de desarrollo a la gestión integra de demanda, aunque con los elementos descritos hasta ahora ya se puede tener una red inteligente.

Este nuevo punto de desarrollo, con todos los dispositivos inteligentes, daría un grado mayor de gestión, interactuando ya con elementos como sensores domóticos u otros, controlando por ejemplo el grado de iluminación, dependiendo de las condiciones climatológicas y lumínicas, buscando el consumo óptimo, con la generación y al almacenamiento propios, o accediendo a la red.

Las nuevas tecnologías TIC dejan abiertas en este momento la posibilidad de gestión virtual de la red, y el control de las transacciones de energía a través de intercambios P2P⁶⁰, y valoraciones económicas de la energía generada a través del bitcoin, o monedas virtuales creadas para este fin.

Un ejemplo de esta tecnología, Pylon-network.org, basada en el block-chain y tecnologías de medida y almacenaje de última generación, ha definido un proyecto piloto de gestión directa de la energía entre consumidores y generadores, a través de contadores inteligentes, y almacenamiento virtual de excedentes, incluso en redes aisladas, a través de los socios de la cooperativa [Goiener](#).

Aquí una definición grafica de las interacciones basadas en las tecnologías descritas en la red⁶¹

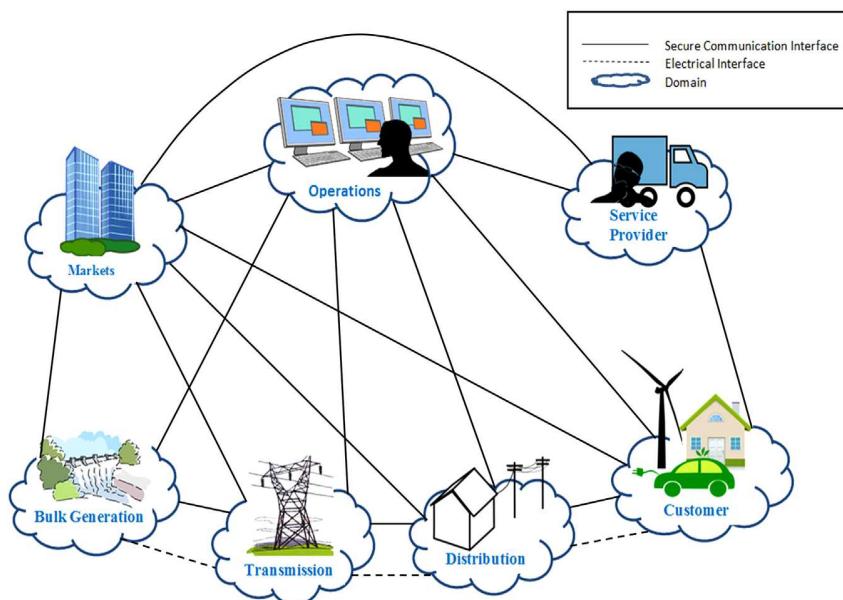


Figura 69 Interacciones virtuales entre smartgrid

⁶⁰ Transacciones entre iguales (p2p). un paso adelante. Autoridad Catalana de la Competencia ACCO 2017

⁶¹ A review of the development of Smart Grid technologies Maria LorenaTuballa a,n, Michael Lochinvar Abundo b

2.3.17 ECONOMIA BAJA EN CARBONO

El hecho de que el planeta se halla en el antropoceno, en un cambio climático que ha provocado el hombre, nadie lo niega en este momento. La solución y reversión de este cambio parece clara si se toman las medidas pertinentes cuanto antes, y si estas medidas se adoptan de la manera más resolutiva posible.

En esta línea se han adoptado en la UE⁶² las medidas contenidas en el “paquete de energía limpia”, que fijan una reducción de emisiones sobre el nivel de 1990 del 80% en 2050, del 60% en 2040, y del 40 % en 2030, objetivos factibles según todas las fuentes y poco ambiciosos según otras.

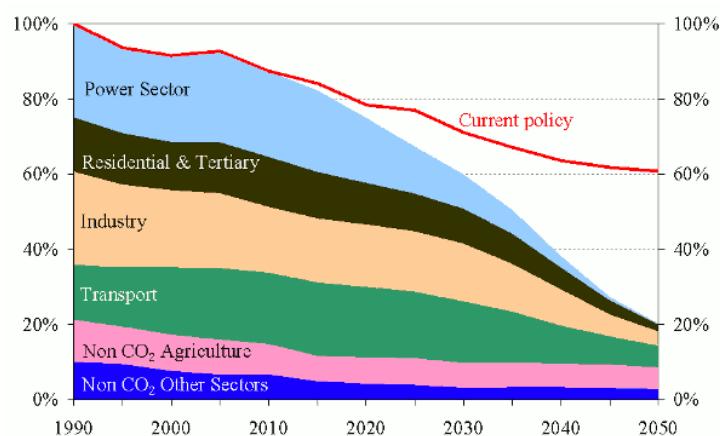


Figura 70 Hoja de ruta de reducción de emisiones al 80% en 2050. Fuente UE

Los objetivos están claros, aumento de renovables, electrificación del transporte, medidas de eficiencia energética y ahorro en el consumo de los hogares, fundamentalmente.

Desde luego la actual línea de reducción de emisiones lleva a otros objetivos bien distintos (línea roja en Figura 70).

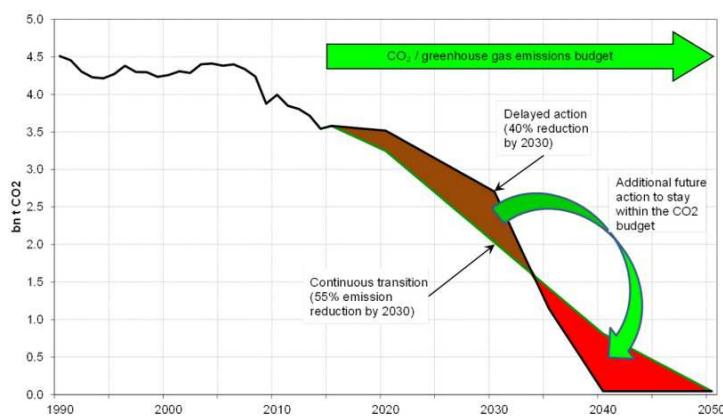


Figura 71 Acción y reacción en la curva de emisiones. Fuente

⁶². https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2050_es

El dulcificar ahora estos objetivos y no ejercer la suficiente presión para la consecución de objetivos hace que, a medida que se retrasa la aplicación de medidas, la recuperación del sistema sea más complicada, y las medidas más adelante sean mayores, y más difíciles de llegar, en un bucle maldito.

En cambio, existe una buena parte de expertos ⁶³ que propone objetivos mayores de descarbonización en 2030 (55%), para poder llegar al objetivo cero emisiones en 2050 (Figura 71). En esta línea, los objetivos de energía renovable deben aumentarse (+40%), así como los de eficiencia energética (+45%).

Los retrasos en asumir el hecho de cambio climático, y seguir en esta línea, solo van a provocar más desastres climáticos (huracanes, tormentas, sequias, ...) con las consiguientes pérdidas económicas, que van a encarecer más el hecho de seguir con las actuales políticas, ya que además de este gasto, las soluciones renovables y de ahorro y eficiencia son más baratas que las actuales.

Mientras tanto, los últimos datos de estos días de 2017, muestran un gobierno en contra del cierre de las centrales de carbón, creando normativas que impiden su cierre, aun a pesar de los deseos de las empresas propietarias.

Es tal el clima de incertidumbre en la actual política energética española, que a los pocos días se ha quedado en suspenso.

El índice de acción climática⁶⁴, que señala la aplicación de políticas contra el cambio climático de los países que provocan los gases de efecto invernadero, sitúan a España en el puesto 38 de los 56 analizados, y en el 20 de la UE, por delante solo de Grecia Polonia Hungría e Irlanda.

España no pasa del compromiso diplomático a la acción directa, y también ocurre con la UE, en cierto modo.

⁶³. María Concepción Cánovas del Castillo. Licenciada en Ciencias Económicas y Empresariales.

Desde 1998 ha estado vinculada al Ministerio de Industria y Energía como Directora Técnica del Gabinete de la Secretaría General de Energía, Directora del IDAE y Vocal Asesor del Ministro para temas energéticos.

blogs.20minutos.es/la-energia-como-derecho/2017/11/02/el-paquete-de-energia-limpia-una-decada-perdida-para-la-energia-y-el-clima/

⁶⁴. Climate Change Performance Index. CCPI German watch, New Climate Institute y Climate Action Network.Noviembre 2017

2.3.18 INDIVIDUO, SOCIEDAD Y POLITICA

Es pues en este camino de futuro ⁶⁵ en el que la sociedad está inmersa, donde las personas que la componen, deben, elegir cual es el camino a trazar siendo individuos soberanos, asumiendo un mayor grado de participación en el proceso, y colaboración, que en estos tiempos tampoco se da.

El ciudadano deberá tener una nueva educación en este sentido, así como las personas de las que dependen, funcionarios o políticos elegidos por ellos y que deben rendir cuentas y estar unidos a su servicio, y no al contrario.

Es posible que el nuevo ciudadano deba también buscar una nueva vida inteligente, de salvaguarda los recursos, de un menor índice de consumo que el actual tan desaforado, de un reparto mejor de la riqueza, del respeto a los derechos humanos esenciales, y partir en este nuevo camino de verdad hacia estas ciudades, pueblos o sociedad inteligente, en suma.

En este sentido, la energía debe ser un derecho universal más, y como tal debe ser garantizada dentro de unas condiciones de sostenibilidad, que deben garantizar los suministradores de servicios y los gobernantes, como bien se define en el Winter Package, o incluso en la Constitución Española⁶⁶.

En este nuevo sistema de energía que ya, en mayor o menor medida, está implantado y con el viento a favor, ha aparecido en este último periodo un detractor fundamental, que no debería ser tal, y es la política y los sucesivos gobiernos que la ejecutaron en estos últimos años. Un ejemplo es el RD 900/2015 que ha convertido España en uno de los países más restrictivos con las renovables del mundo.

Ya se ha explicado anteriormente como el histórico de las decisiones de estos gobiernos han dejado como resultado un sistema sobredimensionado, con una de las tarifas eléctricas más caras de Europa, controlado por oligopolios, y con leyes restrictivas al desarrollo de las energías renovables en el país, llegando hasta el conocido Impuesto al Sol en el último decreto legislado RD 900/2015.



El cambio de modelo no es un problema técnico, es de falta de compromiso político

Figura 72 Que falta para el cambio tecnológico: Fuente Fernando Ferrando Vitales

⁶⁵ Fernando Ferrando Vitales. Hacia una nueva cultura de la energía.

⁶⁶ Artículo 45 Constitución española

Hay que reconocer que, lo que impide en este momento clave el cambio de paradigma energético no es el desarrollo tecnológico (Figura 72).

En este momento se pueden abarcar todo el espectro energético en clave de energías limpias, proporcionando además un crecimiento económico estable y creando puestos de trabajo de calidad.

Se puede, por ejemplo, analizar el informe 2016⁶⁷, del Observatorio de Energía y Sostenibilidad, en el que señalan un retroceso evidente en todos los parámetros favorables a la eficiencia energética, en el momento en que existe recuperación económica, en lugar de buscar el camino hacia esa evolución favorable.

La sequía de estos últimos años, además de la falta de previsión de años atrás en inversión renovable, dejan la demanda energética en improvisación absoluta, en periodo de subida de precios, y en dependencia absoluta de las energías fósiles.

También señalan la falta de una política clara de futuro, además de la necesidad de establecer penalizaciones para las emisiones, y destacan la obligación que España debe adquirir a través de las directivas europeas (Winter Package), como tabla de salvación futura.

⁶⁷ Informe basado en indicadores. Observatorio de Energía y Sostenibilidad en España Edición 2016

<https://www.energias-renovables.com/panorama/a-el-sistema-energetico-espanol-perpetua-su-20170330>

2.3.19 SMART VILLAGE

En prácticamente todos los documentos revisados, se da por hecho que la población futura va a concentrarse en grandes urbes (70%), donde se afirma también que el gasto energético es menor (Figura 73).

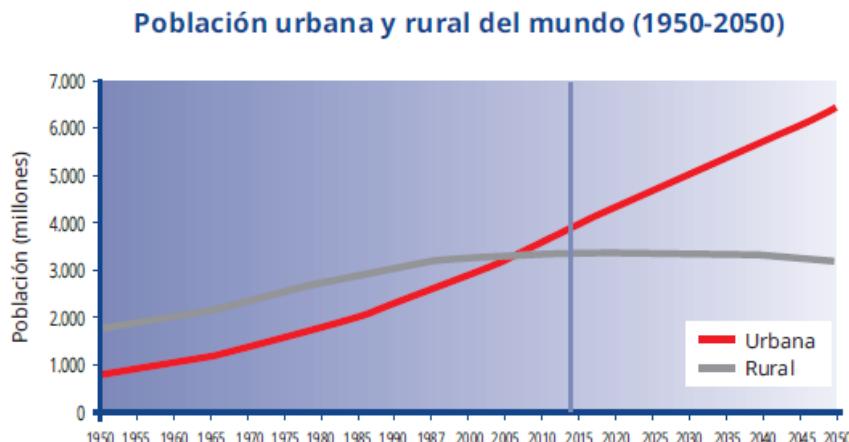


Figura 73 Población mundial: Tendencias. Fuente ONU 2014

Se quiere aquí romper una lanza a favor de la potenciación y el estímulo de la población rural, puesto que uno de los problemas en España, y en particular en Aragón es el fenómeno de la despoblación de las zonas rurales con un gran núcleo de población en Zaragoza.

Un buen método de inversión de esta tendencia sería la creación de generación distribuida en núcleos rurales, donde el espacio existente para emplazar generación fotovoltaica u otras es mucho mayor.

Además, en Aragón, buena parte de la población de las ciudades principales tiene normalmente procedencia desde los pueblos más cercanos. Por ejemplo, en La Almolda existe casi una tercera parte de censados que viven en la ciudad.

Tener plantas de generación en propiedad en los núcleos rurales, a través de asociaciones como cooperativas u otros tipos, podrían incluso compensar los consumos de sus viviendas de las ciudades, donde uno de los problemas de crecimiento de la generación distribuida sería el espacio.

Esto crearía también una mayor distribución de puestos de trabajo y negocios hacia estas zonas rurales, si se planificase en términos de asociaciones de propietarios de gran tamaño, por ejemplo, a nivel comarcal.

Se podrían hacer instalaciones tipo escalables a los tamaños de conjunto de los núcleos rurales asociados, pudiendo establecer después políticas de compra de adquisición de equipos en gran escala, y políticas basadas en el beneficio común.

El planteamiento de pueblos inteligentes, donde facilitar incluso una mayor calidad de vida a sus ciudadanos que en los núcleos urbanos, no tiene mayores compromisos que los que se necesitan para crear ciudades 4.0⁶⁸, (Ciudades inteligentes de última generación), como se indica en la Figura 74.

⁶⁸ Hacia la Ciudad 4.0. Análisis y perspectivas de las Smart Cities españolas. KPMG Siemens Noviembre 2017

4.2.

Las claves para el desarrollo de una Ciudad 4.0

Existen una serie factores que se han de tener en cuenta en el desarrollo de una iniciativa inteligente para una ciudad específica

1

Alineación con la estrategia de la ciudad

Cada proyecto tiene que seguir la dirección correcta para alcanzar los objetivos inteligentes de la ciudad y teniendo en cuenta que las decisiones que se tomen afectarán en el largo plazo

2

Participación de la Administración Pública

El sector público es esencial en la definición de la estrategia sobre los proyectos que se van a desarrollar en la ciudad. Asimismo, el consenso entre distintas fuerzas políticas es esencial para el desarrollo de una ciudad.

3

Participación activa de ciudadanos / empresas

Como público objetivo de los proyectos de Ciudad 4.0, su compromiso con todos los elementos del concepto es crucial. Asimismo, su participación es esencial para determinar el futuro de su ciudad.

4

Mejora de los servicios urbanos

El diseño de un portfolio de servicios urbanos eficiente implica mejoras en los verticales de las ciudades y en su percepción ciudadana.

5

Definición de un modelo de negocio

El modelo de negocio es una representación simplificada de la lógica del negocio, es decir, es la descripción de la forma en que cada negocio ofrece sus productos o servicios a los clientes, como llega a estos, su relación con ellos y cómo se garantiza su sostenibilidad.

6

Vialidad económica y sostenibilidad

La implantación de estos proyectos debe estar sujeta a la existencia de fondos suficientes para garantizar su ejecución. Asimismo se ha de garantizar su sostenibilidad en el tiempo.

7

Tecnología e Innovación

El desarrollo de la tecnología impulsa el "mundo inteligente de la ciudad"

Figura 74 Claves para desarrollo de smartcity 4.0. Fuente KPMG Siemens

Esto es ya un hecho en el resto de Europa, fácilmente conseguible a partir de políticas que lo favorezcan y ciudadanos que reclamen estas iniciativas.

Alemania es pionera en asociaciones de este tipo⁶⁹, promoviendo por ejemplo compras de almacenamiento y generación fotovoltaica, gestionando las horas punta de las curvas de consumo en los hogares.

Además, estas comunidades pueden por ley compartir la energía generada con los vecinos.

⁶⁹<https://www.sonnenbatterie.de/en/sonnenCommunity>

políticas de compra de Un caso muy reseñable es el pueblo alemán de Feldheim⁷⁰, (Figura 75), que decidió hacerse soberano energéticamente, y aprovechar sus recursos renovables, eólico, solar, y biogás de sus instalaciones ganaderas, incluso creándose su propia red de distribución eléctrica, evitando los problemas que la distribuidora local les ocasionaba por su nula colaboración.

Este pueblo es ahora un ícono de la energía renovable, teniendo incluso turismo que se acerca para estudiar su proceso



Figura 75 Feldheim, ícono de la energía renovable comunitaria

Es algo también a valorar que los pueblos seguirán siendo las despensas de las ciudades, al mismo tiempo que la despoblación los está matando⁷¹.

Deberán existir apoyos al reasentamiento de ciudadanos en el ámbito rural, a través de políticas reales de apoyo y mejora de las redes de transporte hacia las ciudades, redes compartidas de vehículos, pronto sin conductor, apoyos al trabajo de calidad, que podría venir entre otros sectores de las redes distribuidas de generación, y tecnologías afines.

El nivel tecnológico actual de los ciudadanos en los pueblos no es menor que en las ciudades, y son perfectamente asumible políticas de este tipo.

También en este sentido se deberían apoyar las políticas de proximidad en el abastecimiento, potenciando así la reducción de emisiones en el transporte, sobre todo en esta etapa de transición hacia la energía limpia.

Por otra parte, porque crear bosques artificiales sin espacio en las ciudades, cuando el terreno es lo más abundante. Los niveles de servicio podrían ser paralelos, incluso no tan sofisticados o complejos, más fácilmente integrables, con lo que el avance incluso podría ser más rápido (Figura 76).

⁷⁰ <https://ecoinventos.com/feldheim-primer-pueblo-aleman-independiente-energeticamente/>

⁷¹ La sostenibilidad demográfica de la España vacía. Joaquín Recaño. Centre d'Estudis Demogràfics
Universitat Autònoma de Barcelona

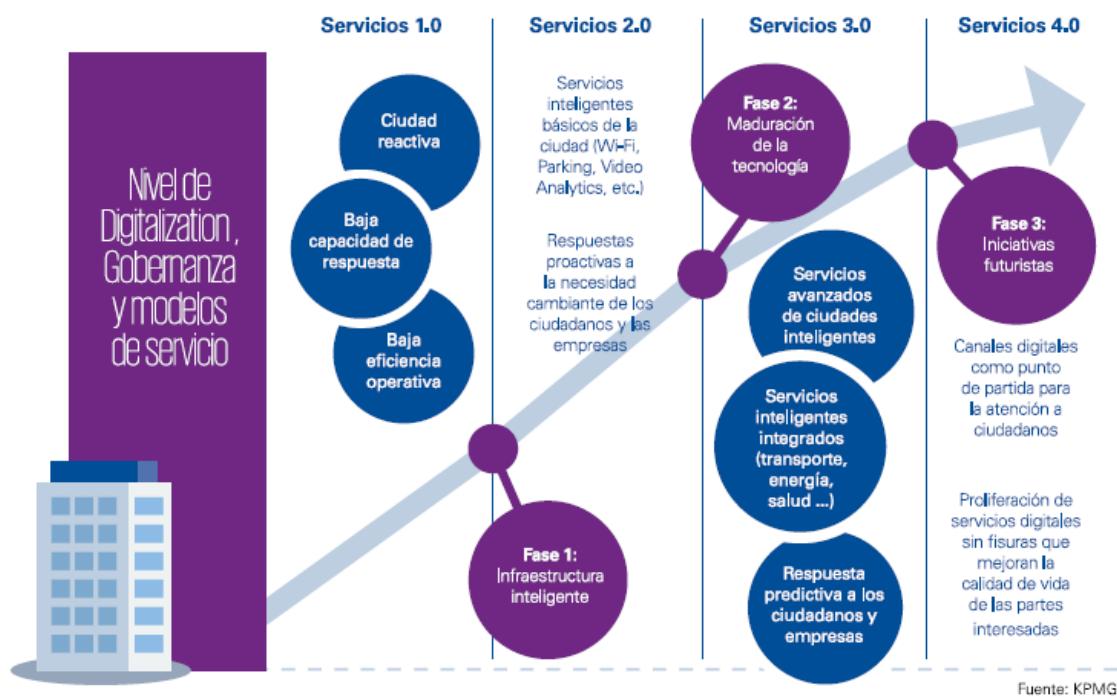


Figura 76 Ciudades inteligentes. Evolución de servicios: Fuente KPMG Siemens

La discriminación de los pueblos frente a las ciudades en esta carrera no es eficiente, ni sostenible energéticamente, ni culturalmente aceptable.

En muchos casos, este despliegue civilizado de Smart villages será muy importante en la descongestión de las ciudades.

En esta carrera de transición, es más probable generar barrios marginales que ciudades cien por cien inteligentes y sostenibles si solo nos fijamos en los términos tecnológicos.

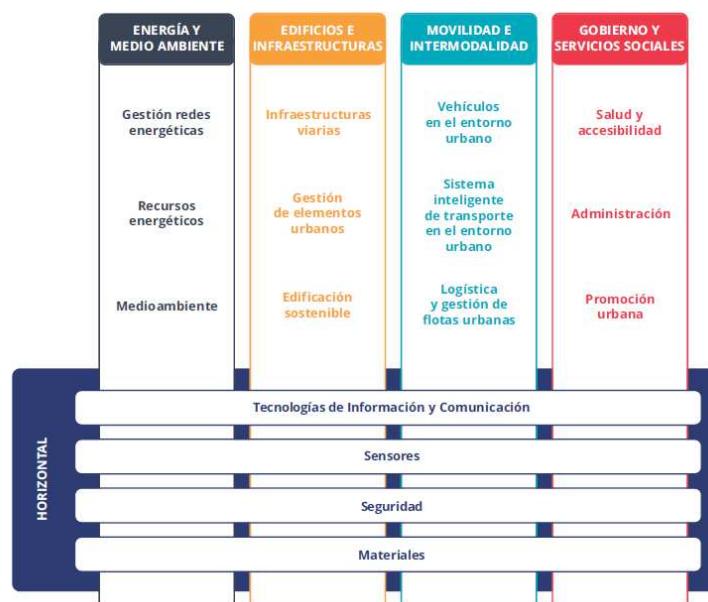


Figura 77 Modelo de ciudad inteligente Fuente GICI

Para hacer ciudades inteligentes, sería necesario incluso rediseñar en muchos casos las ciudades actuales⁷², construidas no para los ciudadanos y su comodidad sino para la circulación del transporte de manera centralizada.

Sería necesario adoptar también modelos descentralizados, haciendo una analogía con la red eléctrica (Figura 77).

A veces, en esta definición de ciudades inteligentes, parecen obviarse términos como teletrabajo, economía de proximidad, economía del bien común, objetivos desarrollo sostenible, economía circular, y otros valores esenciales a una comunidad futura justa además de los avances tecnológicos.

2.3.20 AMPLIACION DE INFORMACION

Algunos proyectos interesantes recopilados en investigación de Smart grids.

<https://www.smartgridsinfo.es/2017/09/14/comienza-construccion-bateria-iones-litio-20-mw-potencia-11-7-mwh-capacidad>

<https://www.smartgridsinfo.es/2017/05/05/shar-q-proyecto-optimizar-sistemas-almacenamiento-energetico-integracion-red-electrica>

<https://www.smartgridsinfo.es/2017/04/12/proyecto-story-evaluar-integracion-almacenamiento-energetico-red-distribucion>

<https://pv-magazine-usa.com/2016/09/29/nrel-u-s-utility-scale-solar-costs-fell-below-1-50-per-watt-in-q1-2016-with-charts/>

Señalar estas entrevistas que reflejan diferentes e interesantes puntos de vista acerca de Smart grid y el nuevo paradigma anunciado:

<https://www.smartgridsinfo.es/2015/07/13/alicia-carrasco-directora-de-regulacion-de-smart-grids-de-siemens>

<https://www.smartgridsinfo.es/2015/02/11/benjamin-gellepe-director-de-medreg>

<https://www.smartgridsinfo.es/2017/06/01/carlos-merino-responsable-unidad-simulacion-control-centro-nacional-hidrogeno>

<http://www.microgridinnovation.com/EMEA/felix-garcia-torres-abstract.htm>

Otros

<http://eleconomista.com.mx/estados/2017/02/08/pactan-primer-ppa-entre-privados>

⁷².SMART CITIES DOCUMENTO DE VISIÓN A 2030 Grupo Interplataforma de Ciudades Inteligentes GICI 2015



Universidad
Zaragoza

Trabajo Fin de Máster

ANEXO B

Evaluación de Consumidores, Recurso, y Tecnologías

Autor

Adolfo Terreu Zaballos

Director/es

José Francisco Sanz Osorio



Escuela de
Ingeniería y Arquitectura
Universidad Zaragoza

Año 2017

INDICE

1 EVALUACION DEL CONSUMO	5
1.1 Ajuste de curvas de consumo	5
1.1.1 Tabla de consumidores y datos	6
2 EVALUACION DE SOLUCIONES ENERGÉTICAS	13
2.1 Descripción del emplazamiento	13
2.2 Evaluación general de recursos energéticos.....	14
2.2.1 definicion del proyecto	14
2.2.2 EVALUACIÓN recurso solar	16
2.2.3 EVALUACIÓN recurso eolico	17
2.2.4 EVALUACIÓN recurso biomasa	19
2.2.5 EVALUACIÓN recurso almacenamiento en baterias	21
2.2.6 EVALUACIÓN recurso almacenamiento hidrico	22
2.3 Tecnologías utilizadas	24
2.3.1 parametros de diseño	24
2.3.2 fotovoltaica	26
2.3.3 eolica	28
2.3.4 biogas.....	29
2.3.5 almacenaje	30
2.3.6 medida y control	34

INDICE DE FIGURAS

<i>Figura 1 Consumidores tipos, numero y consumo eléctrico.</i>	5
<i>Figura 2 Consumidores tipos, numero y consumo térmico.</i>	6
<i>Figura 3 Referencias de consumos y zonas climáticas. Fuente IDEA</i>	6
<i>Figura 4 Curva de consumos p.u. Fuente Linda Petersen</i>	7
<i>Figura 5 Valores vivienda Unifamiliar con Y SIN variación aleatoria. Fuente elaboración propia</i>	7
<i>Figura 6 Curvas consumo eléctrico de cada consumidor. Fuente Elaboración propia</i>	8
<i>Figura 7 Curvas de consumo térmico de cada consumidor. Fuente Elaboración propia.</i>	9
<i>Figura 8 Curva de consumo eléctrico. Fuente Elaboración propia.</i>	9
<i>Figura 9 Curva de consumo térmico. Fuente Elaboración propia</i>	10
<i>Figura 10 Comparación perfiles p.u. de granja y radiación solar.</i>	11
<i>Figura 11 Curva de consumo en perspectiva con energía solar.</i>	11
<i>Figura 12 Valores de la curva de consumo</i>	12
<i>Figura 13 Localización de LA Almolda. Fuente Wikipedia</i>	13
<i>Figura 14 Datos La Almolda</i>	13
<i>Figura 15 Recurso Solar La Almolda. Fuente Homer</i>	16
<i>Figura 16 Emplazamiento fotovoltaico</i>	16
<i>Figura 17 Rosa de los vientos Fuente IDAE</i>	17
<i>Figura 18 Recurso Eólico La Almolda. Fuente Homer</i>	18
<i>Figura 19 Ubicación recurso eólico</i>	18
<i>Figura 20 Digestión anaeróbica. Proceso. Fuente IDAE</i>	19
<i>Figura 21 Recurso hidrológico en Los Monegros</i>	22
<i>Figura 22 Planteamiento de central reversible. Fuente Elaboración propia</i>	23
<i>Figura 23 Precios compra punta y valle y de Som Energía</i>	25
<i>Figura 24 Precios de venta de energía de OMIE</i>	25
<i>Figura 25 Evolución de costes de las tecnologías fundamentales</i>	26
<i>Figura 26 Valores de modulo fotovoltaico. Fuente Homer</i>	27
<i>Figura 27 Curva de potencia modelo nED100. Fuente Norvento</i>	28
<i>Figura 28 Característica de las plantas estándar de Biogas. Fuente Norvento</i>	29
<i>Figura 29 composición de la batería de electrolito de Na</i> Fuente Aquion Energy	30
<i>Figura 30 Almacenamiento modular de flujo. Fuente Hydraredox</i>	31
<i>Figura 31 Precios Batería de flujo</i>	31

<i>Figura 32 Almacenamiento de hidrogeno. Esquema y caraceterisiticas</i>	32
<i>Figura 33 Modelo compacto Helios. Fuente PYLON-NERTWORK</i>	32
<i>Figura 34 Red distribuida y contadores inteligentes.</i>	34

INDICE DE TABLAS

<i>Tabla 1 Valores de aprovechamiento como biogás del estiércol animal.....</i>	19
<i>Tabla 2 Cantidad de biomasa aprovechable en La Almolda.....</i>	20
<i>Tabla 3 Recurso de biomasa y equivalente de producción. Fuente Elaboración propia.....</i>	20
<i>Tabla 4 Comparación de tecnologías y costes.....</i>	21
<i>Tabla 5 Precios almacenamiento. Fuente Santiago Galbete y Félix García Torres.....</i>	33

1 EVALUACION DEL CONSUMO

En este apartado se dibujarán y evaluarán las curvas de consumo, tanto eléctrico como térmico.

1.1 Ajuste de curvas de consumo

Para el estudio del consumo actualizado del pueblo se ha realizado varias vías de estudio, partiendo en primer lugar de los diferentes usos de puntos de consumo del pueblo.

Así, se han definido varios consumidores estándar, como son dos tipos diferentes de hogares, unos de electrificación media y otros de una electrificación elevada, granjas de animales, escuela, edificios del ayuntamiento, talleres y oficinas, y tiendas y bares.

Cada uno de ellos responde a un diferente perfil de uso y horario, que se ha podido establecer en curvas horarias gracias a tres fuentes principales.

1. El estudio directo en facturas de los consumos anuales
2. Los estudios de consumos de IDAE.^{1 2}
3. Curvas horarias de consumo (p.u.)^{3 4}

La cuarta sería el trabajo con medidas reales en campo, si el proyecto llegase a término, en una implantación real.

La recopilación de datos reales se ha realizado a través de las facturas del pueblo de los distintos tipos de consumidores, realizando el conteo después según datos del censo y también del proyecto de renovación del abastecimiento de agua del pueblo que se adjunta en el anexo D.

Esta parte de proyecto es importante, pues ha servido para definir también la parte de consumos energéticos derivados de las granjas, cosa que no se había hecho aún en el pueblo.

	AYUNTAMIENTO	TALLERES/OFICINAS	TIENDAS/ BARES	GRANJAS	VIVIENDA T1	VIVIENDA T2	
NUMERO	5	5	10	25	120	30	
kWh/AÑO	20000	6000	13000	20000	3800	7000	TOTAL
TOTAL	100000.00	30000.00	130000.00	500000.00	456000.00	210000.00	1426000

Figura 1 Consumidores tipos, numero y consumo eléctrico.

¹.Consumos del Sector Residencial en España Resumen de Información Básica IDEA 2009

².PROYECTO SECH-SPAHOUSEC Análisis del consumo energético del sector residencial en España.

INFORME FINAL IDAE 2009

³. Load Modelling of Buildings in Mixed Energy Distribution Systems. Linda Pedersen February 2017

⁴. An International Survey of Electrical and DHW Load Profiles for Use in Simulating the Performance of Residential Micro-cogeneration Systems

	AYUNTAMIENTO	TALLERES/OFICINAS	TIENDAS/ BARES	GRANJAS	VIVIENDA T1	VIVIENDA T2	
NUMERO	5	5	10	25	120	30	
kWh/AÑO	37143	11143	24143	37143	7057	13000	TOTAL
TOTAL	185714	55714	241429	928571	846857	390000	2648286

Figura 2 Consumidores tipos, numero y consumo térmico.

1.1.1 TABLA DE CONSUMIDORES Y DATOS

Después de esta primera valoración, se ha tenido en cuenta los valores del último estudio de IDAE, para definir la zona donde está ubicado el proyecto, los porcentajes de energía eléctrica y energía de consumo en el hogar, y los baremos medios dados en el estudio. Un buen resumen de estos estudios lo podemos encontrar en esta referencia de la OCU⁵

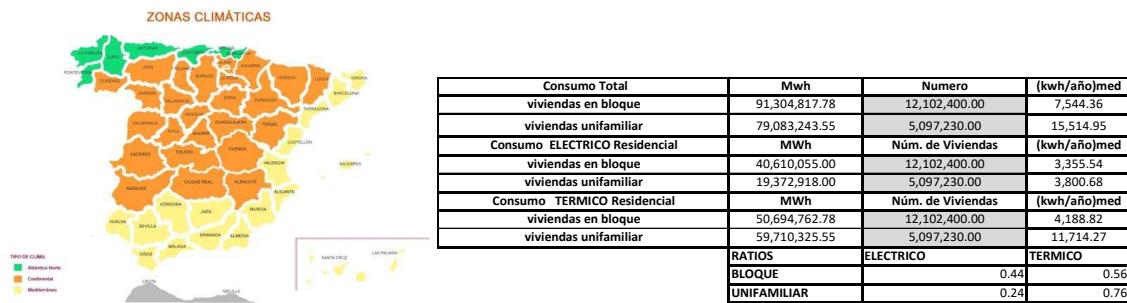


Figura 3 Referencias de consumos y zonas climáticas. Fuente IDEIA

Finalmente, se han desarrollado curvas horarias medias para cada tipo de consumidor a partir de los datos p.u. de la tesis de Linda Petersen. A continuación, se indica las curvas realizadas para los hogares unifamiliares, teniendo los demás la misma construcción:

1. Curva de valores p.u. individual de cada consumidor (Figura 4)
2. Calculo de las curvas estacionales, y laboral/festivo, con y sin variación aleatoria
3. Curva anual de cada consumidor tipo ponderada.
4. Curva de consumo total para todos los consumidores.
5. Repetir procedimiento para curvas de cargas térmicas.

⁵. <https://www.ocu.org/vivienda-y-energia/gas-luz/noticias/cuenta-energia-consume-una-casa-571584>

Hora	Días Laborales						Festivos					
	Invierno	Octono/Primavera	Verano	Desvio	Desvio	Desvio	Invierno	Octono/Primavera	Verano	Desvio	Desvio	Desvio
				Estándar Invierno	Estándar Octono Primavera	Estándar Verano				Estándar Invierno	Estándar Octono Primavera	Estándar Verano
1	0.674	0.586	0.507	0.156	0.113	0.123	0.826	0.689	0.574	0.166	0.178	0.178
2	0.548	0.513	0.447	0.101	0.076	0.073	0.643	0.577	0.497	0.135	0.138	0.138
3	0.516	0.505	0.438	0.08	0.069	0.069	0.578	0.534	0.46	0.116	0.097	0.097
4	0.509	0.505	0.435	0.07	0.066	0.065	0.547	0.515	0.442	0.103	0.074	0.074
5	0.505	0.505	0.431	0.072	0.066	0.064	0.53	0.512	0.437	0.073	0.068	0.068
6	0.51	0.537	0.463	0.074	0.079	0.064	0.525	0.51	0.443	0.065	0.066	0.066
7	0.613	0.681	0.57	0.094	0.125	0.114	0.533	0.563	0.497	0.066	0.103	0.103
8	0.81	0.827	0.682	0.147	0.163	0.158	0.644	0.732	0.623	0.112	0.14	0.14
9	0.93	0.888	0.743	0.177	0.189	0.208	0.927	0.967	0.79	0.195	0.195	0.195
10	0.988	0.872	0.748	0.217	0.203	0.23	1.195	1.131	0.909	0.235	0.269	0.269
11	0.952	0.836	0.737	0.237	0.207	0.219	1.258	1.108	0.913	0.245	0.284	0.284
12	0.928	0.832	0.71	0.252	0.208	0.216	1.276	1.084	0.887	0.301	0.316	0.316
13	0.909	0.82	0.702	0.244	0.215	0.204	1.265	1.059	0.871	0.302	0.322	0.322
14	0.904	0.815	0.709	0.237	0.217	0.208	1.231	1.069	0.88	0.306	0.303	0.303
15	0.956	0.921	0.82	0.23	0.248	0.245	1.292	1.103	0.931	0.322	0.341	0.341
16	1.155	1.075	0.926	0.27	0.275	0.258	1.412	1.162	0.971	0.35	0.362	0.362
17	1.427	1.206	1.014	0.278	0.296	0.345	1.46	1.217	0.995	0.359	0.363	0.363
18	1.521	1.233	1.052	0.287	0.318	0.381	1.5	1.273	1.047	0.349	0.37	0.37
19	1.556	1.308	1.08	0.28	0.324	0.392	1.533	1.368	1.063	0.327	0.35	0.35
20	1.582	1.396	1.13	0.257	0.293	0.372	1.581	1.435	1.089	0.334	0.382	0.382
21	1.607	1.417	1.142	0.273	0.299	0.376	1.545	1.41	1.06	0.327	0.374	0.374
22	1.536	1.323	1.066	0.244	0.26	0.323	1.419	1.275	0.983	0.26	0.325	0.325
23	1.344	1.109	0.923	0.228	0.238	0.294	1.265	1.059	0.855	0.218	0.269	0.269
24	1.021	0.825	0.696	0.194	0.212	0.25	1.004	0.813	0.683	0.187	0.213	0.213

Figura 4 Curva de consumos p.u. Fuente Linda Petersen

Se discrimina curvas por estaciones y laboral/ festivo, y se hace una estimación aleatoria (Figura 5), para observar la diferencia. Este factor es derivado del carácter variable de las medidas encontradas en la tesis.

Las curvas de la derecha reflejan los consumos tipos de festivo, laboral y su media anual ponderada.

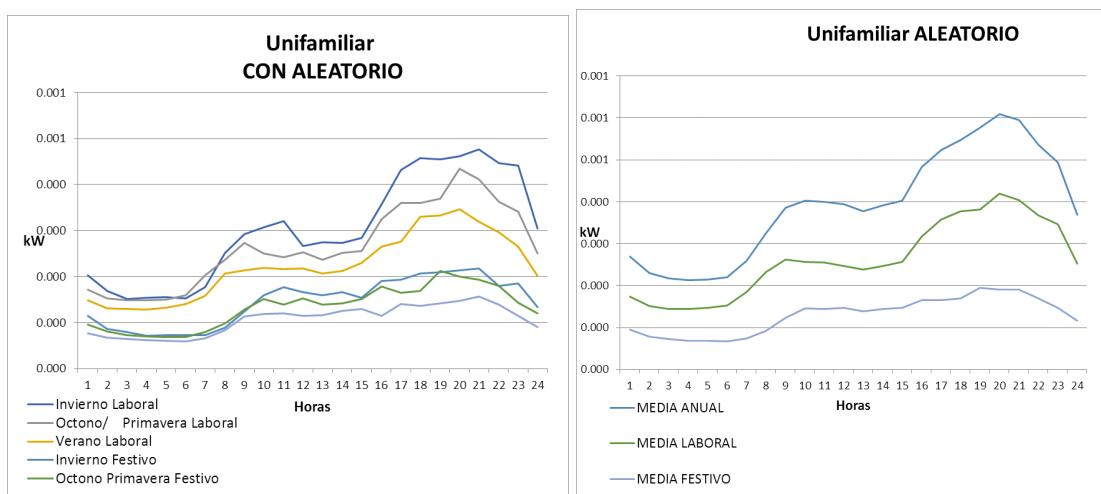


Figura 5 Valores vivienda Unifamiliar con Y SIN variación aleatoria. Fuente elaboración propia

Las figuras de todos los consumidores (Figura 6)

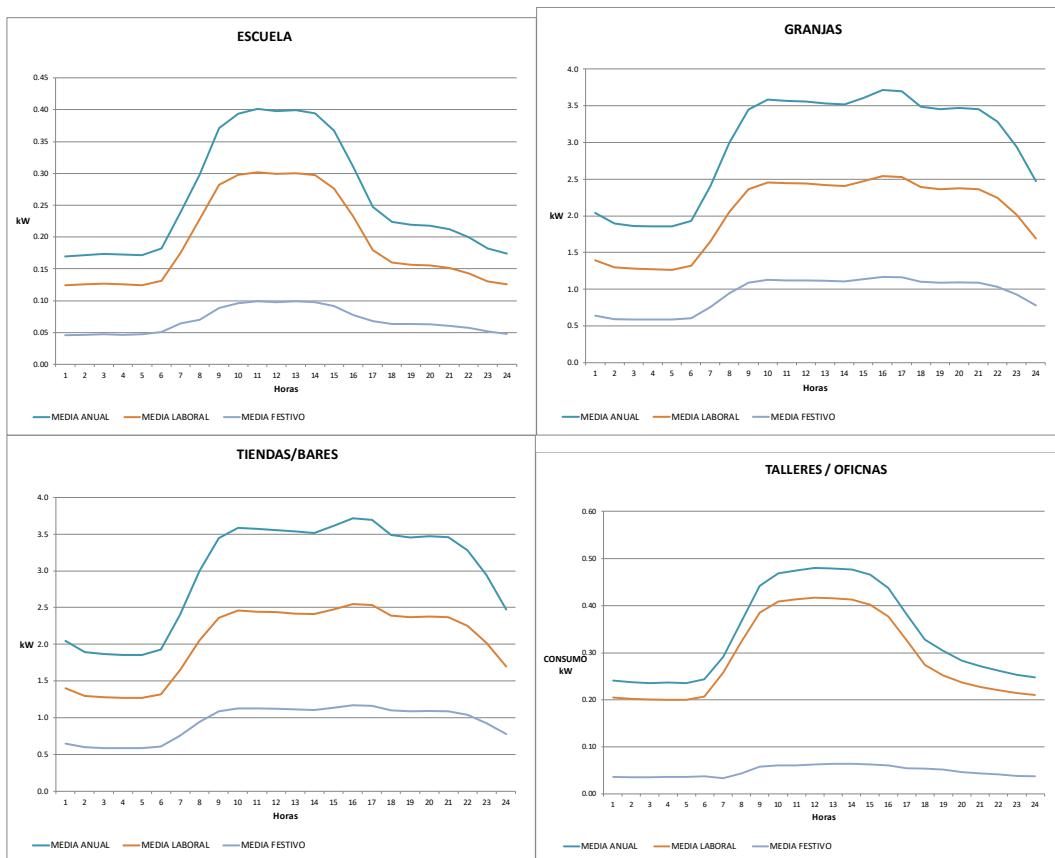


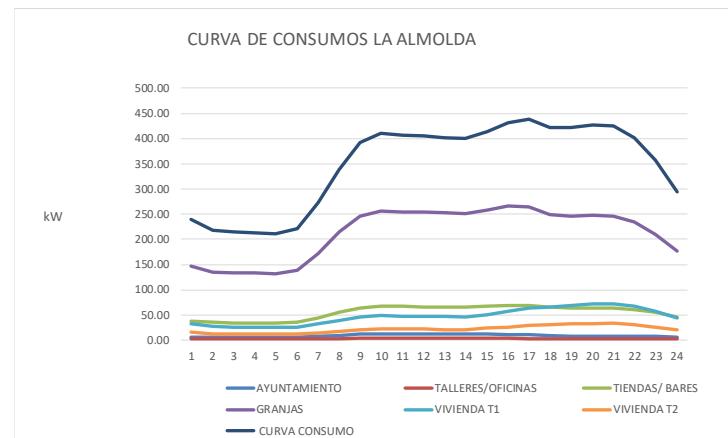
Figura 6 Curvas consumo eléctrico de cada consumidor. Fuente Elaboración propia

Se realiza el mismo procedimiento para la estimación de las curvas de consumos térmicos (Figura 7).



Figura 7 Curvas de consumo térmico de cada consumidor. Fuente Elaboración propia.

Uniendo todas estas curvas unitarias para todas las unidades que componen el núcleo urbano, se llega a las curvas de consumo tipo para la localidad de La Almolda.



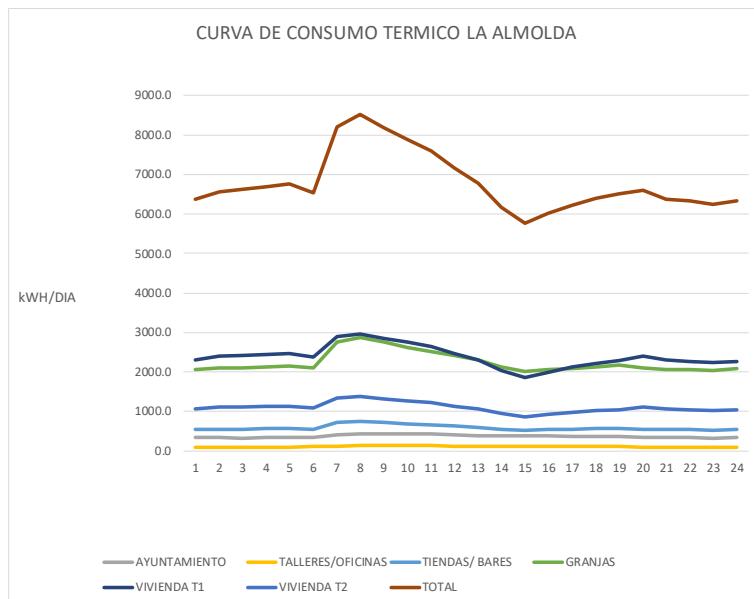


Figura 9 Curva de consumo térmico. Fuente Elaboración propia

Varias consideraciones salen de un primer análisis de estas curvas de consumo.

La primera es que los consumos de las granjas existentes son casi tan importantes como los de las viviendas de la localidad, con la peculiaridad de que se hallan dispersas en los alrededores del núcleo urbano del pueblo. Al estar construidas ya las granjas, prácticamente todas tienen alimentación directa de la red de distribución.

En alguna de las granjas construidas en los últimos años, al no tener acceso a la red cercana, se ha planteado su alimentación en isla debido a la carestía de acercar la red hasta ese punto de acceso.

Se ha utilizado un generador de combustible fósil en lugar de plantear una instalación fotovoltaica más baterías, por el desconocimiento de esta solución, o empujados por la propaganda sin fundamento de estos últimos años, acerca del elevado precio de las renovables.

La dispersión de las granjas no hace posible el introducirlas en una posible red de district-heating, en la que se está pensando para el pueblo, dadas las distancias entre ellas.

Térmicamente pues, las soluciones para las granjas serían aisladas para cada una de ellas, teniendo una gran importancia en el porcentaje de energía limpia final, ya que prácticamente todas las calefacciones son de combustible fósil también.

En una segunda visión, si se analiza la curva de consumo eléctrico anual de una granja de las incluidas en el pueblo, se observa que su perfil de consumo eléctrico es mayor en los meses en concordancia a los meses de mayor radiación solar (Figura 10), puesto que la evacuación de calor con ventiladores es el único consumo eléctrico prácticamente.

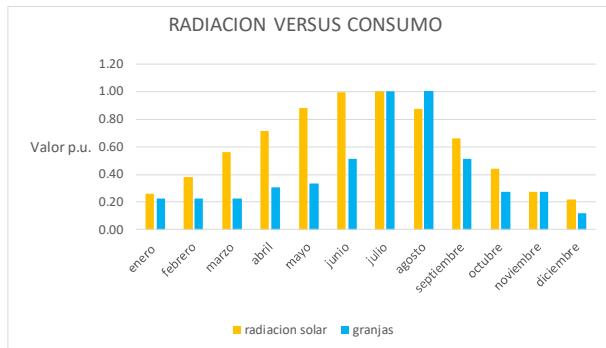


Figura 10 Comparación perfiles p.u. de granja y radiación solar.
Fuente elaboración propia

También el consumo de todos los edificios destinados a trabajos u oficinas coinciden en gran parte del horario con el horario solar, con lo que son fácilmente acopiable en mayor o menor grado estas comparaciones.

Realizando una revisión de la curva de consumo tipo (Figura 11), con una de energía fotovoltaica en paralelo, se puede llegar a las siguientes conclusiones.

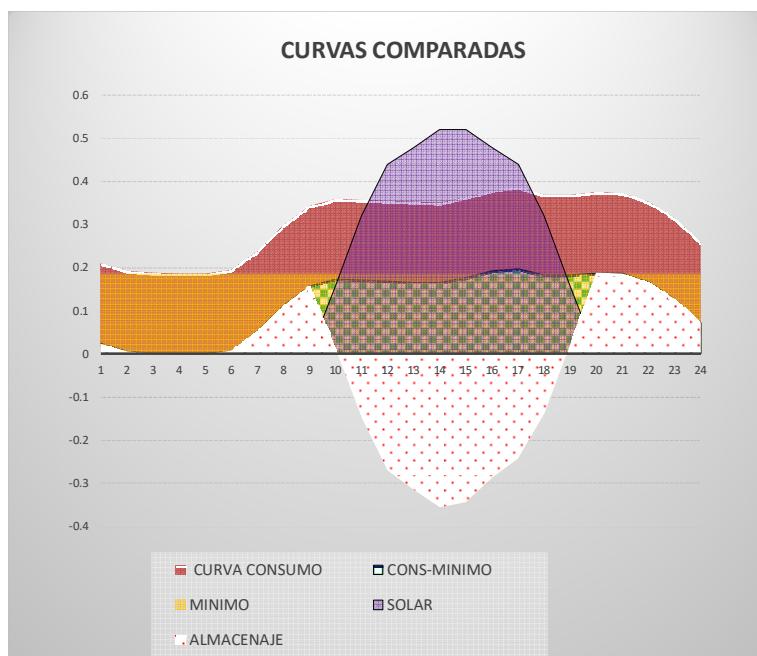


Figura 11 Curva de consumo en perspectiva con energía solar.
Fuente elaboración propia.

Si se pudiese definir una unidad de generación mínima que cubra la parte de generación más baja de manera constante, se tendría ya una parte de la demanda controlada.

La demanda restante, en un caso hipotético, con esta radiación se cubriría y habría excedentes que podríamos almacenar, que nos cubrirían el resto de la demanda. Los ajustes a esta curva se realizarían desde la red.

La posibilidad de tener todos estos parámetros para controlar en una smartgrid es hoy verdadera, por motivos de costes de almacenamiento, por favorecer energías renovables que no emitan CO₂, y porque la demanda es ya controlable y predecible desde el consumidor.

En este sentido se buscará, en esta unidad de trabajo que es La Almolda, las combinaciones factibles respecto a sus recursos renovables más cercanos.

Para terminar de definir la unidad de consumos, se trabajara en los procesos de simulación con una curva única adaptada al modelo del simulador, y también adaptada a la energía consumida por día del pueblo, que, basándonos en los datos recopilados presentados en la Figura 2 Consumidores tipos, numero y consumo térmico., fijaremos en 6000 kWh/día.

Además, para estimar un posible crecimiento de la energía, debido a posibles errores en la estimación, al crecimiento propio del pueblo, y al aumento de la demanda debido al transporte electrificado en el futuro, se dimensiona el proyecto para unos valores del 125% y 150%.

Valores de la curva de consumo (kWh/dia)	6000	8000	10000
--	------	------	-------

Figura 12 Valores de la curva de consumo

2 EVALUACION DE SOLUCIONES ENERGÉTICAS

En este apartado se evalúan y definen las soluciones energéticas acordes al recurso existente.

2.1 Descripción del emplazamiento

La Almolda⁶, un bonito pueblo enclavado en la comarca de Los Monegros, está situado en la provincia de Zaragoza, en la comunidad de Aragón.



Figura 13 Localización de LA Almolda. Fuente Wikipedia

Importantes son, a la hora de definir sus recursos energéticos, su latitud y longitud, y altitud, que darán la posibilidad de posicionarlo en los diferentes mapas de recursos renovables existentes.

DATOS GEOGRAFICOS			DATOS POBLACIONALES	
LATITUD	LONGITUD	ALTURA	HABITANTES	HOGARES
41° 33' 07" N	0° 12' 26" O	491	581	190
41.5519	-0.2017			

Figura 14 Datos La Almolda

Los datos de la población y el número de hogares son importantes, aunque los censos oficiales no están en acuerdo con los consumos de bienes primarios (agua, electricidad...), ya que esta población, aunque censada en el pueblo, tiene una segunda residencia en otros lugares, normalmente Zaragoza, y utiliza a la residencia de La Almolda como segunda residencia, vacacional o de fin de semana, aumentando su consumo en estos días considerablemente.

Por estas cuestiones, la curva de dimensionamiento aproximada es relativamente importante en esta primera valoración.

Los Monegros es una comarca, o mancomunidad de Aragón, que territorialmente se ubica en las provincias de Huesca y Zaragoza, formada por 31 municipios que gestionan y administran sus servicios de manera conjunta. Por otra parte, La Almolda depende también provincialmente de Zaragoza a través de la diputación provincial, y de Aragón a través del gobierno autonómico, del gobierno de España, y la UE en último término.

⁶.The Future Arrives for Five Clean Energy Technologies – US department of energy 2016 Update September 2016

2.2 Evaluación general de recursos energéticos

La zona climática de los Monegros es un microclima, definido por su emplazamiento en el Valle del Ebro, que por su orografía define un terreno con muy bajas precipitaciones, considerado uno de los desiertos esteparios de la península, que con la zona desértica de Almería son las zonas de menor precipitación de España.

Los recursos a valorar serán pues el recurso solar y el eólico, fundamentalmente.

En el primer análisis, no existiría un recurso fluvial en estos últimos años en la comarca de Monegros, pero en los últimos años se han desarrollado sistemas de regadío a partir de la construcción de uno de los tramos del canal de Monegros. Esto crea un espacio para la posible generación distribuida con microturbinas, que se analizará.

Otro de los posibles recursos se halla en la cabaña ganadera de la localidad. En el tratamiento tradicional de los residuos orgánicos, se ha optado por la eliminación de estos como abono sin tratar.

Esto ha ocasionado actualmente, debido a la gran concentración de nitratos en los purines, una contaminación alarmante de acuíferos, además de graves problemas de olor en los lugares. Se intentará el dimensionamiento de este recurso como productor de biogás.

Además, la conversión del transporte convencional hacia el eléctrico, y las distintas medidas de eficiencia energética que se describirán, tendrá como resultado también un importante ahorro en consumo y emisiones de CO₂.

2.2.1 DEFINICION DEL PROYECTO

En este proyecto se plantea un modelo mixto, de planta única para todo el pueblo y de control unitario del consumo para los consumidores finales, de propiedad compartida en régimen cooperativo, buscando las siguientes ventajas:

1. El menor coste y complicación de la instalación.
2. El empoderamiento de los consumidores.
3. La posibilidad de implicación individual y colaboración en las medidas.

La colaboración de las instituciones públicas, en todos los niveles, es muy importante en este proceso, con políticas de apoyo a este tipo de procesos, en virtud de la aplicación de las normativas europeas.

Así pues, sería necesario que las autoridades más próximas, ayuntamiento, mancomunidad, diputación provincial, y gobiernos, español y de la UE desarrollaran políticas acordes en todos los niveles.

Es importante también reseñar que un proyecto de este tipo no puede dejar de ser voluntario desde el lado del consumidor.

Uno de los problemas que existirían en los pueblos en general, es la reticencia de cada consumidor a crear su propia instalación, además de su precio más elevado, con los consiguientes problemas legales que existe en España para considerarse autoconsumidores.

También es complicado el hecho de que la población, envejecida en un alto grado, no entienda bien el beneficio del proyecto. Sería necesario una participación activa de las instituciones en pedagogía en positivo para la implicación de todas las partes.

También existiría un posible problema económico de implantación del proyecto, aunque se demostrará que los costes actuales del modelo centralizado a sustituir, y de propiedad externa, son mayores.

Está claro que en el mix energético del futuro inmediato y del presente, la energía fotovoltaica será uno de los elementos fundamentales porque es ya una tecnología madura, por su simple instalación, además de por sus costes, que siguen ofreciendo récords a la baja en cada una de las nuevas subastas que se producen.

La evolución a la baja del precio ha llegado a que esta energía haya alcanzado⁷ ya la paridad de red y sea una de las energías con precios más bajos.

⁷ PV GRID PARITYMONITOR Commercial Sector 3rd issue. Creara Energy experts June 2016

2.2.2 EVALUACIÓN RECURSO SOLAR

El recurso solar de La Almolda es el que aparece en la gráfica de la Figura 15, que nos señala una irradiación media anual de 1551 kWh/m²año.

Otra fuente puede ser pvgis⁸, que señala una irradiación de 1540 kWh/m²año.

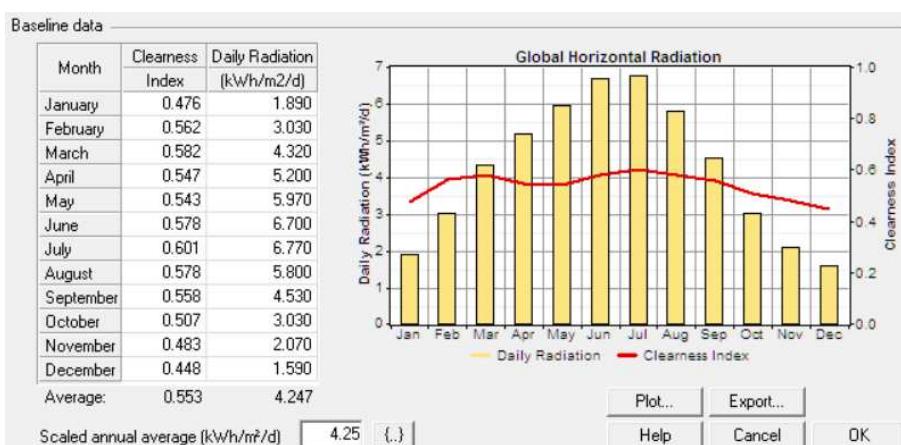


Figura 15 Recurso Solar La Almolda. Fuente Homer

El emplazamiento localizado es una parcela de titularidad municipal, sin sombras, de unos 7000 m².



Figura 16 Emplazamiento fotovoltaico

⁸ <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/DRcalc.php>

2.2.3 EVALUACIÓN RECURSO EOLICO

La Almolda está ubicado en la depresión del Valle del Ebro, y por tanto tiene la distribución de vientos similar, con el efecto predominante del viento cierzo(Figura 17).

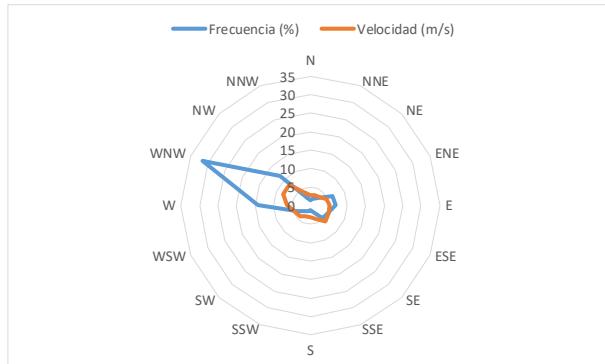


Figura 17 Rosa de los vientos Fuente IDAE

Accediendo a los diferentes mapas que tenemos asequibles, vía internet, hemos llegado a esta configuración

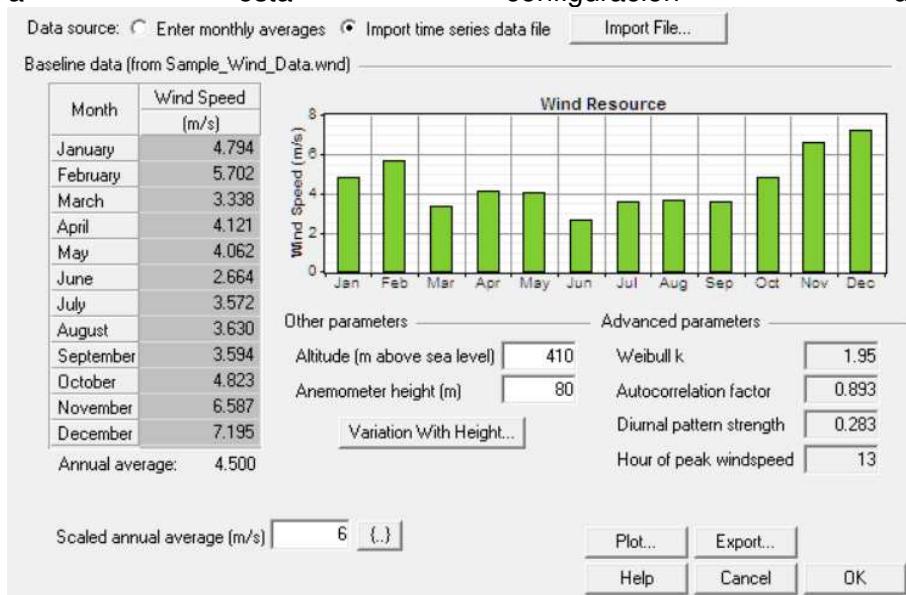


Figura 18.

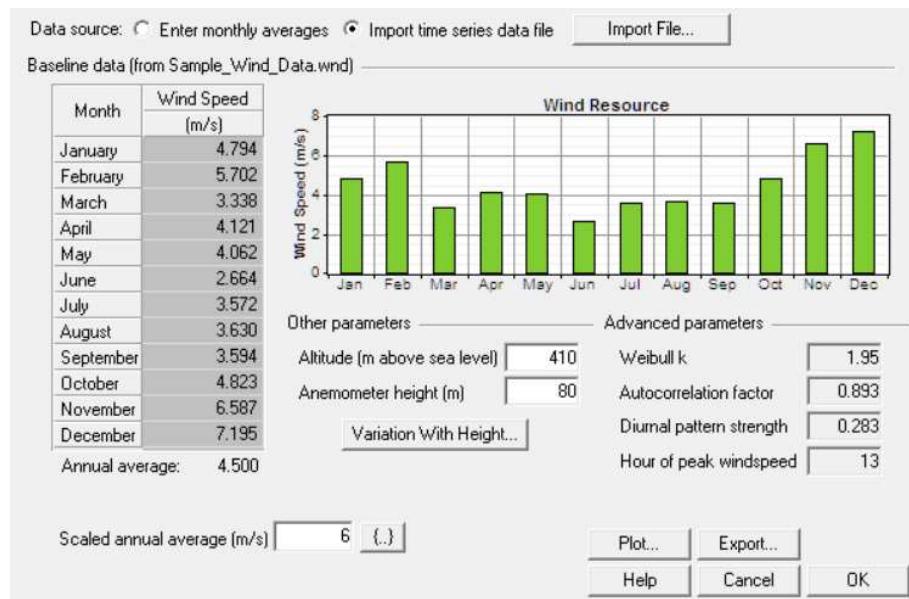


Figura 18 Recurso Eólico La Almolda. Fuente Homer

En principio este recurso está valorado en una altitud de 410 m, en la misma parcela donde se ubicaría el campo solar, aunque pudiera ser que la ubicación en las cimas de la sierra, al pie de la cual está ubicada La Almolda, 590 m fuese una ubicación ideal.

Revisando los datos de IDEA⁹, parece que afectan más las turbulencias de la montaña, pues en el punto bajo la velocidad es mayor.



Figura 19 Ubicación recurso eólico

⁹ <http://atlaseolico.idae.es/meteosim/>

2.2.4 EVALUACIÓN RECURSO BIOMASA

La existencia de un tejido industrial importante, basado en el sector agropecuario, en la primera fase de producción y no en la de fabricación de productos, de crianza de ganado y producción de diferentes cultivos, hace pensar en el aprovechamiento de la biomasa generada.

Dado el carácter de este proyecto, que quiere propiciar el autoconsumo del pueblo en un entorno renovable y sin emisiones, se va a centrar en utilizar la solución que pueda realizar la digestión anaeróbica¹⁰ de los residuos ganaderos y la producción de biogás.

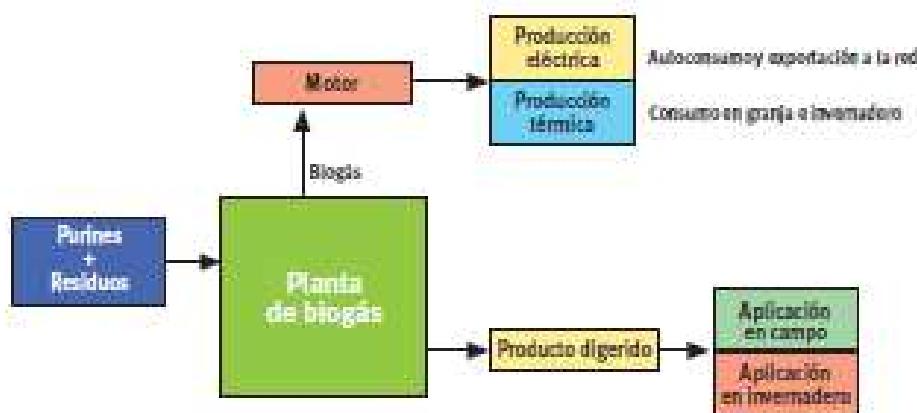


Figura 20 Digestión anaeróbica. Proceso. Fuente IDAE

La biomasa producida en la agricultura probablemente tendría mejor aprovechamiento en un proyecto a nivel más grande, por ejemplo, en la comarca.

La cabaña de ganado existente en La Almolda y su capacidad de aprovechamiento¹¹ es la indicada en la Tabla 1 :

Estiercol	Disponibilidad		Relación	Volumen de biogás	
	Kg/día*	C/N		m3/kg húmedo	m3/día/año
Bovino (500 kg)	10.00	26:1		0.04	0.4
Porcino (50 kg)	2.25	13:1		0.06	0.135
Aves (2 kg)	0.18	19:1		0.08	0.014
Ovino	1.50	35:1		0.05	0.075

Tabla 1 Valores de aprovechamiento como biogás del estiércol animal.
Fuente elaboración propia.

El residuo aprovechable lo tendríamos en los residuos de porcino, fundamentalmente por el problema de su concentración mayor en nitrógeno, y el bovino por su concentración en metano, además de por su posible disponibilidad diaria para el transporte.

¹⁰ BIOMASA. Digestores Anaerobicos IDEA 2007

¹¹ MANUAL DE BIOGAS. Ministerio de Energía Chile 2011

	CANTIDAD	Estiercol	BIOGAS
	cabezas	Kg/día*	m3/día/año
Bovino (500 kg)	1000	10000	400
Porcino (50 kg)	3000	6750	405
Aves (2 kg)	7000	1260	98
Ovino	6000	18000	450
TOTAL APROVECHABLE		18010	805

Tabla 2 Cantidad de biomasa aprovechable en La Almolda.
Fuente Elaboración propia

La cantidad final de biogás obtenido en función de esta producción de estiércol, y teniendo en cuenta factores como la producción de biogás por tonelada de residuo, perdidas, rendimiento del generador, y potencia calorífica del biogás.

cantidad biomasa(t)/h	salida (Nm3/t)	Kg/h	producción BIOGAS 24h(kg)
1.000	60.00	72	1728
cantidad de BIOMASA(t/h)	producción BIO	kWh energía/día	KW posibles
0.750	1037.38	4720.0608	197
PERDIDAS biomasa	20%		
RENDIMIENTO MACI	70%		18.01 TONELADAS día
potencia calorífica BIOGAS kWh/kg	6.50		

Tabla 3 Recurso de biomasa y equivalente de producción. Fuente Elaboración propia

En este caso, nuestra prioridad es eliminar los residuos existentes y neutralizarlos biológicamente, así que, si no existiese beneficio en esta generación, aun así, es valorable, y, además, la combinación con fuentes renovables nos posibilitaría su implantación.

Además, eliminar los residuos de la cabaña porcina de esta manera puede dar la opción de aumentar su cabaña, ya saturada debido a la contaminación que provoca.

2.2.5 EVALUACIÓN RECURSO ALMACENAMIENTO EN BATERIAS

La posibilidad de almacenamiento en baterías es también un hecho ya reconocido como otro de los vectores del cambio energético, y aquí indicaremos dos posibilidades:

1. Las baterías en sus diferentes tecnologías maduras
2. El recurso hídrico

Las baterías que se van a analizar en este proyecto son tecnologías consolidadas, que sean adecuadas por el tamaño del proyecto, y que tengan una distribución ya en el mercado como productos consolidados. Analizaremos en detalle en el siguiente apartado de tecnologías, indicando una tabla resumen con precios actualizados:

TECNOLOGIA	MARCA COMERCIAL	PRECIO	kWh	€/kWh
ion Li	POWERWALL	208,000.00	171.6	1212.1
ion Na	AQUION ENERGY	198,952.00	168.4	1181.8
plomo	ROLLS	141,000.00	164.5	857.3
Nickel hierro	IRON EDISON NICKEL	138,000.00	164.0	841.5
Hidrogeno	HELIOS	80,000.00	170.0	470.6
Flujo	Hydraredox	85,000.00	170.0	500.0
análisis de base				
170 kWh				

Tabla 4 Comparación de tecnologías y costes

Señalar que la batería de hidrógeno produce un recurso adicional de 135 kWh térmicos.

2.2.6 EVALUACIÓN RECURSO ALMACENAMIENTO HIDRICO

El recurso hídrico, paradójicamente para el terreno en el que nos hallamos, el desierto de Los Monegros, es valorable y se trata de lo siguiente:

En el proyecto de abastecimiento del anexo D existen dos balsas de almacenamiento, Una superior perteneciente al antiguo proyecto, de donde se abastecía el pueblo y que servía como reserva para varios días o semanas, y que se alimentaba de una tubería que venía de pantanos aguas arriba. La tubería de abastecimiento tenía muchas pérdidas, y se optó por la anulación de este método.

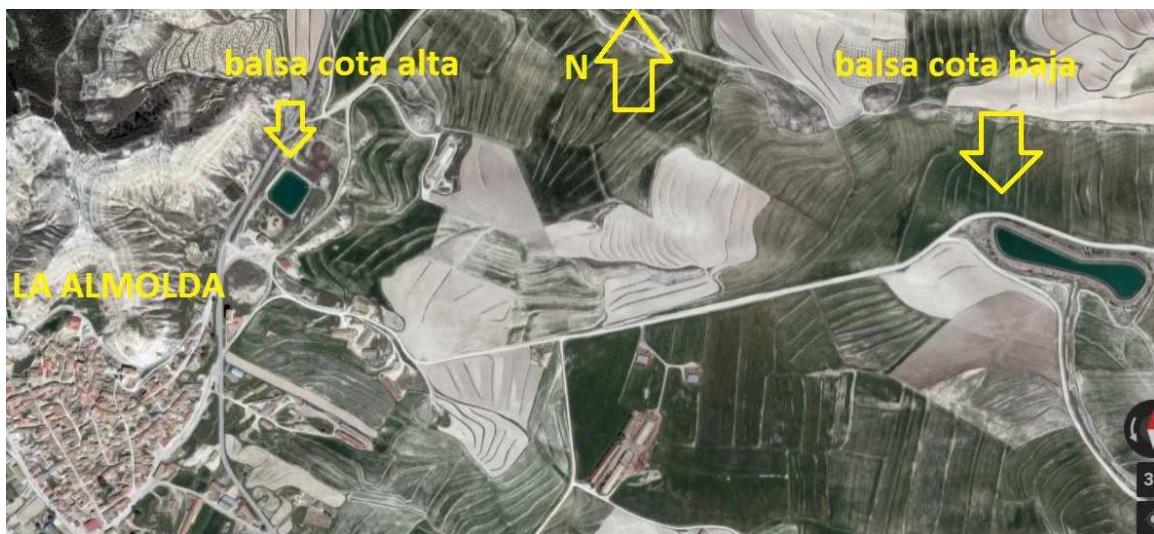


Figura 21 Recurso hidrológico en Los Monegros

Ahora el abastecimiento se realiza desde otra balsa de regadío que está aguas abajo de la anterior, mucho más grande. Después el agua se potabiliza en una planta y se lleva hasta el pueblo mediante otro sistema de tuberías.

La balsa superior ha quedado pues en perfectas condiciones de uso, pero sin función. Se ha planteado la construcción de una central regenerativa (Figura 22), entre las dos balsas, ya que la de regadío aguas abajo tienen mucha mayor capacidad que la de arriba.

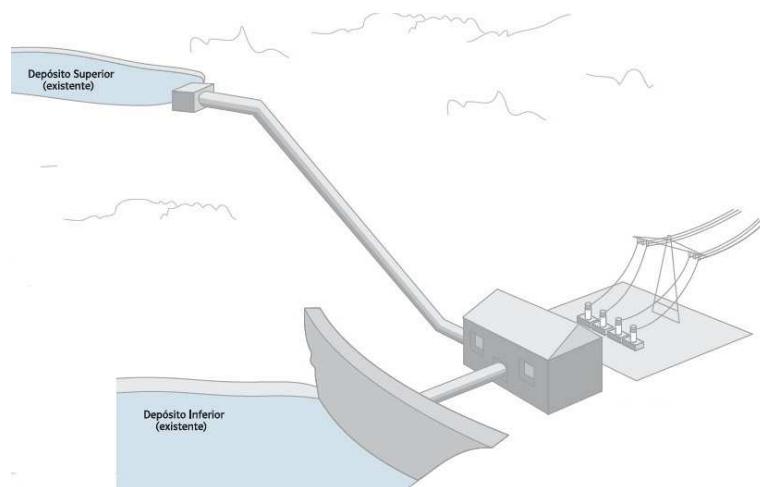


Figura 22 Planteamiento de central reversible. Fuente Elaboración propia

La separación entre las balsas es de 1.5 km., y el desnivel 50 m, teniendo un vaso de 12000 m³, del que podríamos aprovechar 10000 m³ para el turbinado regenerativo, con lo cual podríamos obtener un caudal de 240 m³/s y una potencia de turbinado de 80 kW eléctricos. Para retornar el agua se necesita una potencia de bombeo de 140 kW.

Consultando con especialistas del sector(www.saltosdelpirineo.com), “este tipo de proyectos de pequeña escala hoy no son viables en ninguno de los estudios realizados”.

Se descarta pues esta solución por falta de viabilidad en el proyecto.

2.3 Tecnologías utilizadas

2.3.1 PARÁMETROS DE DISEÑO

A partir de aquí, y los recursos establecidos en el apartado anterior como factibles, se van a utilizar los siguientes generadores en nuestro proyecto.

El observatorio crítico de la energía,¹² nos explica que “*Un mix 100% renovable es perfectamente posible desde el punto de vista técnico, y los trabajos que hemos discutido en este texto lo demuestran rotundamente. Informes como el de ADEME o el de Santiago Galbete, además de mostrar un horizonte energético hacia el que dirigirnos, deben contribuir a algo quizás más importante: a demostrar que la idea -intuitiva, y quizás por tanto arraigada en la mente de mucha gente- de que es imposible producir toda la electricidad de un país con fuentes renovables es falsa. Lo cierto es que, a día de hoy, es posible preguntarse: “dadas las condiciones geográficas, climáticas, demográficas, etc. concretas y reales de un país, ¿cómo garantizar su suministro eléctrico de manera fiable, eficiente y renovable?” y, con los conocimientos técnicos adecuados, obtener una respuesta rigurosa.*”

En este proyecto se va a plantear la viabilidad de un suministro eléctrico 100% renovable, o lo más cercano a este posible para la unidad del pueblo de La Almolda.

Existen multitud de soluciones a este mix 100% renovable¹³, basados en el índice de controlabilidad de la demanda y la generación, controlabilidad propia y a través de almacenamiento.

Serán determinantes los problemas de contaminación que este mix resuelva, por supuesto, y por ello introduciremos parámetros de emisiones y sus posibles costes, en un entorno que favorezca su eliminación.

Otro factor importante y fundamental será la viabilidad económica, por eso nos plantearemos de principio una unidad de demanda al precio del mercado de generación real actual.

Consideramos que todos los usuarios comprarán la energía en el contrato DHA, de discriminación horaria.

Una referencia de precios de compra de electricidad la tomamos de las tarifas 2.0 DHA, en este caso de Som energía, una cooperativa de energía renovable.

¹². Hacia un sistema eléctrico 100% renovable. El ejemplo de Francia y su extrapolación a España
Observatorio crítico de la energía

¹³ Viabilidad técnico-económica para un suministro eléctrico 100% renovable en España.

Santiago Galbete Goyena Tesis doctoral Universidad Navarra 2013

(P1) 3,45 kW x 38,043426 €/kW y año x (30/365) días	10,79 €	
Todo este importe corresponde al coste por peajes de acceso, ya que en Som Energia no añadimos ningún ma		
Facturación por electricidad utilizada		
Detalle del cálculo del coste según la energía utilizada:		
(P1)	48 kWh x 0,158 €/kWh	7,58 €
(P2)	50 kWh x 0,079 €/kWh	3,95 €
De este importe, el coste por peaje de acceso ha sido de:		
(P1) 48 kWh x 0,062012 €/kWh	2,98 €	
(P2) 50 kWh x 0,002215 €/kWh	0,11 €	

Figura 23 Precios compra punta y valle y de Som Energía

La otra referencia para el precio de compra de energía será el de OMIE, que se coge de un día cualquiera de esta época de precios altos, y se minimizará sobre él, para tener márgenes positivos en el análisis.



Figura 24 Precios de venta de energía de OMIE

Otro de los parámetros fundamentales en esta búsqueda será la simplicidad de las soluciones adoptadas, pues el proyecto final debería ser lo más sencillo posible para poder contratar a personal local en su funcionamiento cotidiano, y que la mayor parte de la escala de valor quedase dentro del pueblo.

En este sentido, las tecnologías cercanas (Km 0), o de fabricación nacional también serán priorizadas. En este sentido se optará por fabricación local o nacional como uno de las preferencias en la búsqueda de tecnología.

En el sistema de control de conjunto, se priorizarán las tecnologías de código abierto.

Se propondrán ratios mayores de energía fotovoltaica que eólica, que será más cercano al rango de mini eólica (en varios estudios 1/4 de fotovoltaica sobre total eólica), puesto que tendremos además una parte importante de energía proveniente de la solución de biogás utilizada, siendo ésta también más importante en los meses de menor radiación solar.

Puede ser también que el dimensionado excesivo de alguna de las tecnologías obligue a utilizar mayor cantidad de almacenamiento, y repercutir negativamente en el mix total.

Las tecnologías utilizadas en almacenamiento en particular, y en general, serán prioritariamente las que su ciclo económico sea actualmente circular y recicitable 100%, además de escalable a este tamaño.

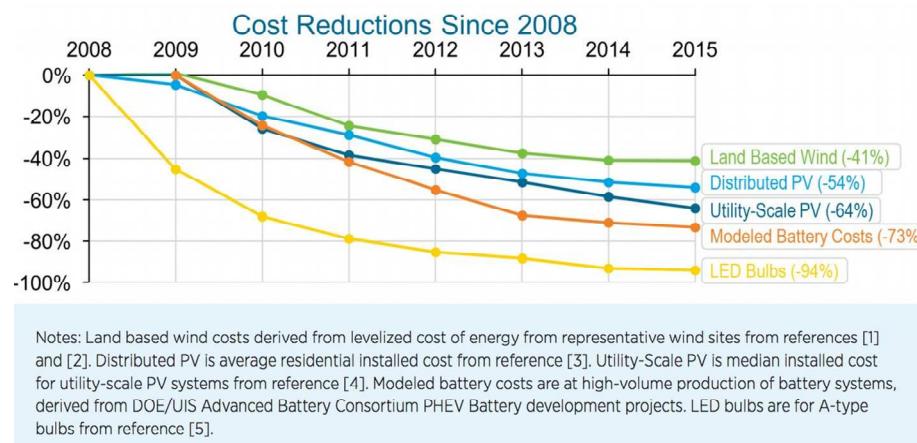


Figura 25 Evolución de costes de las tecnologías fundamentales
Fuente US Department of Energy

En esta grafica de la Figura 25 nos muestra la evolución en los costes de lo que consideran los cinco pilares de la revolución energética en los últimos años ¹⁴ en energía renovable y eficiencia, en los cuales, fotovoltaica, eólica, almacenamiento, además de la implantación de la iluminación led como una de las medidas de eficiencia energética, nos fundamentaremos para nuestro proyecto.

En este contexto, en paralelo en España se ha eliminado prácticamente la inversión en estas tecnologías, y la construcción de plantas, hasta los últimos años que se ha vuelto a potenciar para la explotación (Utilities), y no tanto en la potenciación del autoconsumo.

2.3.2 FOTOVOLTAICA

Los módulos fotovoltaicos utilizados serán mono cristalino, de buen rendimiento, de estructura fija, de bajo mantenimiento, buscando la simplicidad de la instalación. Su inclinación óptima será 37º, según PVgis¹⁵.

Los parámetros de Homer utilizados serán similares a los que definen este tipo de paneles en el mercado, con eficiencia de valores algo menores (15) de los que esta tecnología ofrece, temperatura, fijo o con movimiento, ...

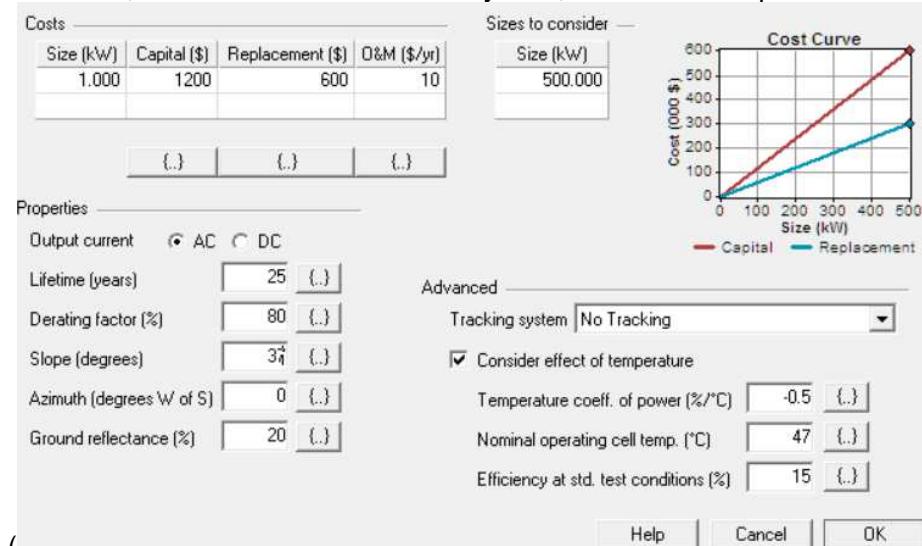
Los precios estarán actualizados según los LCOE de Lazard¹⁶, de su última edición, en el Anexo E.

¹⁴.The Future Arrives for Five Clean Energy Technologies – US department of energy 2016 Update September 2016

¹⁵ <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php>

¹⁶ LAZARD'S LEVELISED COST OF ENERGY INSTALATIONS — VERSION 11.0 LAZARD

En este caso 1200 €/kW, con variaciones de 1000 y 800, 600 € de remplazamiento al



final de vida útil (

Figura 26).

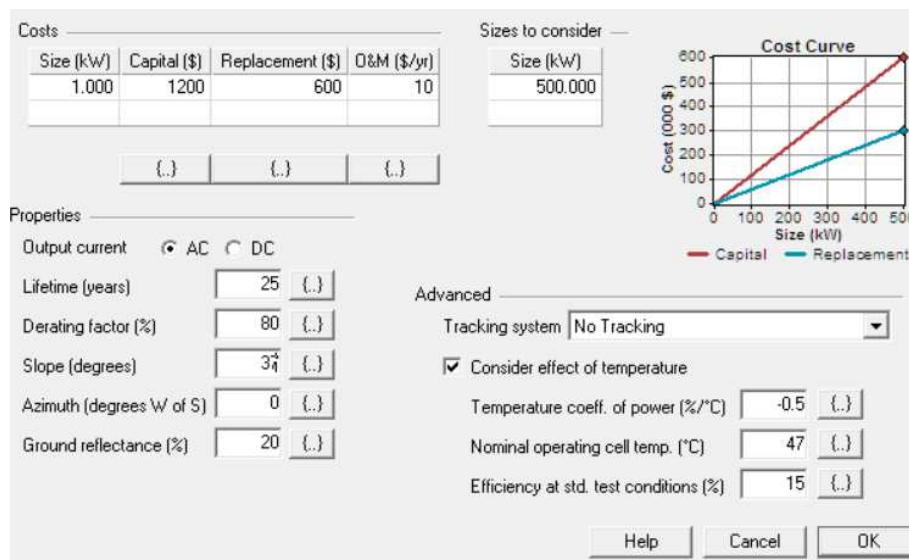


Figura 26 Valores de modulo fotovoltaico. Fuente Homer

2.3.3 EOLICA

Los molinos eólicos utilizados serán de un tamaño de 100 kW, del fabricante Norvento, con las curvas de potencia de la Figura 27

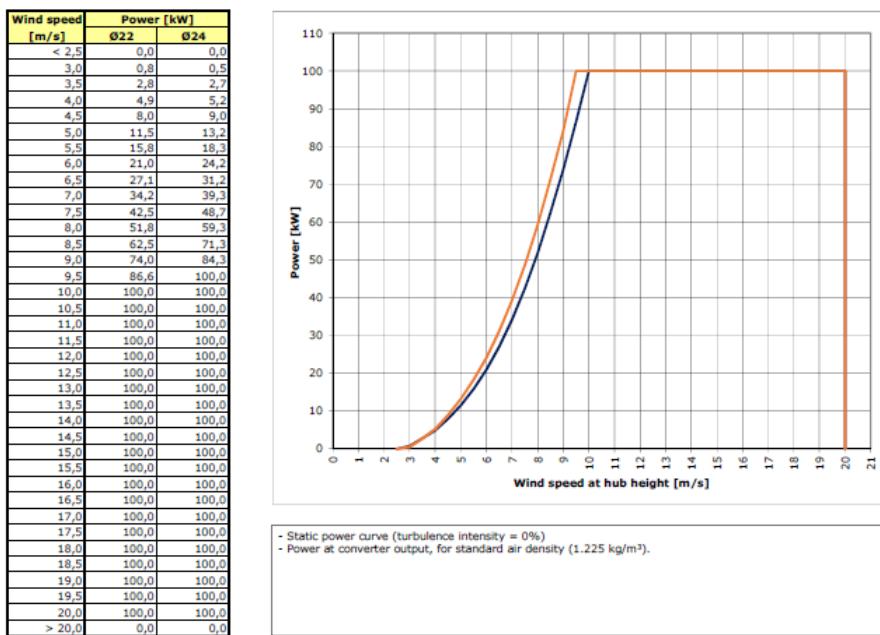


Figura 27 Curva de potencia modelo nED100. Fuente Norvento

Los precios medios de esta tecnología son de 3000-3500 €/kW, dados por el fabricante.

Las características completas, en el anexo E.

2.3.4 BIOGAS

La instalación de referencia de digestión anaeróbica y generación eléctrica y térmica por quema de biogás serán las instalaciones de Norvento, instalaciones estándar de 50 y 150 kWe, en trifásico, que por su modularidad y tamaño son ideales para este proyecto.

Las características principales en la Figura 28.

	Norvento-BioPlant 50	Norvento-BioPlant 150
ENERGÍA ELÉCTRICA (kW)	hasta 50	hasta 150
ENERGÍA TÉRMICA (kW)	hasta 200	hasta 600
TIEMPO DE OPERACIÓN (horas/año)	7.500	7.500
RESIDUOS CONSUMIDOS (toneladas/año)	2.000-4.000	6.000-12.000
PRODUCCIÓN ELÉCTRICA ANUAL (MWh)	hasta 375	hasta 1.125
PRODUCCIÓN TÉRMICA ANUAL (MWh)	hasta 1.500	hasta 4.500
SALIDA ELÉCTRICA	200 V (monofásico), 400 V (trifásico)	400 V (trifásico)
VIDA ÚTIL (años)	20	20

Figura 28 Característica de las plantas estándar de Biogás. Fuente Norvento

La instalación de dos plantas de 50 y 150 kW daría muchas posibilidades en cuanto a ajuste de la capacidad, según cantidades de residuos o necesidades de las instalaciones de energía

En este caso, nuestra prioridad es eliminar los residuos existentes y neutralizarlos biológicamente, así que, si no existiese beneficio en esta generación, la combinación con fuentes renovables nos posibilitaría su implantación.

Los precios, proporcionados por el fabricante están en el orden de:

50 kW

solo calor 375 k€

calor y electricidad) 500 k€

150 kW

solo calor 650 k€

calor y electricidad 875 k€

2.3.5 ALMACENAJE

Se centra este apartado en las tecnologías más novedosas, que se ríjan por los parámetros de diseño mencionados anteriormente como reciclaje integral, modularidad.

Así pues, las tecnologías 100% reciclables son las tecnologías de electrolito de sodio de Aquion energy, las de Hidrógeno, de Greenhydrogen, y las baterías de flujo de Hydraredox. Además, son baterías de gran profundidad de descarga todas ellas.

En el caso de la batería de hidrógeno existe un aporte extra de calor, aprovechable en posibles ciclos térmicos.

La tecnología de Aquion¹⁷ se basa en una batería tradicional, pero de electrolito de sodio, con elementos reciclables y no contaminantes (Figura 29).



Figura 29 composición de la batería de electrolito de Na Fuente Aquion Energy

¹⁷ A Polyionic, Large-Format Energy Storage Device Using an Aqueous Electrolyte and Thick-Format Composite NaTi₂(PO₄)₃/Activated Carbon Negative Electrodes

La tecnología de Hydraredox es una de las más novedosas, y se está desarrollando en Aragón. Está basada en baterías de flujo (Figura 30), adaptables, escalables y modulares con gran versatilidad y altos parámetros de eficiencia, además de sostenible y reciclable.

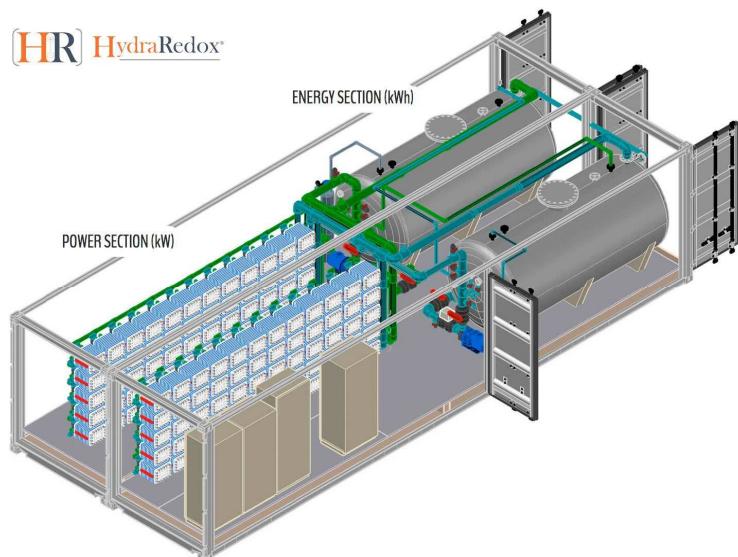


Figura 30 Almacenamiento modular de flujo. Fuente Hydraredox

Los costes de esta tecnología son, estableciendo un baremo de ponderación:

	PRECIO KW H
POTENCIA	200
KWH	400
300	30300
400	40400
500	50500
PRECIO KW H	totales

Figura 31 Precios Batería de flujo

El almacenamiento a través de Hidrógeno¹⁸ se realiza con un montaje de este tipo conectado a la red.

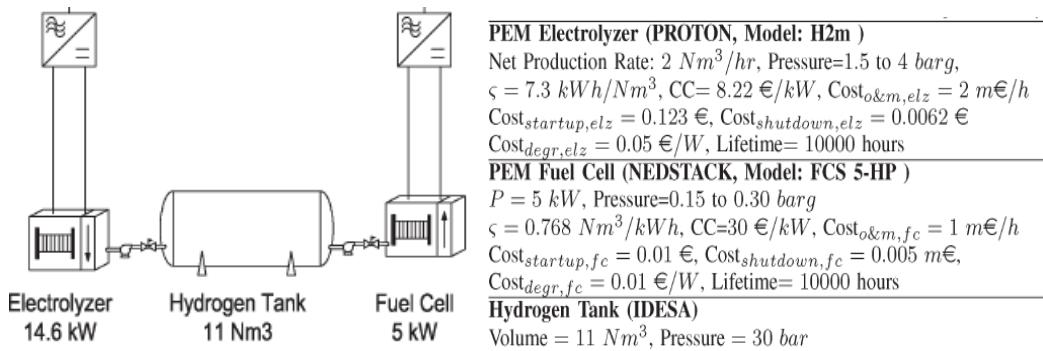


Figura 32 Almacenamiento de hidrógeno. Esquema y características

Fuente Felix Garcia Torres
Los costes están reflejados también en la

Figura 32.

Otro modelo el mismo esquema constructivo, es el de GreenHydrogen, en combinación con PYLON-NETWORK, modular y escalable también (Figura 33).



Figura 33 Modelo compacto Helios. Fuente PYLON-NERTWORK

¹⁸ Optimal Economical Schedule of Hydrogen-Based Microgrids With Hybrid Storage Using Model Predictive Control

Felix Garcia-Torres and Carlos Bordons, Member, IEEE

Los demás precios de estas tecnologías, están localizados desde Lazard¹⁹, en Anexo 5, en la tesis de Santiago Galbete (Tabla 5), y los precios facilitados por Hydraredox y Pylon network (2.2.5).

Tabla 2.8
Coste y eficiencias de las diferentes tecnologías de almacenamientos reversibles

Technology	Power Subsystem Cost \$/kW	Energy Storage Subsystem Cost \$/kWh	Round-trip Efficiency %	Cycles	Source
Advanced Lead-acid Batteries (2000 cycle life)	400	330	80	2000	8
Sodium/sulfur Batteries	350	350	75	3000	8, 9, 10
Lead-acid Batteries with Carbon-enhanced Electrodes	400	330	75	20000	8, 10,13
Zinc/bromine Batteries	400	400	70	3000	10
Vanadium Redox Batteries	400	600	65	5000	11
Lithium-ion Batteries (Large)	400	600	85	4000	8 10
CAES	700	5	N/A (70)	25000	8
Pumped hydro	1200	75	85	25000	10
Flywheels (high speed composite)	600	1600	95	25000	10
Supercapacitors	500	10000	95	25000	12

Fuente: Sandia [SCO 11]

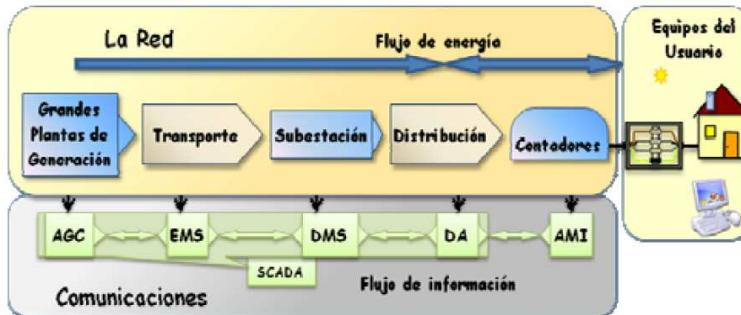
Tabla 5 Precios almacenamiento. Fuente Santiago Galbete y Félix García Torres

¹⁹ LAZARD'S LEVELIZED COST OF STORAGE ANALYSIS-VERSION 3.0.

2.3.6 MEDIDA Y CONTROL

Para realizar una red inteligente en toda su extensión, nos faltará otro elemento fundamental, que es el contador inteligente.

Existen dos tipos de contadores los AMR y los AMI de los cuales ya se ha hablado y escrito con anterioridad en el anexo A.



AGC: Automatic generation control
 EMS: Energy Management System
 SCADA: Supervisory Control and Data Acquisition
 DMS: Distribution Management System
 DA: Distribution Automation
 AMI: Advanced Meter Infrastructure

Figura 34 Red distribuida y contadores inteligentes.

Estos dispositivos (AMI) son los que nos permitirán realizar una gestión verdadera de eficiencia energética, con un flujo de información bidireccional (Figura 34), puesto que podrá realizar políticas de gestión interna de las cargas del consumidor, gestión de su generación si existe, y gestión con la red.



Universidad
Zaragoza

Trabajo Fin de Máster

ANEXO C

Evaluación y simulación

Homer Energy

Autor

Adolfo Terreu Zaballos

Director/es

José Francisco Sanz Osorio



Escuela de
Ingeniería y Arquitectura
Universidad Zaragoza

Año 2017

INDICE

1. evaluacion con homer.....	4
1.1 Valores de referencia.....	4
1.2 Definición de la carga	5
1.3 Definición de la red.....	6
1.4 Evaluación del proyecto de partida.....	8
1.5 Evaluación del proyecto con fotovoltaica	10
1.6 Evaluación fotovoltaica y eólica	12
1.7 Evaluación fotovoltaica y eólica, combinada con Biogas.....	13
1.8 Evaluación de análisis de almacenamiento	17
1.8.1 Almacenamiento de bateria de flujo.....	17
1.9 Evaluación de incremento de potencia fotovoltaica.....	19
2. RESULTADOS	20

INDICE DE FIGURAS

<i>Figura 1 Definición de curva de consumos. Fuente Homer</i>	5
<i>Figura 2 Definición de precios. Fuente Homer</i>	6
<i>Figura 3 Descripción de emisiones del mix de generación</i>	6
<i>Figura 4 Potencia contratada de compra y de venta a la red. Fuente Homer</i>	7
<i>Figura 5 Definición de restricciones del proyecto. Fuente Homer</i>	7
<i>Figura 6 Parámetros económicos del proyecto Fuente Homer</i>	7
<i>Figura 7 Coste del proyecto de generación tradicional para La Almolda</i>	8
<i>Figura 8 Dependencia del precio del sistema con las emisiones</i>	8
<i>Figura 9 Dependencia potencia contratada y capacidad de red y carga.</i>	8
<i>Figura 10 Coste del proyecto de partida.</i>	9
<i>Figura 11 Plata fotovoltaica Representación en Homer</i>	10
<i>Figura 12 Limitación de venta de energía según el punto conexión.</i>	10
<i>Figura 13 Proyecto final 20 % renovable y carga de 10000 MWh/dia.</i>	11
<i>Figura 14 Aerogenerador Representación en Homer</i>	12
<i>Figura 15 Mix renovable 40%</i>	12
<i>Figura 16 Planta digestión anaeróbica. Valores</i>	13
<i>Figura 17 Precios para el recurso biomasa</i>	13
<i>Figura 18 Variación LCOE respecto de precio biomasa.</i>	13
<i>Figura 19 Definición generador en Homer</i>	14
<i>Figura 20 Introducción de recurso fijo de generación.</i>	14
<i>Figura 21 Coste y producción electica del mix.</i>	15
<i>Figura 22 Generación renovable y de red.</i>	16
<i>Figura 23 Definición de batería de flujo</i>	17
<i>Figura 24 Resultados para carga de 8000 Mwh/dia</i>	18
<i>Figura 25 Caso optimo Costes Carga de 8000 Mwh/dia</i>	20
<i>Figura 26 Caso óptimo. Carga de 8000 Mwh/dia</i>	20
<i>Figura 27 Caso optimo Emisiones CO₂</i>	21
<i>Figura 28 Caso optimo LCOE y Ventas de energía</i>	21
<i>Figura 29 LCOE y coste neto. Fuente Elaboración propia</i>	21
<i>Figura 30 Emisiones y Fracción Renovable. Fuente Elaboración propia</i>	22
<i>Figura 31 Biomasa procesada en planta. Fuente Elaboración propia</i>	22

1. EVALUACION CON HOMER

En esta evaluación con el simulador Homer, se definirá primero los valores de referencia del proyecto según la nomenclatura utilizada en Homer.

Después se evaluará un primer proyecto, en el que solo existirán la red y una carga con la curva de consumo que representa a La Almolda, añadiendo a partir de esta los diferentes generadores a valorar.

La evolución de los parámetros y las pautas de diseño del proyecto nos irá definiendo el camino de actuación

1.1 Valores de referencia

VAN y LCOE serán los parámetros de referencia finales en el proyecto. Considerar que, en Homer Energy el valor utilizado es el NPC, coste neto, pero el programa tiene la opción de cambiar el signo y utilizarlo como VAN

Los valores de emisiones de CO₂ y su coste, definirán la optimización de este parámetro, que en este momento y en el futuro serán bien importantes en cualquier proyecto de generación de energía. Además, el valor negativo de dicho parámetro nos daría márgenes de compensación de emisiones en posibles procesos industriales del pueblo, en análisis posteriores.

Otro valor importante es el valor que debe de tener el parámetro de potencia (Purchase Capacity) de compra a red, ligado además al porcentaje de seguridad de la Red (Capacity Shortage), nos dará una idea de las descargas de la línea que llegaría al pueblo teniendo la misma seguridad de suministro, factor clave en las redes de distribución.

El porcentaje de energías renovables (minimum renewable fraction) que produce el pueblo sobre la energía total consumida, también es un factor que ayuda a dimensionar la red, puesto que nos hace aumentar o limitar la potencia instalada renovable y el almacenamiento, con la misma seguridad de red.

También las compras netas (Grid Purchase), que se realizan a red nos ayudan a delimitar todos los demás parámetros, además de ser un elemento para definir la capacidad y previsión de red aguas arriba.

1.2 Definición de la carga

En la Figura 1, se define la carga con todos los parámetros que la caracterizan.

En principio se valora una curva de consumo base de 6 MWh/día, con base posible ampliación en porcentajes alrededor de 25 y 50 %, 8000 y 10000 MWh/ día.

Estos porcentajes de crecimiento representarían la previsión creciente de aumento de consumo en de la red debido al cambio de combustible fósil por electrificación en el transporte y otros consumos térmicos.

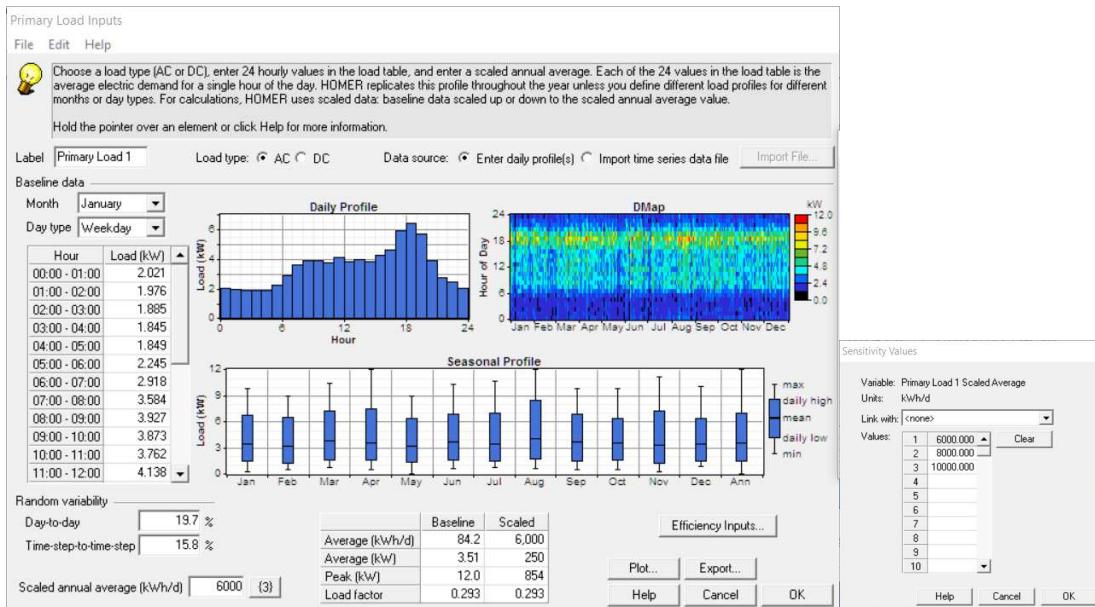


Figura 1 Definición de curva de consumos. Fuente Homer

Aunque se ha definido los consumos de La Almolda, como una parte del proyecto, utilizaremos aquí una carga que representa una distribución parecida.

Las conclusiones del estudio no variarán por este hecho en porcentaje significativos, aportando mas riqueza al estudio, ya que la carga utilizada tiene variación mensual en lugar de trimestral, porque el análisis de nuestra carga parte de perfiles estacionales.

Su perfil además presenta mayores picos en la curva, que nos permiten un análisis más rico.

1.3 Definición de la red

La red tiene varias pantallas donde se definen sus parámetros de variación.

A partir de esta definición de red, la introducción de los nuevos elementos nos irá definiendo el proyecto óptimo.

Los más importantes son el precio de compra y venta de energía, (Figura 2) y los ajustes que definen.

Se han utilizado perfiles y precios de discriminación horaria, definidos en el anexo



Figura 2 Definición de precios. Fuente Homer

En las siguientes pantallas definen las emisiones de GEI que produce el mix de producción de la red.¹ justificado en el anexo E con un documento de la agencia catalana que da energía.

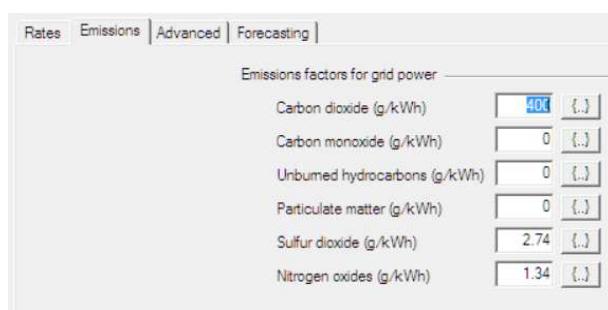


Figura 3 Descripción de emisiones del mix de generación

Otro parámetros necesarios son la potencia contratada de compra y venta a la red, parámetros con los cuales ya podemos definir este proyecto y su economía.

¹ Guia pràctica per al càlcul d'emissions de gasos amb efecte d'hivernacle (GEH). Versió 2017.

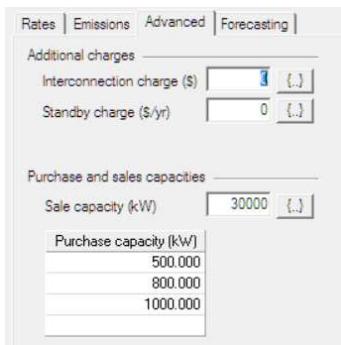


Figura 4 Potencia contratada de compra y de venta a la red. Fuente Homer

Además se define también los datos de emisiones, su limitación y precios, y los datos de restricciones del proyecto, capacity shortage, fracción y porcentajes de renovables.

Emissions Inputs File Edit Help Costs resulting from emissions penalties appear as 'Other O&M cost'. HOMER discards systems that exceed the specified emissions limits. Hold the pointer over an element or click Help for more information. Emissions penalties Carbon dioxide (\$/t) <input type="text" value="20"/> Carbon monoxide (\$/t) <input type="text" value="0"/> Unburned hydrocarbons (\$/t) <input type="text" value="0"/> Particulate matter (\$/t) <input type="text" value="0"/> Sulfur dioxide (\$/t) <input type="text" value="0"/> Nitrogen oxides (\$/t) <input type="text" value="0"/> Limits on emissions <input checked="" type="checkbox"/> Carbon dioxide (kg/yr) <input type="text" value="1e+006"/> <input type="checkbox"/> Carbon monoxide (kg/yr) <input type="text" value="0"/> <input type="checkbox"/> Unburned hydrocarbons (kg/yr) <input type="text" value="0"/> <input type="checkbox"/> Particulate matter (kg/yr) <input type="text" value="0"/> <input type="checkbox"/> Sulfur dioxide (kg/yr) <input type="text" value="0"/> <input type="checkbox"/> Nitrogen oxides (kg/yr) <input type="text" value="0"/> Help Cancel OK	Constraints File Edit Help Constraints are conditions that systems must meet to be feasible. Infeasible systems do not appear in the sensitivity and optimization results. Operating reserve provides a margin to account for intra-hour deviation from the hourly average of the load or renewable power output. HOMER calculates this margin for each hour based on the operating reserve inputs. Hold the pointer over an element name or click Help for more information. Maximum annual capacity shortage (%) <input type="text" value="5"/> Minimum renewable fraction (%) <input type="text" value="0"/> Operating reserve As percent of load Hourly load % <input type="text" value="10"/> Annual peak load % <input type="text" value="0"/> As percent of renewable output Solar power output % <input type="text" value="25"/> Wind power output % <input type="text" value="50"/> Note: HOMER calculates the total required operating reserve for each hour by multiplying each of these four inputs by the load or output value for that hour and adding the results. Primary energy savings <input type="checkbox"/> Minimum primary energy savings (%) <input type="text" value="10"/> Reference electrical efficiency (%) <input type="text" value="100"/> Reference thermal efficiency (%) <input type="text" value="0"/> Help Cancel OK
---	---

Figura 5 Definición de restricciones del proyecto. Fuente Homer

Se define también los valores económicos generales del proyecto, de momento el ciclo de vida y el interés anual de referencia. No se definirá inversiones ni otros mantenimientos de momento. Se utiliza el 2% porque es el valor de referencia habitual del IPC.

Economic Inputs File Edit Help HOMER applies the economic inputs to each system it simulates to calculate the system's net present cost. Hold the pointer over an element name or click Help for more information. Annual real interest rate (%) <input type="text" value="2"/> Project lifetime (years) <input type="text" value="25"/> System fixed capital cost (\$) <input type="text" value="0"/> System fixed O&M cost (\$/yr) <input type="text" value="0"/> Capacity shortage penalty (\$/kWh) <input type="text" value="0"/> Help Cancel OK
--

Figura 6 Parámetros económicos del proyecto Fuente Homer

1.4 Evaluación del proyecto de partida

Una vez definidos los parámetros principales, se procede a la primera simulación para definir el coste de este proyecto.

Se obtiene el precio de partida que nos cuesta alimentar eléctricamente a La Almolda.

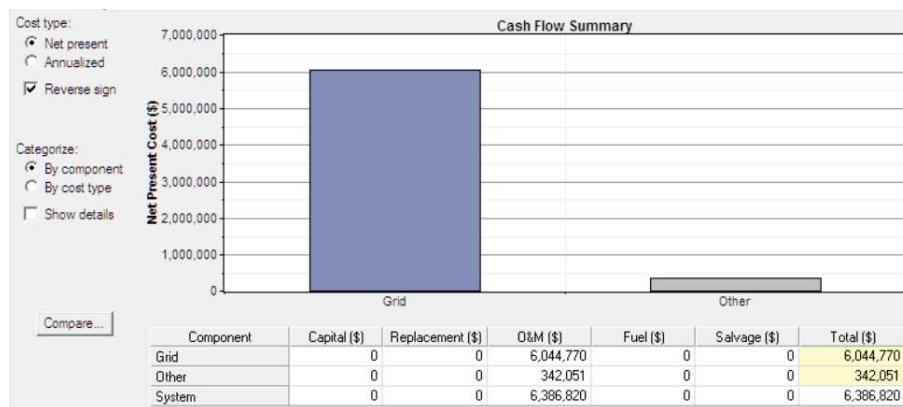


Figura 7 Coste del proyecto de generación tradicional para La Almolda

Se observa la influencia de penalizar las emisiones de GEI en el LCOE del proyecto de la electricidad, así que uno de los objetivos será la disminución de emisiones.

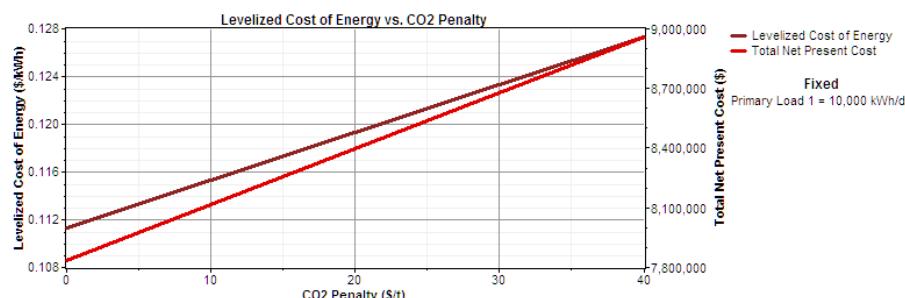


Figura 8 Dependencia del precio del sistema con las emisiones

También se observa que la capacidad de compra desde la red y la carga de consumo están directamente relacionadas. Se observa después que esta dependencia disminuye con el aporte de renovables, lo cual quiere decir que la red aumenta su capacidad.



Figura 9 Dependencia potencia contratada y capacidad de red y carga.

A partir de aquí se fija la carga que representa el pueblo (6 Mwh/dia), así como la capacidad de red (1000 kW) y el precio de emisiones (20 \$), puesto que no aportará más valor su variación a los resultados. Estos serán los valores del proyecto sobre los que se apreciará los efectos del mix renovables.

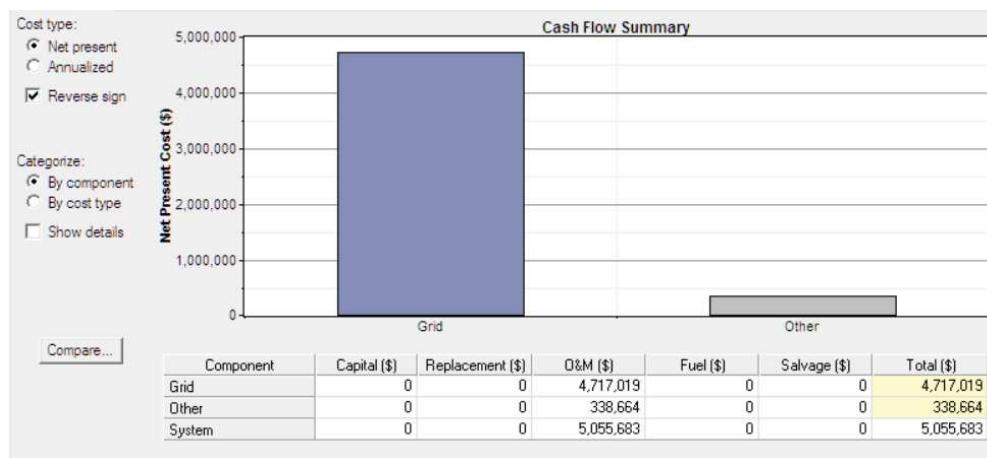


Figura 10 Coste del proyecto de partida.

1.5 Evaluación del proyecto con fotovoltaica

La introducción del campo fotovoltaico define una nueva simulación, en la cual mejoran todos los parámetros del sistema, por ejemplo, a coste final del proyecto, las aportaciones de energía a la red y a la carga abaratan el LCOE de la instalación completa.

La representación de la instalación fotovoltaica en Homer, con los principales parámetros en la Figura 11. Aquí se puede variar el precio de la instalación, y todos los parámetros del módulo. Es de remarcar que el valor de eficiencia estándar es conservador (15%), y ahora los módulos del mercado tienen eficiencias mayores.

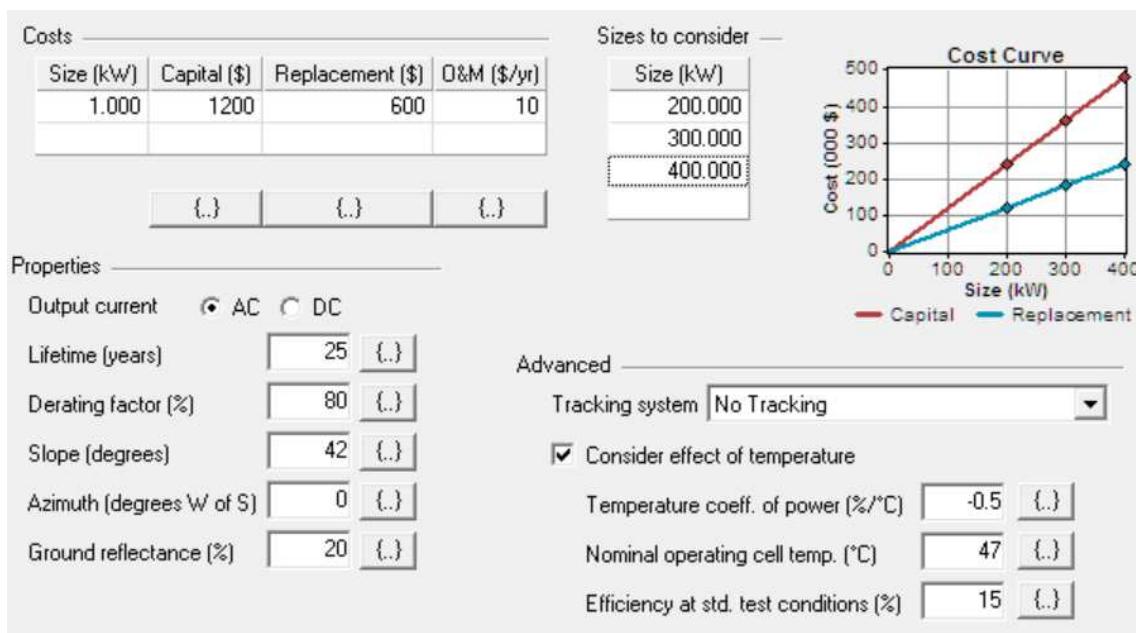


Figura 11 Plata fotovoltaica Representación en Homer

Aquí hay otro parámetro de definición importante y es el punto de conexión de la red, la carga, y la generación renovable. Si es el mismo punto de evacuación, esto es, un punto único donde se conectase la red, existirá esta limitación para la venta de energía.

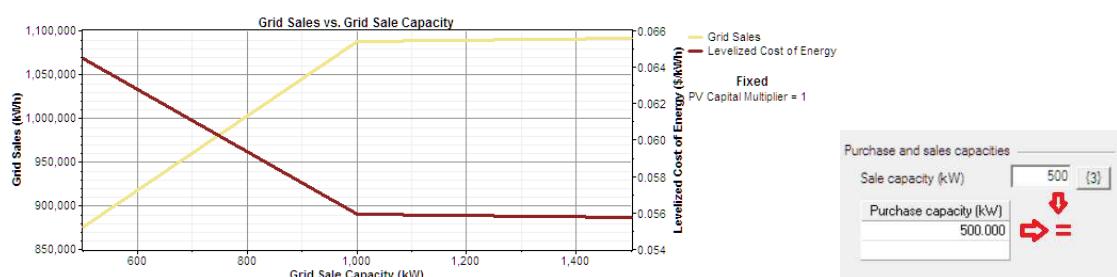


Figura 12 Limitación de venta de energía según el punto conexión.

Se supone para el desarrollo de la simulación que el proyecto tiene un punto de venta de la misma capacidad del pueblo, 1000 kW.

Lo que se pretende es llegar a la autosuficiencia y a no desequilibrar la red y aportar más energía de la que se consume.

Es posible que las líneas tuvieran esa capacidad libre para vender energía en los momentos que la generación renovable autoabastezca al pueblo. Pero esto es el objetivo.

Con esta condición, la compañía eléctrica de distribución no vería cambiadas sus condiciones con respecto al punto de red de La Almolda, punto ya periférico de la red.

Si se analiza esta situación, se obtiene unos resultados muy buenos y que admiten un proyecto con una generación de un tamaño considerable, esto es, la fotovoltaica en estos niveles de precio es muy rentable.

Pero el objetivo final del proyecto es buscar un mix con calidad similar a la existente hoy en la red.

Se establece ahora un límite de energía renovable (20 %) para limitar la fotovoltaica, y este debe ser factible de conseguir cuando la carga sea la máxima esperada (10000 MWh/día). Esto limita la potencia fotovoltaica a 500 kW.

Es una limitación puesto que el mix se puede conseguir con cualquier combinación y se elige una posición conservadora, de momento

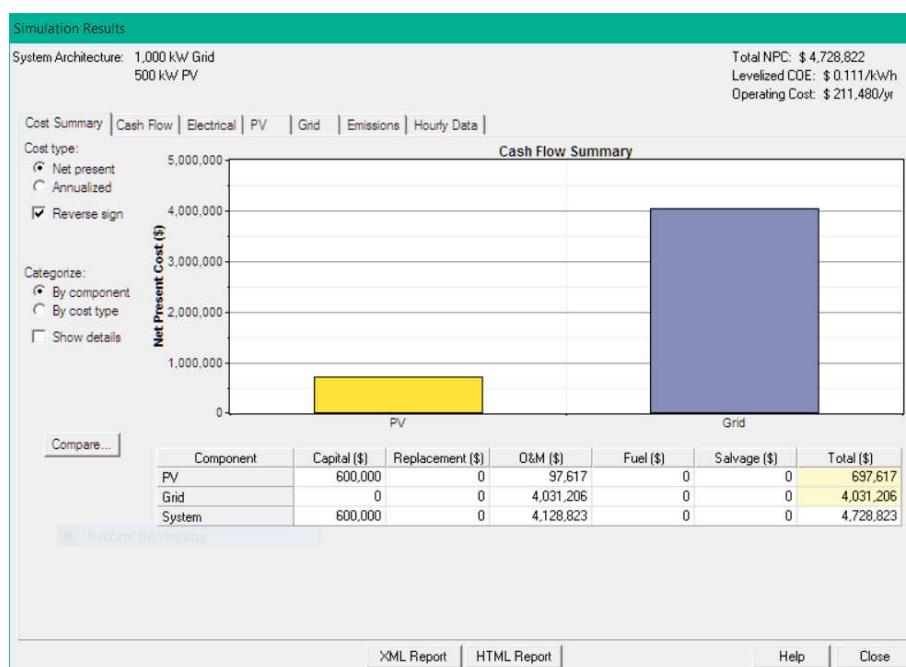


Figura 13 Proyecto final 20 % renovable y carga de 10000 MWh/día.

1.6 Evaluación fotovoltaica y eólica

A la red que existe, se intenta añadirle más estabilidad y carga renovable con el recurso eólico, a través de máquinas de las descritas de Norvento. En este caso se han personalizado sus características en Homer.(Figura 14)

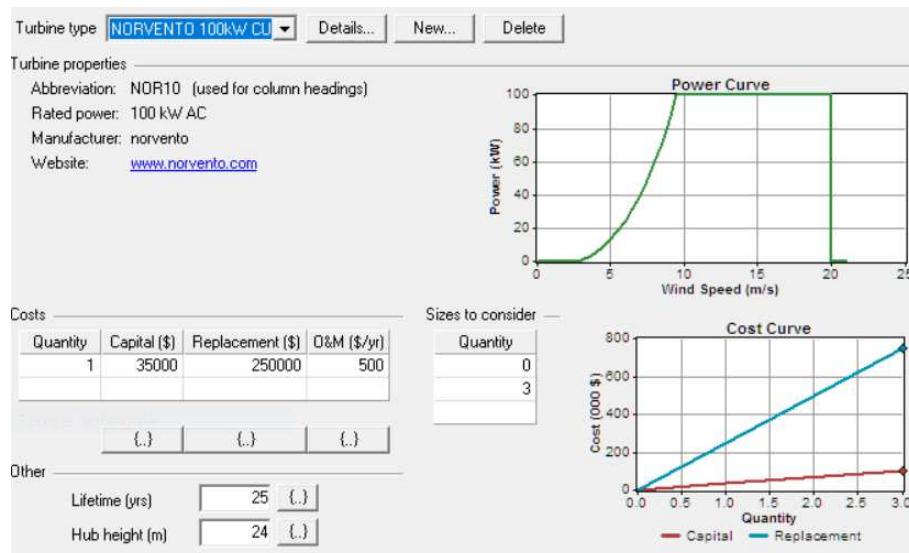


Figura 14 Aerogenerador Representación en Homer

Se ha partido de la red anterior con 300 kW de fotovoltaica, y se valora también la posibilidad de disminución.

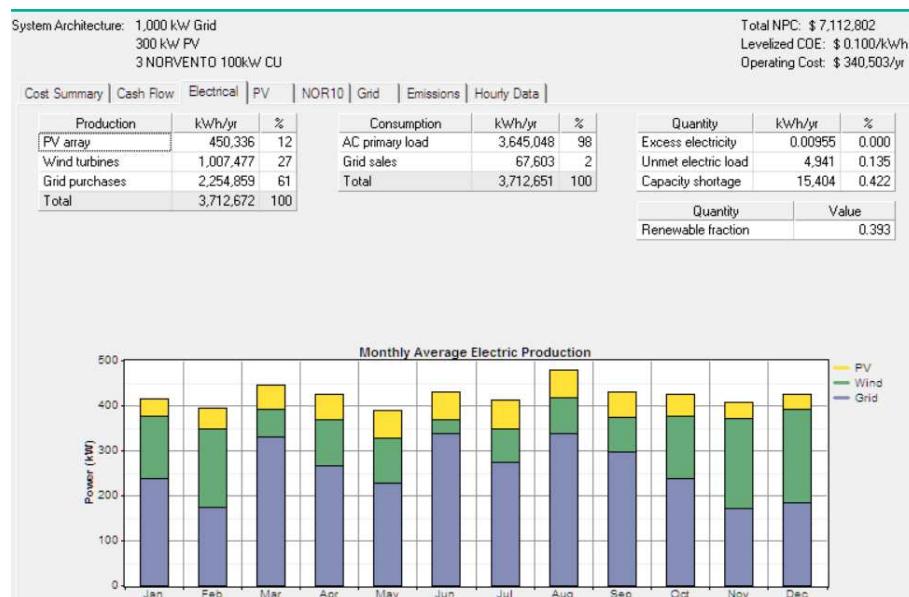


Figura 15 Mix renovable 40%

Se consiguen unos porcentajes de renovables del 40% para la carga mayor, limitando a 300 kW cada una de las fuentes de generación.

1.7 Evaluación fotovoltaica y eólica, combinada con Biogás

Partiendo de la red del apartado anterior, se introduce una generación por biomasa, del tamaño aproximado calculado en el recurso de biogás, 200 kW.

Se tiene que adaptar la planta piloto de digestión anaeróbica como un recurso de biomasa. Esta planta tendrá una producción continua de 500 t/mes con los parámetros señalados de aprovechamiento como biogás, para ser equivalente a las definidas de Norvento, con 200 kW de potencia eléctrica.

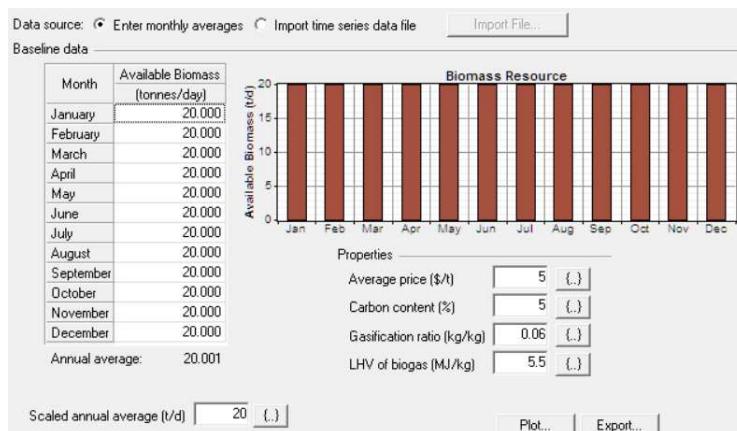


Figura 16 Planta digestión anaeróbica. Valores

Este recurso define en su precio la planta de digestión (con una vida de 20 años) a aproximadamente 5 €.

	50kW	150KW	200kW
bioMasa t/año	3000	10000	12000
t mes	250	833	1000
precio digestor	375000	650000	1025000
precio eléctrico	125	225000	225125
años	20	20	20
t/año	60000	200000	240000
PRECIO/t	6.25	3.25	4.27

Figura 17 Precios para el recurso biomasa

El generador de biogás se define como un generador de los existentes en Homer, poniéndole como combustible biogás (Figura 19). Su funcionamiento sería continuo, aunque se podría programar y maximizar así el beneficio de su recurso.

Se tiene también que el rendimiento de la digestión, en relación directa con el precio del combustible, define el coste final, LCOE, como se puede ver en la Figura 18.

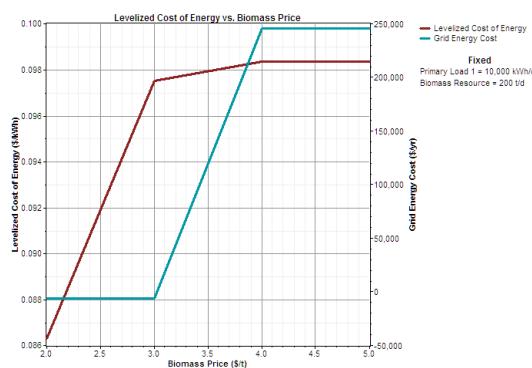


Figura 18 Variación LCOE respecto de precio biomasa.

En este caso, la prioridad es eliminar los residuos existentes y neutralizarlos biológicamente, así que, incluso si no existiese beneficio en esta generación, la combinación con fuentes renovables nos posibilitaría su implantación.

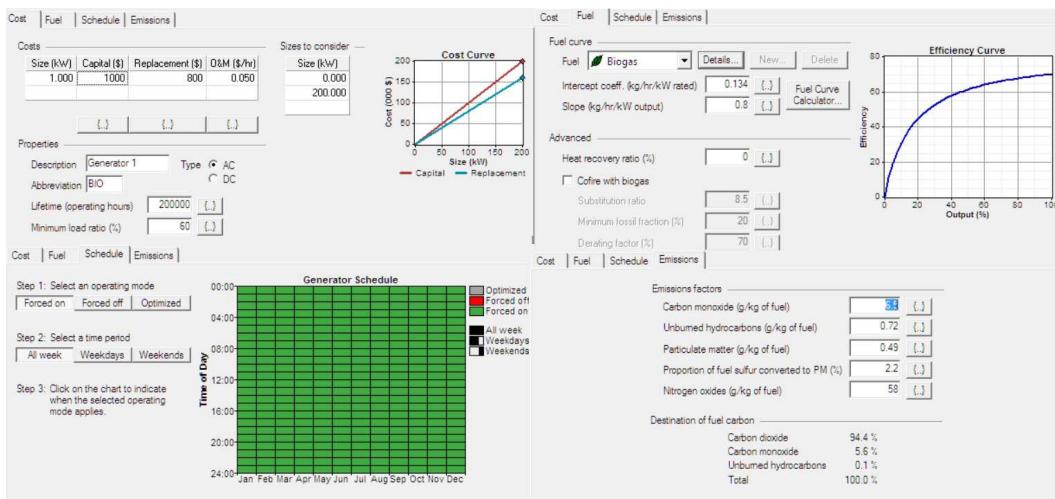


Figura 19 Definición generador en Homer

En la figura se puede observar que, con la producción de biogás, se tiene una base de generación fija, que nos hace disminuir las compras de red, esto es, libera la capacidad a la red.

En recursos de este tipo podría hallarse la estabilidad de la red que nos da el recurso nuclear, evitando otros problemas de contaminación originado por los residuos.

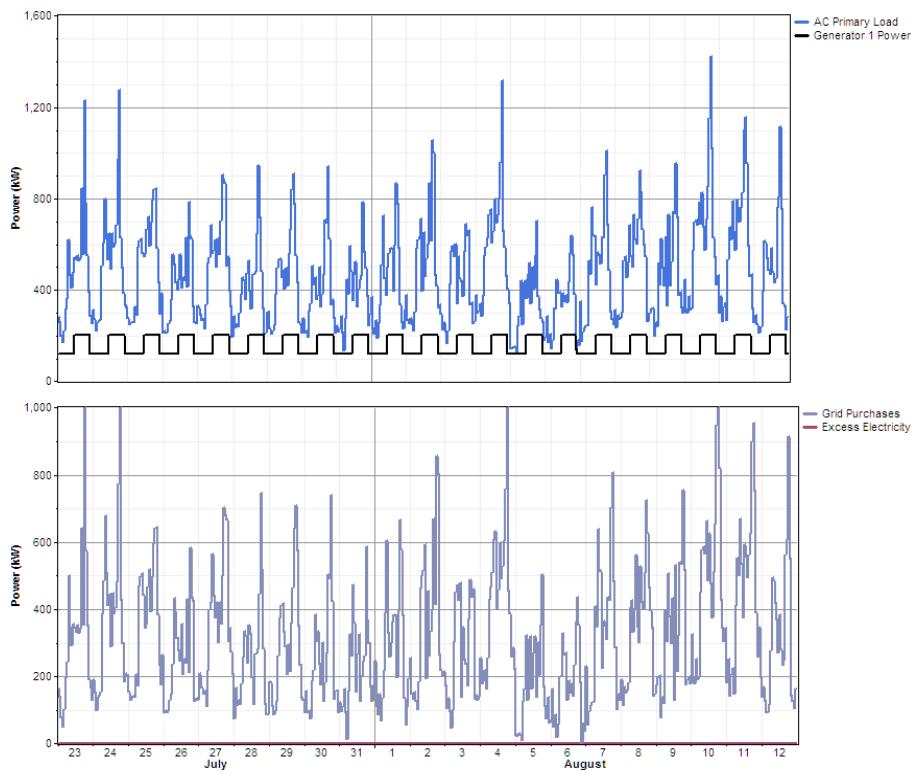


Figura 20 Introducción de recurso fijo de generación.

Se ha definido pues una red con un gran recurso renovable, y con una generación fija, cumpliendo la misma función de estabilidad que cumple en la red la nuclear.

Ahora mismo se definirá el sistema con un generador de 200 kW, un recurso de 20 t/mes, y un precio de 5 €/t. Aunque el precio de coste fuese mayor que el de rentabilidad de la planta, su aporte no valorado como descontaminante lo compensa.

El resultado de este sistema, con 300kW de PV, 300 KW de eólico, y 200 kW de biogás, tendría estos números y esta distribución de producción (Figura 21).

Es de reseñar el aumento del valor de recurso renovable, que ha aumentado hasta un 70%.

Además, se sigue aumentando la capacidad de red puesto que la producción in situ es mayor (Figura 22)

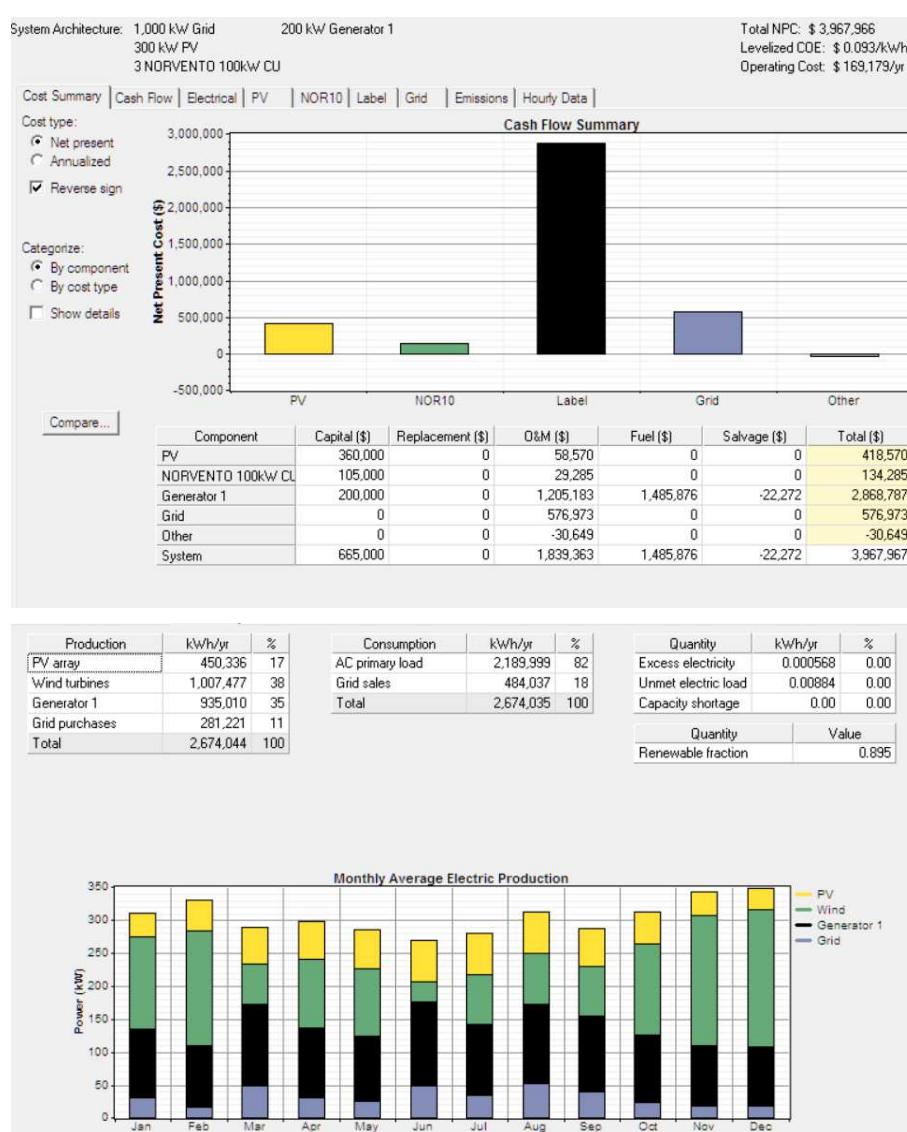


Figura 21 Coste y producción eléctrica del mix.

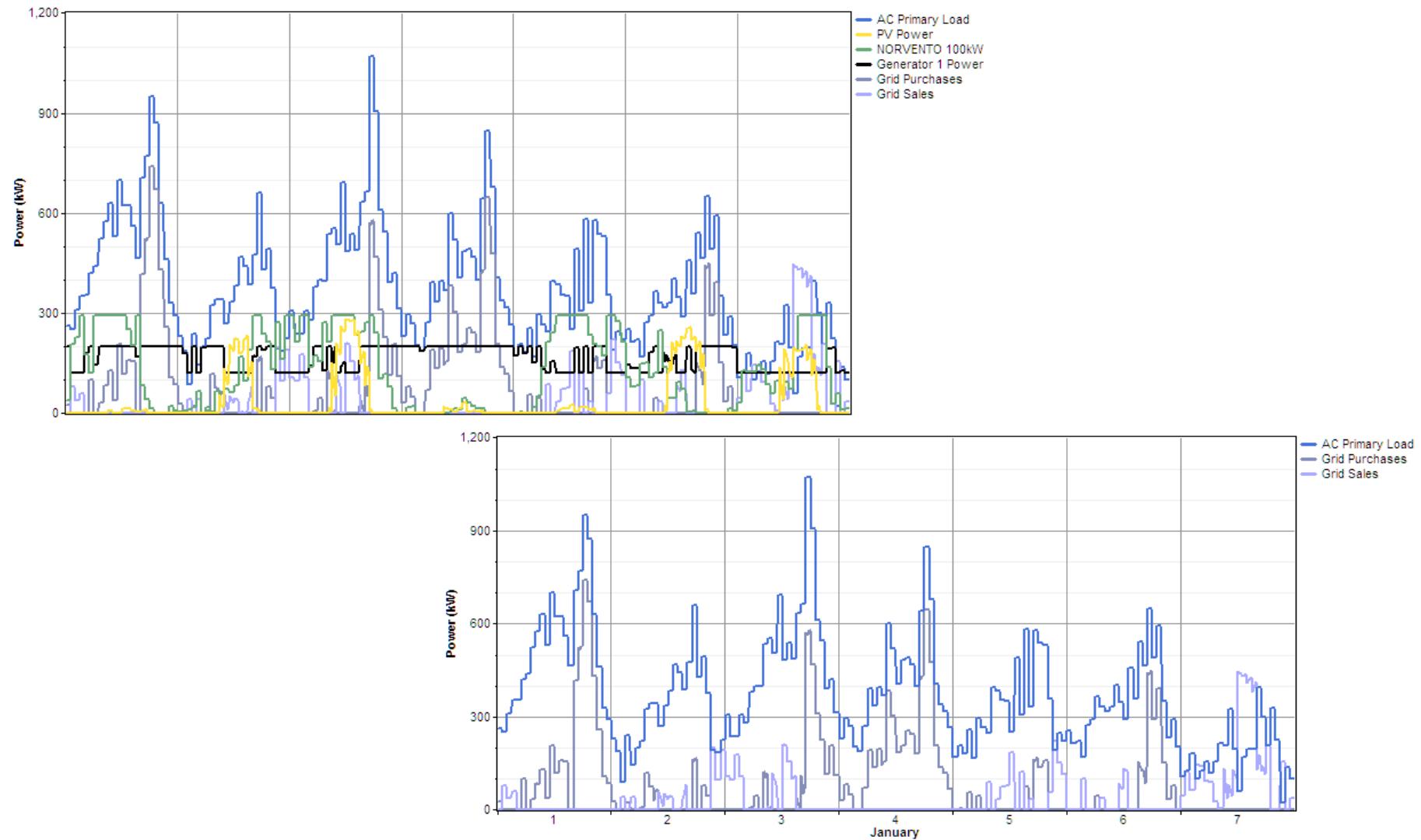


Figura 22 Generación renovable y de red.

1.8 Evaluación de análisis de almacenamiento

La introducción del almacenamiento en la red será efectiva en el sentido que aumente los porcentajes de energía renovable, ya que proporcionará la posibilidad de tener una red local más autónoma, proporcionando mayor capacidad libre a la red externa, además de tener una energía final para el proyecto más barata también como objetivo.

En principio este almacenamiento no tendría capacidad de abastecer a la carga, ya que tendría que ser de una potencia considerable.

Se considera un valor de partida de alrededor 200 kW y 200kWh de capacidad.

1.8.1 ALMACENAMIENTO DE BATERIA DE FLUJO

El primer testeo se realizará con una batería de flujo, ya que su modularidad y bajo coste, su reciclabilidad completa además de la fabricación en Zaragoza, nos hace una solución casi inmejorable candidatos.

La definición de la batería

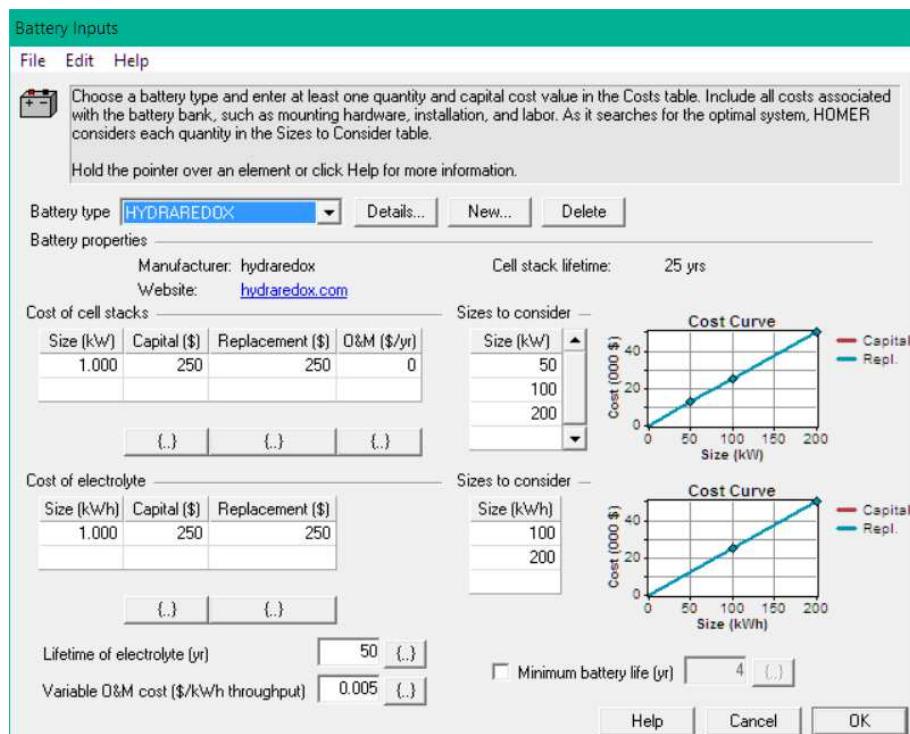


Figura 23 Definición de batería de flujo

Estos son los valores obtenidos para la carga de 8000 Mwh/dia, en la figura 24.

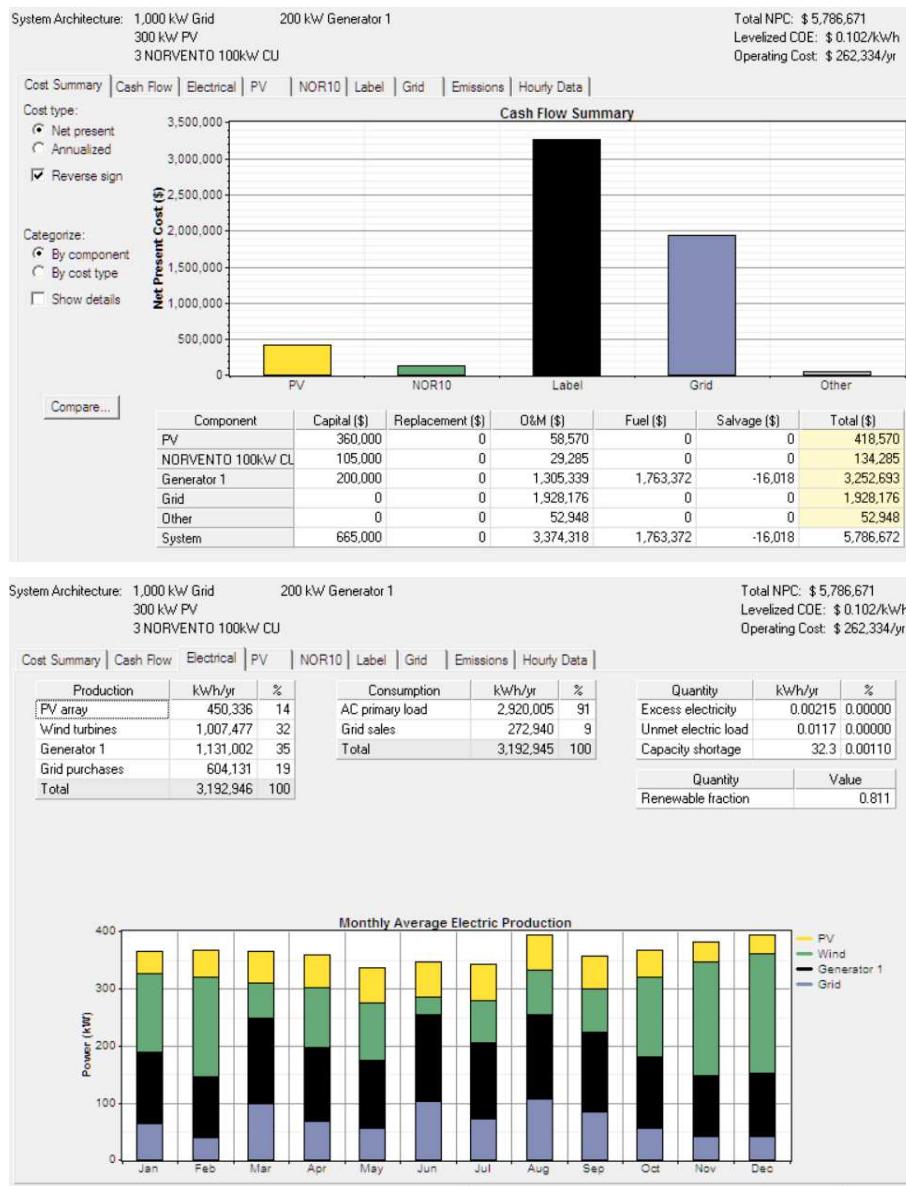


Figura 24 Resultados para carga de 8000 Mwh/dia

1.9 Evaluación de incremento de potencia fotovoltaica

Una vez optimizado el sistema, se observa enseguida que el porcentaje de generación fotovoltaica es pequeño, para una red optimizada.

El programa, en su simulación, pide que se aumente más la potencia de fotovoltaica y eólica, pues estos son inversiones rentables. Se restringe la potencia fotovoltaica a 800 kW por el espacio posible en la ubicación, y a tres aerogeneradores para tener unos porcentajes similares de cada energía.

2. RESULTADOS

Se reflejan los datos de la simulación para la carga de 8000 Mwh/dia, que sería la hipotética red necesaria para satisfacer un aumento de demanda en electrificación del transporte.

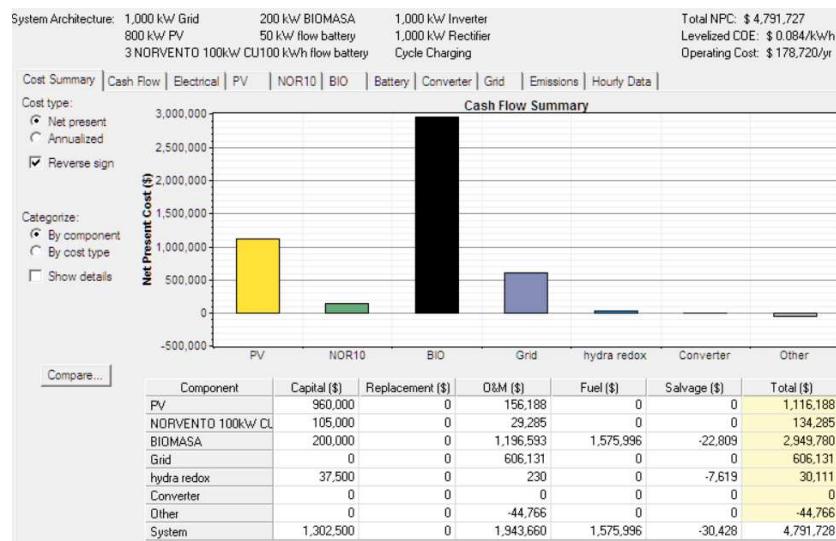


Figura 25 Caso óptimo Costes Carga de 8000 Mwh/dia

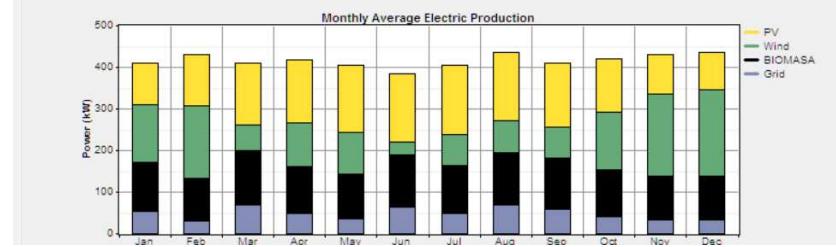
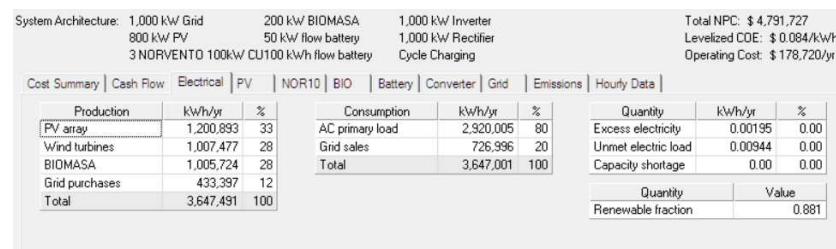


Figura 26 Caso óptimo. Carga de 8000 Mwh/dia

Las emisiones también son negativas:

Pollutant	Emissions (kg/yr)
Carbon dioxide	-114,647
Carbon monoxide	105
Unburned hydrocarbons	11.6
Particulate matter	7.91
Sulfur dioxide	-804
Nitrogen oxides	543

Figura 27 Caso óptimo Emisiones CO₂

Incluso en la realización de la transición a este sistema, se estaría generando energía eléctrica, sobre el consumo, y acelerando por tanto el retorno del proyecto.

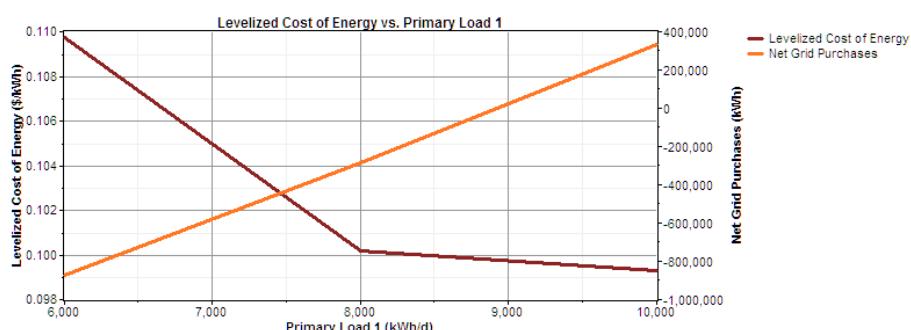


Figura 28 Caso óptimo LCOE y Ventas de energía

Se valorará en este momento las cifras de cada carga comparadas con la solución convencional.

Podremos observar que todos los parámetros son favorables:



Figura 29 LCOE y coste neto. Fuente Elaboración propia

Las emisiones y comparadas y el porcentaje de renovables

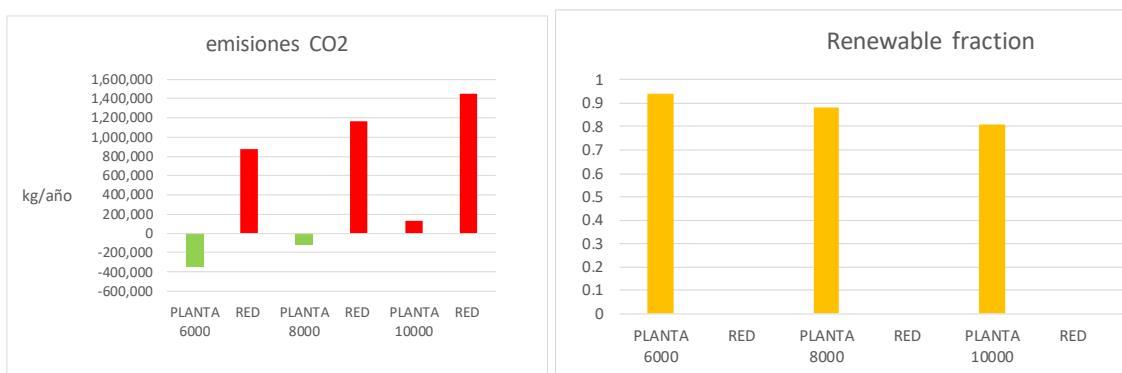


Figura 30 Emisiones y Fracción Renovable. Fuente Elaboración propia

La biomasa tratada en la planta:

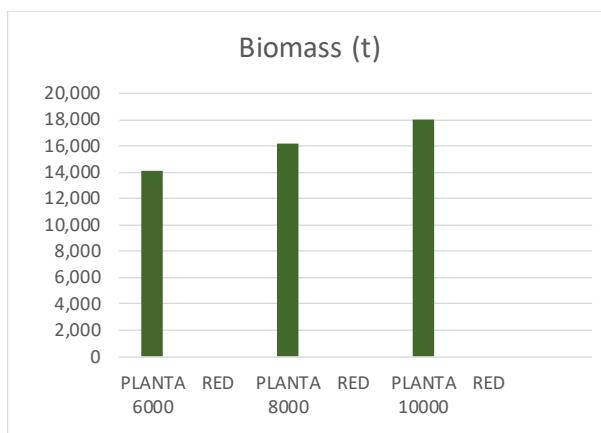


Figura 31 Biomasa procesada en planta. Fuente Elaboración propia

Se puede concluir pues que el proyecto ha cumplido todas las expectativas marcadas.



Trabajo Fin de Máster

ANEXO D Proyecto de abastecimiento

Autor
Adolfo Terreu Zaballos

Director/es
José Francisco Sanz Osorio



Año 2017

ÁREA DE INFRAESTRUCTURAS DEL CICLO DEL AGUA

CLAVE:

TIPO:	REF. CRONOLÓGICA:
PROYECTO	11/13

CLASE:
CONSTRUCTIVO

TÍTULO BÁSICO:

**MEJORA DEL ABASTECIMIENTO DE AGUA POTABLE EN
LA ALMOLDA (ZARAGOZA)**

PROVINCIA:	ZARAGOZA
TÉRMINO MUNICIPAL:	LA ALMOLDA

PRESUPUESTO BASE:	495.009,46- Euros
I.V.A.:	103.951,99- Euros
PRESUPUESTO BASE LICITACIÓN:	598.961,45- Euros
AUTOR DEL PROYECTO:	JOAQUIN OLONA BLASCO

CONTENIDO

DOCUMENTO 1 - MEMORIA Y ANEJOS

DOCUMENTO 2.- PLANOS

DOCUMENTO 3.- PLIEGO DE PRESCRIPCIONES TÉCNICAS PARTICULARES

DOCUMENTO 4.- PRESUPUESTO

DOCUMENTO 1 - MEMORIA Y ANEJOS

INDICE

1	Objeto del proyecto	6
2	Descripción de la situación actual y justificación del proyecto.....	6
3	Descripción y justificación de la solución proyectada.....	7
3.1	Estudios realizados.....	7
3.1.1	Situación actual de las infraestructuras de abastecimiento	7
3.1.2	Levantamiento topográfico.....	8
3.1.3	Estudio de necesidades	8
3.1.4	Estudio geotécnico	8
3.1.5	Estudio del trazado.....	9
3.2	Descripción general del proyecto.....	9
3.3	Datos de partida.....	10
3.3.1	Consumo de agua.....	10
3.3.2	Altura geométrica de las instalaciones	10
3.4	Descripción de la solución proyectada.....	11
3.4.1	Captación.....	11
3.4.2	Conducciones proyectadas	11
3.4.3	Selección de bombas de impulsión	13
3.4.4	Cálculos hidráulicos.....	13
3.4.5	Zanjas	15
3.4.6	Válvulas	15
3.4.7	Desagües	16
3.4.8	Ventosas	16
3.4.9	Contadores	16
3.4.10	Anclajes	16
3.4.11	Potabilizadora.....	17
3.4.12	Elementos de control	17
3.4.13	Instalación eléctrica.....	17
4	Justificación de precios	19
5	Ocupación de terrenos y afecciones	19
6	Plazo de ejecución y garantía.....	20
7	Estudio de Seguridad y Salud	20
8	Gestión de residuos.....	20
9	Clasificación del contratista	21

10	Presupuestos	21
11	Revisión de precios y plazo de garantía	22
12	Presupuesto para conocimiento de la administración	22
13	Declaración de obra completa	22
14	Documentos de que consta el proyecto	23
15	Conclusión	23

ANEJOS

1. Características generales del proyecto
2. Estudio de necesidades
3. Topografía
4. Estudio geotécnico
5. Reportaje fotográfico
6. Cálculos hidráulicos
7. Cálculo mecánico de tuberías
8. Estación Potabilizadora
9. Plan de obra
10. Justificación de precios
11. Estudio de seguridad y salud
12. Gestión de residuos
13. Instalación media tensión
14. Concesión de aguas y disponibilidad de terrenos
15. Cálculo estructural

MEMORIA DESCRIPTIVA

1 Objeto del proyecto

Este documento se redacta con el fin de establecer las bases generales sobre las que ha de fundamentarse la ejecución del proyecto. A partir de la identificación de los objetivos establecidos por el promotor, de la justificación de los mismos y del análisis de los condicionantes que inciden sobre la ejecución, se configura un esquema básico de soluciones que, por concebirse de modo global e integrado, se formula como fundamento general de la ejecución.

El proyecto pretende llevar a cabo un nuevo sistema de abastecimiento de agua potable hasta el depósito de regulación existente de la red municipal de abastecimiento de agua potable del municipio de La Almolda. El nuevo sistema proyectado constará de:

- 1) Captación de agua en una balsa de riego mediante un bombeo en plataforma flotante y posterior conducción hasta la Estación Potabilizadora (tramo 1).
- 2) Instalación de un sistema de potabilización mediante filtrado en continuo.
- 3) Instalación de bombeo y conducción desde potabilizadora hasta depósito de regulación (tramo 2).
- 4) Instalación de un sistema de by-pass e impulsión de agua para permitir conducir el agua de captación a la balsa de almacenamiento actual y poder conducirla posteriormente a la potabilizadora.
- 5) Instalación de un desagüe para conducir las aguas de rechazo y limpieza de la potabilizadora.

El proyecto permite reducir significativamente la distancia y altura de bombeo del sistema de abastecimiento actual. Se justifica la realización del proyecto por las grandes pérdidas de agua que se provocan en el actual sistema de abastecimiento de agua así como los costes de bombeo generado.

2 Descripción de la situación actual y justificación del proyecto

El agua de abastecimiento bruta utilizada en La Almolda, procede de una captación del Canal de Monegros a una distancia de 14 km. El agua es impulsada por una estación de bombeo y conducida por una tubería enterrada de fibrocemento de 150 mm de diámetro hasta del depósito de decantación de la potabilizadora.

El agua tras pasar por un decantador, es almacenada en una balsa de hormigón de 12.000 m³ de capacidad. El agua es conducida mediante dos bombas de 3,7 kW a la potabilizadora. Esta se compone de dos filtros de arena y un depósito interior de 250 m³ de capacidad en donde se añade cloro para la eliminación de posibles parásitos.

Una vez en el depósito interior, el agua se conduce al depósito de regulación de La Almolda de 190 m³ y situado en un punto alto a una distancia aproximada de 630 m. Es necesario un sistema de impulsión mediante dos bombas en paralelo de 4 kW cada una para

hacer llegar el agua al depósito de regulación de La Almolda. El depósito está conectado a la red de abastecimiento proporcionando el caudal y presión necesaria por gravedad.

Se ha constatado que desde la primera captación hasta la llegada al depósito de regulación se produce una gran cantidad de pérdidas de agua en las conducciones, llegando a alcanzar hasta un 40 %. Se estima que estas pérdidas se producen en su mayoría en la conducción de fibrocemento la cual posee una antigüedad de más de 25 años. Por otro lado, es necesario bombear agua desde el Canal de Monegros a La Almolda a lo largo de un tramo de 14 km con el consiguiente consumo energético y económico que supone.

Es por ello, y aprovechando la proximidad de una balsa de riego en el término municipal de La Almolda, se proyecta la ejecución de un nuevo sistema de abastecimiento de agua potable.

Se tendrá en cuenta que el sistema actual deberá mantenerse durante la ejecución del proyecto para que La Almolda pueda abastecerse de agua potable.

3 Descripción y justificación de la solución proyectada

3.1 Estudios realizados

3.1.1 Situación actual de las infraestructuras de abastecimiento

Las instalaciones actuales provocan una gran cantidad de pérdidas de agua producidas en la tubería de captación de más de 14 km de longitud. La tubería tiene más de 25 años de antigüedad y es de fibrocemento.

El sistema de potabilización actual se realizó hace más de 30 años. El sistema consiste en un sistema de filtros cerrados de arena que reciben el agua, mediante la impulsión de dos bombas de 3,7 kW cada una, desde la balsa de almacenamiento de 12.000 m³ de capacidad. Una vez el agua ha pasado los filtros se conduce a un depósito interior de hormigón armado de 250 m³ de capacidad para añadirle cloro. Desde este depósito el agua se impulsa, mediante 2 bombas en paralelo de 4 kW cada una, al depósito de regulación de La Almolda a través de una conducción de fibrocemento de 100 mm de diámetro y una longitud aproximadamente 630 m.

Las bombas, filtros y el depósito de 250 m³ están ubicadas en el interior de un edificio a cota -2 m. También existe un decantador de hormigón circular en el exterior que recoge el agua bruta de la tubería de abastecimiento antes de ser conducida a la balsa de almacenamiento.

El depósito de regulación de La Almolda, se encuentra en buen estado por lo que se utilizará en el nuevo proyecto de mejora. Aunque, tras la realización del estudio de necesidades se ha constatado que tiene una capacidad inferior a la necesarias, se ha decidido mantenerlo por la dificultad que supone llevar a cabo la demolición y construcción de uno nuevo en la misma ubicación. Es por ello, que la impulsión se ha dimensionado con una alta seguridad de forma que permita llenar hasta tres veces el depósito al día.

3.1.2 Levantamiento topográfico

Se ha llevado a cabo un levantamiento topográfico “in-situ” mediante GPS de los puntos clave del sistema como son la balsa de riego de la captación de agua bruta, el trazado propuesto de las conducciones, ubicación de la Estación Potabilizadora y depósito de regulación. Se presenta en el anexo 3 una descripción del análisis topográfico realizado.

Para realizar los trabajos de topografía se utilizó un G.P.S. Leica Viva modelo GS08. Una vez obtenidos los datos de campo del taquimétrico se procedió al tratamiento informático de los mismos, los datos de campo se trataron en la oficina bajo el programa MDT para Autocad (o compatible).

3.1.3 Estudio de necesidades

Se ha llevado a cabo un análisis de los consumos de agua mensuales en los últimos 5 años del municipio de La Almolda. Los datos han sido facilitados por el Ayuntamiento de La Almolda.

Se establece un caudal de impulsión para el abastecimiento del depósito de regulación de **7 l/s** para un consumo medio estimado al año de **112.300 m³**. Este caudal permite llenar el depósito de regulación en un tiempo de 8 horas. El consumo medio estimado en los diferentes meses del año es el siguiente:

Meses	m ³ /día	l/s
Enero	222	2,56
Febrero	222	2,57
Marzo	270	3,12
Abril	281	3,26
Mayo	348	4,03
Junio	359	4,15
Julio	394	4,56
Agosto	408	4,72
Septiembre	281	3,26
Octubre	252	2,92
Noviembre	246	2,85
Diciembre	268	3,10

En el **anexo 2** están justificados todos los caudales nominales proyectados.

3.1.4 Estudio geotécnico

En el anexo 4, se indican los parámetros y criterios establecidos en base al reconocimiento del terreno y las experiencias propias conocidas sobre los terrenos en los que se van a llevar a cabo las obras de cimentación para las cámaras y casetas de control.

3.1.5 Estudio del trazado

El trazado 1 propuesto en el proyecto discurre por el camino de concentración denominado “camino de valfarta” designado como C6. Este camino esta fase de proyecto por lo que el **trazado propuesto en este proyecto se ha realizado de acuerdo a los planos topográficos del proyecto de construcción del camino**. Se prevé que el camino este realizado antes de la ejecución del presente proyecto

3.2 Descripción general del proyecto

El proyectado pretende diseñar un nuevo sistema de captación y potabilización para el abastecimiento de agua potable en La Almolda. Para ello, se propone utilizar como agua bruta la procedente de una balsa de riego, la cual se abastece del Canal de Monegros. Se instalará un sistema de bombeo mediante toma flotante que conducirá el agua hasta el sistema de potabilización, situado próximo a las instalaciones de la anterior potabilizadora. El sistema de potabilización consistirá en un bloque compacto que lleva a cabo un proceso de filtración y desinfección en continuo. El agua potabilizada se impulsará al depósito de regulación existente de 190 m³ de capacidad. Además se instalará un by-pass en la tubería de abastecimiento antes de la entrada en la potabilizadora para el llenado de la balsa de almacenamiento existente. Esta balsa actuará como almacenamiento en casos excepcionales de imposibilidad de utilizar la toma de agua de la balsa de riego.

La captación de agua desde la balsa de riego se realizará a través de la instalación de dos bombas en paralelo sobre una plataforma flotante de acero inoxidable. La plataforma estará unida a una pasarela metálica la cual estará anclada una cimentación realizada en la coronación de la balsa.

El tramo principal de impulsión (tramo 1) hasta la potabilizadora tiene una distancia de 1942 m y un desnivel del 60,5 m. Se proyecta la instalación de dos bombas en paralelo, de forma que una de ellas actué de reserva, con una potencia máxima de 15 kW y un **caudal de 7 l/s cada una**. La tubería de impulsión será de Polietileno (PE100) de DN160 y PN10 con uniones mediante electrofusión. El trazado de la tubería transcurre por el eje de uno de los caminos principales de la zona a una altura bajo rasante mínima de 1 m. **Se ha proyectado el tramo 1 sobre los planos de proyecto del camino de concentración parcelaría denominado “camino de valfarta” designado como C6. Se prevé que el camino este ejecutado antes de la realización del presente proyecto.**

El sistema de potabilización consiste en un sistema de filtrado de arena en continuo. El agua es bombeada desde la captación hasta un depósito de contacto de 18 m³ de capacidad donde se dosifica un coagulante para facilitar la decantación de sólidos en suspensión en el depósito. A continuación el agua es conducida por gravedad al contenedor de filtración con lecho fluidificado de arena y lavado en continuo. Tras el paso por los filtros se lleva a cabo una cloración del agua para su desinfección y se conduce el agua por gravedad al depósito de rebombeo de 20 m³ de capacidad. El sistema de filtrado tiene un capacidad de 1000 m³/día (11 l/s).

Para la impulsión del tramo 2, se instalarán dos bombas en paralelo, de forma que una de ellas actué de reserva, con una potencia de 5 kW y un caudal de 7 l/s cada una. Estas bombas conducirán el agua hasta el depósito de regulación de 190 m³ mediante un trazado de 630 m aproximadamente y un desnivel de 30,5 m. La tubería de impulsión será de Polietileno (PE100) de DN160 y PN10 con uniones mediante electrofusión. El trazado de la tubería transcurre paralelamente a la tubería de impulsión existente.

Se proyecta la instalación de un by-pass en el tramo 1 que permita llevar el agua a la balsa de almacenamiento de agua existente. De esta forma se podrá llenar la balsa cuando se comunique la no posibilidad de utilización temporal de la toma de agua regular. Se instalarán dos bombas en paralelo de 1,1 kW y 7 l/s de forma que se pueda conducir el agua de la balsa de almacenamiento existente hasta la potabilizadora.

3.3 Datos de partida

3.3.1 Consumo de agua

El consumo medio máximo actual de La Almolda se produce en el mes de agosto y se corresponde a 408 m³/día (4,72 l/s). Tras el análisis realizado en el anexo 2 se ha decidido utilizar un **caudal nominal instantáneo de 7 l/s** en la instalación de captación y potabilización. De esta forma las conducciones y las bombas seleccionadas se elegirán para este caudal nominal.

3.3.2 Altura geométrica de las instalaciones

Se ha llevado a cabo un estudio “in situ” topográfico del terreno (ver anexo 3) obteniendo las siguientes cotas principales:

- Cota mínima de superficie de agua de la balsa de riego: 420 m
- Cota superficie de ubicación de la potabilizadora actual: 475 m
- Cota superficie fondo balsa de almacenamiento de agua actual: 470 m
- Cota máxima de superficie de agua del depósito de regulación: 506 m

Se presentan a continuación las cotas respecto el nivel del mar y las elevaciones relativas de los dos tramos proyectados.

Tramo 1. Balsa de riego a Estación Potabilizadora

La cota mínima de superficie de agua de la balsa de riego es de 420 m mientras que la cota geométrica hasta la entrada en la potabilizadora es de 480,5 m. La entrada a la potabilizadora se realiza en un sistema abierto. De esta forma la **altura geométrica que debe de superar la impulsión en el tramo 1 es de 60,5 m.**

Tramo 2. Estación Potabilizadora a Balsa de Regulación

Se parte de la cota mínima del depósito de rebombeo de la potabilizadora cuya altura sobre el nivel del mar es de 475,5 m hasta el depósito de regulación, cuya cota máxima de superficie de agua es de 506 m. De esta forma la **altura geométrica que debe superar la impulsión en el tramo 2 es de 30,5 m.**

Tramo 3 (by-pass). Balsa de almacenamiento a Potabilizadora

Se parte de la cota mínima de la balsa de almacenamiento actual cuya altura sobre el nivel del mar es de 470 m hasta la entrada a la potabilizadora a cota 480,5 m. De esta forma la **altura geométrica que debe superar la impulsión en el tramo 2** es de **10,5 m**.

3.4 Descripción de la solución proyectada

3.4.1 Captación

Se ha optado por utilizar como captación la balsa de riego más próxima al núcleo urbano de La Almolda. Es el punto idóneo frente a otras opciones, como puede ser un hidrante de riego, ya que la captación de agua de la balsa no afecta a las redes de distribución de riego. Este tipo de toma evita la construcción de una balsa de almacenamiento ya que se tiene alto grado de seguridad de abastecimiento permanente.

A pesar de que la balsa de riego es lo suficientemente grande para asegurar totalmente el suministro de agua, el proyecto incluye la construcción de un by-pass hacia la balsa de almacenamiento de agua actual para casos puntuales de emergencia.

Se proyecta una toma flotante mediante una tarima con flotadores de acero inoxidable donde se ubicarán dos bombas en paralelo con una aspiración negativa de 1 m. Se instalará una manguera de caucho flexible desde la impulsión de la bomba hasta la conexión con la tubería enterrada de PE. A la salida de la toma, y fuera de la balsa de riego, se instalará una cámara de control “*in situ*” de $(2,5 \times 2,5) = 6,25 \text{ m}^2$ para colocar una válvula de seccionamiento de DN150. También se instalará el cuadro eléctrico de control del sistema de bombeo de la plataforma flotante. Próximo a la cámara de control se construirá el centro de transformación de la línea de media tensión proyectada.

3.4.2 Conducciones proyectadas

Se proyecta la construcción dos conducciones principales (tramo 1 y 2), el by-pass de la balsa de almacenamiento y el desagüe de la potabilizadora:

- Tramo 1: Corresponde con la conducción de agua desde la toma flotante en la balsa de riego hasta la Potabilizadora.
- Tramo 2: Es la conducción desde potabilizadora al depósito de regulación.
- Tramo 3 (by-pass): conducción correspondiente al by-pass del tramo 1 y la impulsión desde la balsa de almacenamiento actual hasta la Potabilizadora.
- Desagüe potabilizadora: se corresponde con la conducción de aguas de rechazo desde la potabilizadora a la red de saneamiento del municipio de La Almolda.

Material de las tuberías

Se ha proyectado la instalación de tubería de **Polietileno de Alta Densidad (PE100) con PN10** en los tres tramos. La elección de este tipo de material se ha llevado por motivos de calidad-precio. Las tuberías a instalar son aptas para el abastecimiento de agua presentando una serie de ventajas como son:

- Ligereza (facilita su montaje)
- Baja rugosidad (en proyecto se ha considerado 0,02 mm)
- Ausencia de incrustaciones
- Elevada resistencia a las tensiones y deformaciones altas con cargas instantáneas
- Condición de aislante eléctrico.
- Elevada resistencia al ataque químico
- Gran flexibilidad (permite curvaturas importantes)

El tipo de unión proyectado se corresponde con “Unión por Electrofusión” de manera que se agilice su instalación para este tipo de diámetros. Destacamos a continuación las ventajas de este tipo de unión frente a la soldadura a tope:

- El equipo de soldadura está disponible para otra utilización tan pronto ha finalizado el tiempo de fusión, mientras que la soldadura a tope hay que esperar a que se produzca el enfriamiento de la unión lo que ralentiza procesos de montaje.
- Los equipos de electrofusión son más ligeros, tiene un coste menor y son de bajo mantenimiento.
- La soldadura por electrofusión es factible en situaciones difíciles, siendo ideal para efectuar reparaciones (donde no sea posibles movimientos longitudinales de la tubería).
- La electrofusión permite la unión de tuberías de distintos materiales y con diferente espesor de pared (extremo nada recomendable en la soldadura a tope).

Las conducciones en la zona de la potabilizadora se realizarán de acero inoxidable según disposición y tamaño de tubería indicado en planos. La tubería desde las bombas de impulsión a la brida de conexión exterior de la toma flotante será de caucho de PN16 y DN 150.

El desagüe se diseña mediante la instalación de tubería de PVC de diámetro nominal 315 mm sin carga con uniones elásticas.

Diámetros conducciones

El diámetro de la tubería seleccionado ha sido de **DN160**. Este diámetro permite que se tengan velocidades bajas (por debajo de 1 m/s). De esta forma se reducen las pérdidas de carga lineales y la sobrepresión por golpe de ariete.

Por otro lado, este diámetro permite mantener las velocidades baja en casos excepcionales de puntas de caudal. El impacto económico de utilizar una tubería de un diámetro menor es pequeño en comparación con la seguridad y ventajas que proporciona la tubería de DN160.

El desagüe se diseña mediante la instalación de tubería de PVC sin carga con uniones elásticas de diámetro 315 mm.

3.4.3 Selección de bombas de impulsión

Bombas de impulsión tramo 1 (captación-potabilizadora)

Se instalarán dos bombas en paralelo que permitan conducir el agua desde la balsa de captación hasta la potabilizadora. Se proyecta la instalación de dos bombas de aspiración negativa con una potencia máxima de 15 kW, un caudal nominal de 7 l/s y una altura manométrica total de 70 m cada una.

Bombas de impulsión tramo 2 (potabilizadora-depósito de regulación)

Se instalarán dos bombas en paralelo para conducir el agua desde la potabilizadora al depósito de regulación. Se proyecta la instalación de dos bombas centrífugas de 5 kW, un caudal nominal de 7 l/s y una altura manométrica total de 40 m cada una. Tomarán el agua del depósito de rebombeo de la potabilizadora y la impulsarán hasta el depósito de regulación ya construido de 190 m³ de capacidad.

Bombas de impulsión balsa de almacenamiento actual a la potabilizadora (tramo 3)

Se instalarán dos bombas en paralelo para elevar el agua desde la balsa de almacenamiento actual a la potabilizadora. Se proyecta la instalación de dos bombas centrífugas en aspiración negativa de 1,1 kW, un caudal de 7 l/s cada una y una altura manométrica total de 15 m. Se utilizarán en casos puntuales de emergencia cuando se produzca el vaciado de la balsa de captación.

En resumen las características de las bombas seleccionadas para cada tramo serán las siguientes:

Tramo	Nº bombas	H estática	H manométrica (m)	Q (l/s)	Potencia (kW)	Tipo Aspiración
1	2	60,5	70	7	10	Negativa
2	2	30,5	40	7	5	Carga
3	2	4	15	7	1,5	Negativa

3.4.4 Cálculos hidráulicos

Para los cálculos hidráulicos se ha utilizado el programa informático EPANET y las fórmulas de Michaud y Allievi para el cálculo de golpe de ariete.

Las características de los tramos de tuberías son las siguientes:

Tramo 1: captación a potabilizadora	
Caudal máximo (l/s)	12,58
Longitud (m)	1.942
Material	PE-100
DN	160
PN	10
Rugosidad de la tubería	0,02
Perdidas menores medias	5
DP (m)	72
MDP (m)	96
Vn (m/s)	0,82
Pn (m/km)	4,96
Pmax (m)	71,32

Tramo 2: potabilizadora a depósito regulación	
Caudal máximo (l/s)	16
Longitud (m)	638
Material	PE-100
DN	160
PN	10
Rugosidad de la tubería	0,02
Perdidas menores medias	5
DP (m)	35
MDP (m)	60
Vn (m/s)	1,02
Pn (m/km)	6,68
Pmax (m)	35

Tramo 3: balsa a potabilizadora	
Caudal máximo (l/s)	14
Longitud (m)	50
Material	PE-100
DN	160
PN	100
Rugosidad de la tubería	0,02
Perdidas menores medias	5
DP (m)	12
MDP (m)	15
Vn (m/s)	0,8
Pn (m/km)	4,8
Pmax (m)	12

- DP: Presión de diseño
- MDP: Presión máxima de diseño (DP+sobrepresión golpe de ariete)
- Vn: velocidad en régimen permanente
- Pn: pérdidas unitarias medias en régimen permanente
- Pmax: máxima presión tubería en régimen normal

3.4.5 Zanjas

Las zanjas para alojamiento de tuberías tendrán una superficie trapezoidal, la base tendrá una anchura de 60 cm. Los laterales se realizarán con talud 1/5. La altura de la zanja será como mínimo de 1,235 m y como máximo de 1,75 m. Sobre la base se dispondrá una capa de gravilla de 10 cm de espesor.

Sobre la tubería y gravilla se dispone un relleno con material procedente de la excavación, seleccionado, de modo que no contenga piedras ni elementos duros de tamaño mayor de 3 cm. Este relleno cubrirá como mínimo 30 cm sobre la generatriz superior de la tubería y se compactará al 95 % P.N.

El resto de la zanja se realizará con material de la excavación sin clasificar. Los rellenos selectos y ordinarios sin clasificar se compactarán al 100 % P.N.

Se repondrá el mismo pavimento que se encontraba antes de la realización de la zanja.

Se construirá una zanja especial para albergar las conducciones del tramo 1 y 2, y del desagüe por la parte del trazado en que son coincidentes. La Anchura de esta zanja será de 1,4 m y discurrirá por parcela rural del ayuntamiento de La Almolda y parte del camino rural. También se ejecutará una zanja para albergar 5 tuberías en la zona de ubicación de la potabilizadora cuya anchura será de 2,2 m.

Hay que tener en cuenta que el tramo 2 y el desagüe cruzan la carretera comarcal A-230. En el cruce de carretera, la tubería en zanja irá sobre tubo de hormigón prefabricado y este se cubrirá con hormigón.

3.4.6 Válvulas

Se han proyectado válvulas de compuerta y retención con diferentes finalidades. Las válvulas proyectadas serán de fundición con una PN16 conforme a la normativa DIN.

En la captación de agua (tramo 1) se instalará en la cámara de control de la balsa una válvula de corte para aislar la tubería en caso de necesidad.

Se instalarán válvulas de pie en las aspiraciones de las bombas así como válvulas de retención y de compuerta en las aspiraciones. Esto evitará el descebado de las bombas y su aislamiento respecto a la impulsión así como al impacto por golpe de ariete.

La caseta de control dispondrá de válvulas de compuerta de DN150 y DN100 para poder distribuir el agua de abastecimiento a la balsa de almacenamiento existente o a la potabilizadora directamente. También controlarán la conducción del agua desde la balsa de almacenamiento a la potabilizadora.

La Estación Potabilizadora dispone de diversas válvulas de corte y retención para poder conducir y desaguar el agua tratada.

3.4.7 Desagües

Se instalarán desagües en los puntos bajos de las conducciones proyectadas.

Los desagües se realizarán mediante conexión T reductora de polietileno y válvula de compuerta ubicada en arqueta prefabricada de hormigón de 1200 mm. El DN del desagüe será de 50 y el agua se conducirá a las cunetas en función de la ubicación de estos.

Se proyecta la construcción de un desagüe mediante tubería de PVC de DN315 para conducir las aguas de rechazo de la Estación Potabilizadora. El desagüe irá enterrado y se conectará a la red de saneamiento del municipio de La Almolda.

3.4.8 Ventosas

Se instalarán ventosa en los puntos altos de las conducciones proyectadas.

Las ventosas se instalarán en arquetas prefabricadas de hormigón de diámetro 1200 mm. Se colocarán ventosas trifuncionales de DN50 mediante una T reductora de PE y válvula de compuerta de acero de DN50.

3.4.9 Contadores

Se instalarán dos contadores de agua ubicados en arqueta prefabricada de hormigón de 1200 mm de diámetro, a la salida de la captación de agua y a la entrada del depósito de regulación. El diámetro nominal de los contadores será de 50.

3.4.10 Anclajes

Se proyecta la construcción de macizos de anclaje mediante dados de hormigón “in situ” armado en codo, cambios de dirección, reducciones, piezas de derivación, válvulas, desagües, y en general, todos aquellos elementos sometidos a esfuerzos que no deba soportar la propia tubería.

La dimensión y ubicación de los anclajes a lo largo del trazado de las conducciones las decidirá, si es necesario, la dirección de obra una vez ejecutada la zanja de los diferentes tramos de tubería.

La tubería y el desagüe al cruzar la carretera comarcal A-230 discurrirán por tubo de hormigón prefabrico y este a su vez irá cubierta por un dado de hormigón de 0,5x0,5 m de sección de acuerdo a los planos de sección tipo adjuntos.

La conducción correspondiente a la ultima parte del tramo2 de tubería, antes de la entrada al depósito de regulación y cuya pendiente es superior al 20 %, irá cubierta de hormigón de sección 0,5x0,5 de acuerdo a los planos de sección tipo adjuntos.

3.4.11Potabilizadora

El sistema de potabilización consiste en llevar a cabo un proceso de filtración y dosificación de cloro. Se proyecta una Estación Potabilizadora con una capacidad máxima de 1000 m3/día.

El proceso de potabilización se realiza en 3 etapas:

1^aEtapa: El agua llega a un depósito de contacto de 18 m3 donde se le dosifica un coagulante y permanece un tiempo medio de unos 15 minutos. Esta etapa favorece el agrupamiento de sólidos en suspensión provocando la generación de flóculos de mayor tamaño.

2º Etapa: Se corresponde con la etapa de filtrado, la cual está basada en un lecho fluidificado, con dos flujos enfrentados, el de filtración del agua, que es ascendente, y el del lecho filtrante, que por efecto del lavado continuo adquiere un flujo descendente. De ello resulta, por tanto, una filtración a contracorriente. En esta etapa se han eliminado la mayoría de los sólidos en suspensión.

3^a Etapa: A la salida del sistema de filtrado se inyecta cloro en el agua para que actúe como desinfectante antes de ser rebombeada al depósito de regulación. En esta etapa se eliminan los posibles agentes patógenos que pudieran existir.

El equipo de potabilización va integrado en un bloque de dimensiones (7,5x3,5)=26,25 m² de superficie.

3.4.12Elementos de control

El sistema de bombeo en la toma flotante (balsa de riego) se activara en función del nivel registrado por dos sensores colocados en el depósito de regulación. Si el nivel del depósito se sitúa en 2,5 m se pondrán en marcha las bombas de impulsión la cuales se apagarán automáticamente cuando el depósito detecte que el nivel se encuentra a 3 m de altura.

El sistema de transmisión de datos de los sensores se realizará por radio, dando la señal correspondiente tanto a las bombas ubicadas en la balsa de riego, como a las ubicadas en la potabilizadora.

3.4.13Instalación eléctrica

Se han pedido las condiciones de suministro para 15 KW para tener un punto de conexión en la balsa de riego y poder alimentar a las bombas de impulsión de la toma flotante.

Las condiciones de suministro entregadas por Endesa indican que es necesario llevar una línea de media tensión de 25 kV hasta la balsa así como la instalación de un transformador.

En el anexo 13 se redacta proyecto específico de la instalación de media tensión. Este proyecto servirá para ejecutar la instalación eléctrica y obtener todos los permisos necesarios.

Por otro parte se llevará cabo una instalación de baja tensión para la alimentación de las bombas de impulsión en la zona de ubicación de la Estación Potabilizadora así como el alumbrado y potencia necesaria de la potabilizadora y caseta de control. Existe punto de conexión en Baja Tensión propiedad del Ayuntamiento de La Almolda en la parcela de ubicación de la Estación Potabilizadora.

Se resume a continuación las características generales de la línea de media tensión:

Se trata de instalar un centro de transformación de tipo cliente que se encuentra ubicado en caseta para la alimentación de dos bombas de impulsión. La acometida se realizará de forma subterránea en media tensión 25 kV según las condiciones de suministro especificadas por la compañía eléctrica ERZ ENDESA, con número de expediente NSHUHS 0137079 de fecha 12 de noviembre de 2013, mediante un tramo aéreo (138 m) entre dos apoyos y un tramo subterráneo (1.180 m) de tensión 25 kV y tal y como se indica en los planos correspondientes

Desde el apoyo de la red general de distribución en torre metálica existentes, L.A.M.T “Bujaraloz” 25 KV, LA-110, indicado por la Empresa Suministradora (ERZ – ENDESA), se realizará un tramo de línea aérea de 35 metros aproximadamente hasta un apoyo de seccionamiento y protección mediante conductores LA-56. Desde ahí se instalará un nuevo vaneo de 103 metros aproximadamente de longitud hasta un apoyo de conversión aéreo-subterráneo mediante conductores LA-56.

La línea subterránea discurrirá por la servidumbre del camino rural denominado “camino de valfarta”¹ propiedad del ayuntamiento de La Almolda. Se proyecta la línea subterránea mediante cable directamente enterrado en zanja, sobre arena de río con protección de rasilla o ladrillo y cinta de señalización. La zanja tendrá una anchura de 60 cm y una profundidad de 100 cm. Los conductores instalados serán de HEPRZ1 AL 3(1x95) 18/30 kV. El centro de transformación se ubicará en edificio prefabricado de hormigón compacto con una potencia de 50kVA y una tensión secundaria de vacío de 420 V. Se compondrá de 3 conectores apantallados en “T” roscados M16 630 A para celda RM6, celda modular de línea NORMAFIX 36 kV 630 A 20 kA con interruptor-seccionador ISF en SF& de 630 A y celda modular de protección mediante ruptofusibles NORMAFIX 36 kV 630 A 20 kA.

El suministro de energía se efectuará a una tensión de servicio de 25 kV y una frecuencia de 50 Hz, siendo la Compañía Eléctrica suministradora Eléctricas Reunidas de Zaragoza (ERZ ENDESA). Las características técnicas del suministro en media tensión quedan definidas por las condiciones que establece la propia Compañía.

¹ Se proyecta la instalación de la red de MT subterránea sobre camino de concentración en proyecto ya que se prevé su ejecución antes de la construcción de la línea de este proyecto.

4 Justificación de precios

En el anexo 10 aparece detallado la justificación de precios de la obra en formato de acuerdo al programa informático PRESTO.

5 Ocupación de terrenos y afecciones

En el anexo 14 el Ayuntamiento de La Almolda garantiza la disponibilidad de los terrenos para la correcta ejecución del proyecto. Se tienen las siguientes tipologías de terrenos afectados por las obras:

- Zona de captación. Se llevará a cabo la instalación de una toma flotante en la balsa de riego, propiedad de la Comunidad de Regantes Montesnegros perteneciente a Riesgos del Alto Aragón. La parcela afectada se corresponde con el polígono 8 parcela 9038 del municipio de La Almolda. Riesgos del Alto Aragón ha dado la concesión del agua al ayuntamiento de La Almolda. En esta zona se instalará fuera del vallado de la balsa la cámara de control de $(2,5 \times 2,5) = 6,25 \text{ m}^2$.
- El tramo 1 de conducción irá por el eje longitudinal de un camino rural y parcela rural perteneciente al ayuntamiento de La Almolda. Se ha proyectado sobre el proyecto de camino de concentración, el cual se realizará antes de la ejecución del presente proyecto:

La superficie del camino afectado se corresponderá con la anchura de la zanja que discurre por el eje longitudinal de camino:

Eje longitudinal de camino	$0,6 \times 1791 = 1075 \text{ m}^2$
Polígono 10 parcela 5012	$0,6 \times 228 = 137 \text{ m}^2$
Total	1.211 m²

- El tramo 2 de conducción discurrirá por parcela rural del ayuntamiento, calles del municipio de La Almolda y parcela de ubicación del depósito de regulación. Además cruzará la carretera comarcal A-230.

Polígono 10 parcela 5012 (La Almolda)	$0,6 \times 276 = 166 \text{ m}^2$
Cruce de carretera comarcal A-230	$0,6 \times 10 = 6 \text{ m}^2$
Calle municipio de La Almolda	$0,6 \times 277 = 166 \text{ m}^2$
Polígono 10 parcela 5173 (La Almolda)	$0,6 \times 75 = 45 \text{ m}^2$
Total	383 m²

- Desagüe de la potabilizadora: el trazado del desagüe irá por parcela rural del ayuntamiento cruzando la carretera comarcal A-230 hasta arqueta de la red de saneamiento del municipio de La Almolda.

Polígono 10 parcela 5012 (La Almolda)	$0,6 \times 276 = 166 \text{ m}^2$
Cruce de carretera comarcal A-230	$0,6 \times 10 = 6 \text{ m}^2$
Total	142,8 m²

- Ubicación de la Estación Potabilizadora: se ubicará anexa a las instalaciones de potabilización existente. La parcela correspondiente es “polígono 10 parcela 5012” y es propiedad del Ayuntamiento de La Almolda.
- Ejecución de la línea de media tensión: el primer apoyo de la línea se encuentra sobre parcela privada. El segundo apoyo de la línea se sitúa en la servidumbre del camino propiedad del ayuntamiento. La línea subterránea discurrirá por la servidumbre del camino rural “camino de valfarta” propiedad del ayuntamiento de La Almolda.

Apoyo de seccionamiento en parcela 416 polígono 10 (particular)	2x2=4 m2
Camino de valfarta (ayuntamiento)	0,6x1.1790=707,4 m2
Total	142,8 m2

6 Plazo de ejecución y garantía

El plazo de ejecución de la obra será de 6 meses de acuerdo al plan de obra explicado en el anexo 9.

El plazo de garantía será de 12 meses, contados a partir de la fecha de firma del Acta de Recepción de las Obras.

7 Estudio de Seguridad y Salud

En cumplimiento del Real Decreto 1627/1997 de 24 de Octubre se desarrolla en el Anejo 12 de la presente Memoria el Estudio de Seguridad y Salud correspondiente

8 Gestión de residuos

La gestión de los residuos generados en las obras de ejecución del proyecto queda caracterizada y valorada en el anexo 12 del presente proyecto.

9 Clasificación del contratista

El contratista de la obra cumplirá las condiciones indicadas en el capítulo II del Real Decreto Legislativo 3/2011, de 14 de noviembre, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Contratos del Sector Público.

El contratista firmará un contrato por obras de acuerdo al artículo 6 del RD Legislativo 3/2011 de acuerdo a los siguientes trabajos enumerados en el anexo I del dicho RD:

Sección F			
División	Grupo	Clase	Descripción
45			Construcción
	45.1		Preparación de obras
		45.11	Demolición de inmuebles y movimiento de tierras
		45.12	Perforaciones y sondeos
	45.2	2	Construcción general de inmuebles y obras de ingeniería civil.
		45.21	Construcción general de edificios y obras singulares de ingeniería civil.
		45.22	Construcción de cubiertas y estructura de cerramiento
		45.24	Obras hidráulicas
		45.25	Otras construcciones especializadas
	45.3		Instalación de edificios y obras
		45.31	Instalación eléctrica
		45.33	Fontanería
	45.4		Acabado de edificios y obras
		45.41	Revocamiento
		45.42	Instalaciones de carpintería
		45.43	Revestimiento de suelos y paredes
		45.44	Pintura y acristalamiento
		45.45	Otro acabados de edificios y obras

10 Presupuestos

- Presupuesto de ejecución material: 415.974,34 €
- Gastos generales (13%): 54.076,66 €
- Beneficio industrial (6 %): 24.958,46 €
- IVA (21 %): 103.951,99 €

- **PRESUPUESTO BASE DE LICITACIÓN: 598.961,45 €**

11 Revisión de precios y plazo de garantía

De acuerdo al artículo 89 del Real Decreto Legislativo 3/2011, de 14 de noviembre, por que se aprueba el texto refundido de la Ley de Contratos del Sector Público, el primer año de ejecución de las obras queda excluido de la revisión de precios. Es por ello, que no se establece revisión de precios al tener la obra un plazo de ejecución de 6 meses.

El plazo de garantía se establece en 1 año a partir de la recepción definitiva de la obra.

12 Presupuesto para conocimiento de la administración

El presupuesto para Conocimiento de la Administración asciende a la cantidad de QUINIENTOS NOVENTA Y OCHO MIL NOVECIENTOS SESENTA Y UN EUROS con CUARENTA CENTIMOS según el siguiente desglose:

	Importe (euros)
Presupuesto Base de Licitación	598.961,45
Expropiaciones e indemnizaciones de bienes y derechos afectados	0
Presupuesto para conocimiento de la Administración	598.961,45

13 Declaración de obra completa

Las obras definidas en el presente Proyecto constituyen una obra completa en el sentido recogido en el Real Decreto Legislativo 3/2011 de 14 de Noviembre por el que se aprueba el Texto Refundido de la Ley de Contratos del Sector Público, y en todo lo que no contradiga a dicha Ley, igualmente recopilado en el artículo 125 del Real Decreto 1098/2001 de 12 de Octubre por el que se aprueba del Reglamento General de Contratación de Obras del Estado.

14 Documentos de que consta el proyecto

1. MEMORIA Y ANEJOS
 - 1.1. Memoria descriptiva
 - 1.2. Anejos
 - 1.1.1. Anejo 01: Características generales del proyecto
 - 1.1.2. Anejo 02: Estudio de necesidades
 - 1.1.3. Anejo 03: Estudio topográfico
 - 1.1.4. Anejo 04: Estudio geotécnico
 - 1.1.5. Anejo 05: Reportaje fotográfico
 - 1.1.6. Anejo 06: Cálculos hidráulicos
 - 1.1.7. Anejo 07: Cálculo mecánicos de tuberías
 - 1.1.8. Anejo 08: Estación Potabilizadora y análisis de aguas
 - 1.1.9. Anejo 09: Plan de obra
 - 1.1.10. Anejo 10: Justificación de precios
 - 1.1.10.1. Precios unitarios
 - 1.1.1.1. Descomposición de precios
 - 1.1.2. Anejo 11: Estudio de seguridad y salud
 - 1.1.3. Anejo 12: Gestión de residuos
 - 1.1.4. Anejo 13: Instalación de Media Tensión
 - 1.1.5. Anejo 14: Concesión de aguas y disponibilidad de terrenos
 - 1.1.6. Anejo 15: Cálculo estructural
2. PLANOS
3. PLIEGO DE PRESCRIPCIONES TÉCNICAS PARTICULARES
4. PRESUPUESTO
 - 4.1. Mediciones
 - 4.1.1. Mediciones parciales (auxiliares)
 - 4.1.2. Mediciones Generales
 - 4.2. Cuadro de precios nº 1
 - 4.3. Cuadro de precios nº 2
 - 4.4. Presupuesto General
 - 4.5. Presupuesto de Ejecución Material
 - 4.6. Presupuesto Base de Licitación

15 Conclusión

Por entenderse suficientemente justificado y adaptado a la normativa vigente, se somete el presente proyecto a la consideración de las autoridades competentes para su aprobación.

25 de noviembre de 2013
El Ingeniero Agrónomo al servicio de INESA

Fdo.: JOAQUIN OLONA BLASCO

1 ANEJO 01:

CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL PROYECTO

Tipo de proyecto	Abastecimiento y potabilización de agua
Situación	La Almolda
Provincia	Zaragoza
Procedencia agua	Red de riego de la Comunidad de Regantes Montesnegros – Pertenece a Riesgos del Alto Aragón
Punto de toma	Balsa de riego situada en polígono 8 parcela 9034 del municipio de La Almolda
Termino municipal de la toma	La Almolda
Volumen estimado de consumo de agua anual	112.300 m ³
Volumen de agua concedido	125.000 m ³
Caudal máximo instantáneo de consumo	7 l/s
Consumo máximo diario estimado	408 m ³
Volumen del depósito de regulación	190 m ³
Sistema de Potabilización	Lecho fluidificado con dos flujos enfrentados. Sistema de lavado en continuo y dosificación de Cloro
Capacidad máxima Potabilizadora	1.000 m ³ /día
Características de la tubería de abastecimiento	Tubería de PE-100 de DN160 y PN 10
Presupuesto de Ejecución Material	415.974,34 €
Presupuesto Base (sin IVA)	495.009,46 €
Presupuesto Base de Licitación	598.961,45 €

2 ANEJO 02:

Estudio de necesidades

2.1 Introducción

Se pretende con este estudio definir las necesidades a corto y largo plazo del municipio de La Almolda. De esta forma se podrá diseñar el sistema de captación y potabilización con un alto grado de seguridad.

2.2 Consumo de agua actual

Los datos de partida se corresponden con los consumos de agua mensuales proporcionados por el Ayuntamiento de La Almolda. Además, se han obtenido los datos de población obtenidos a través del Instituto Nacional de Estadística y los datos de cabezas de ganado proporcionado por el OCA ubicado en el municipio de Bujaraloz.

El contador de agua del que se han obtenido los datos de consumo se encuentra instalado en la tubería de impulsión actual que va desde la potabilizadora al depósito de regulación. De esta forma los datos aportados están del lado de la seguridad al no contemplarse las posibles pérdidas en el último tramo de la impulsión y en el depósito de regulación.

A continuación se indican la tabla 2.1 los consumos de agua por meses y el total de los años 2008, 2009, 2010, 2011 y 2012. Además se indican en la tabla 2.2 la evolución del padrón municipal de La Almolda y el consumo por habitante y día en los últimos años.

Hay que tener en cuenta que existe una parte importante de granjas que usan el agua potable de abastecimiento para el consumo animal de estas. Se incluye en la tabla 2.3 el número máximo de cabezas de ganado registrado en el año 2012.

<i>Consumo de agua en La almolda (m3) por años y meses</i>					
	2008	2009	2010	2011	2012
<i>Enero</i>	8.003	6.439	5.820	6.659	7.425
<i>Febrero</i>	7.198	6.359	6.251	7.207	7.380
<i>Marzo</i>	9.739	8.122	7.409	9.211	7.366
<i>Abril</i>	9.177	8.880	8.587	6.879	10.080
<i>Mayo</i>	11.100	10.195	10.720	12.000	9.955
<i>Junio</i>	10.231	13.558	11.020	9.840	10.965
<i>Julio</i>	13.020	12.167	12.167	11.925	11.745
<i>Agosto</i>	11.735	13.580	12.900	13.651	11.345
<i>Septiembre</i>	7.900	7.952	9.800	9.648	8.300
<i>Octubre</i>	7.104	8.188	6.880	8.422	8.477
<i>Noviembre</i>	7.348	8.004	8.900	7.628	6.303
<i>Diciembre</i>	7.912	8.856	8.950	8.109	7.680
Total (m3/año)	110.467	112.300	109.404	111.179	107.021

Tabla 2.1. Consumo de agua en La Almolda en los últimos años

	2008	2009	2010	2011	2012
Habitantes	643	631	619	615	611
I/hab.día	471	488	484	495	480

Tabla 2.2. Consumo medio por habitante y día en La Almolda en los últimos años

Cabezas de ganado en La Almolda					
	Vacuno	Porcino	Ovino	Avícola	Caracoles
Nº	1.000	31.000	6.000	70.000	120.000

Tabla 2.3. Número máximo de cabezas de ganado registrados La Almolda en el año 201.

2.3 Características climáticas

Con los datos medios de temperatura y precipitación, y atendiendo a las clasificaciones climáticas de algunos autores como Gaussen o Rivas Martínez, podemos decir que la zona de estudio se encuentra en un área de clima mediterráneo. La clasificación climática de Thornthwaite hace referencia a un clima (D B' d) Semiárido de tipo Mesotérmico y con una precipitación deficiente en todas las estaciones.

Según Rivas Martínez, el piso bioclimático en el que se encuentra la zona es de tipo Mesomediterráneo, el horizonte bioclimático, Medio, y el ombroclima de tipo Seco.

Para conocer el tipo de clima ha sido necesario disponer de los valores de temperatura y precipitación de una misma estación climática, por lo que hemos tomado los datos de la estación termopluviométrica más próxima a la zona de estudio: la estación de Castejón de Monegros, que se encuentra a 466 metros de altitud al norte del área analizada.

A partir de los datos que proporciona dicha estación se pueden extraer las siguientes conclusiones:

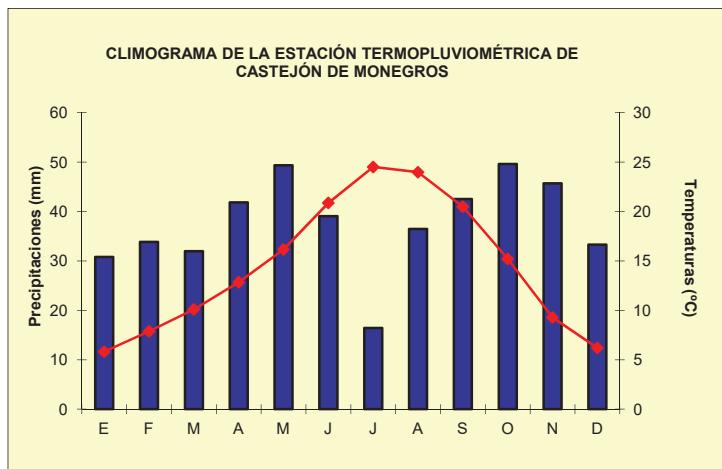
Las precipitaciones se distribuyen anualmente de forma irregular, siendo los meses de mayo, octubre y noviembre los que registran los valores más elevados.

Los valores mínimos se localizan en los meses centrales del verano (julio y agosto) y en los de diciembre y enero, registrándose un mínimo muy acusado en el mes de julio en torno a los 16,43 mm.

La precipitación total anual se sitúa en torno a los 400 mm.

Las temperaturas son moderadas y de escasa oscilación.

Los meses más cálidos son julio y agosto, con una temperatura media en torno a los 24º y las mínimas corresponden a diciembre, enero y febrero con valores entre 5 y 7º.



2.4 Geomorfología, geología y litología.

La zona de estudio se enmarca dentro de una unidad geológica y geomorfológica de orden superior: la Cuenca del Ebro, territorio eminentemente llano, si bien no exento de relieve.

La Cuenca del Ebro tiene su origen en el Terciario Inferior: durante la orogenia que dio origen a los Pirineos y a la Cordillera Ibérica la zona comprendida entre ambas se hundió, y sobre el zócalo paleozoico se depositaron los sedimentos terciarios procedentes de la erosión de las cordilleras de los márgenes de la cuenca. A mediados del Plioceno la cuenca quedó abierta al Mediterráneo, iniciándose una nueva fase básicamente denudativa correspondiente a finales del Plioceno y todo el Cuaternario.

En la actualidad la geología del centro de la Cuenca está dominada por un Terciario de rocas alcalinas disgregables más o menos salinas (yesos, margas y arcillas) que intercalan niveles menos potentes de rocas más duras (calizas y eventualmente areniscas). La erosión diferencial que ha actuado sobre estos materiales de disposición básicamente horizontal y diferente grado de resistencia, ha generado formas de relieve de carácter estructural; son los relieves tabulares o muelas, los relieves monoclinales o cuestas, y su cortejo de cerros testigo y antecerros. Son de notar así mismo otras formas menores de origen estructural, como son los mallos, los paleocanales, el modelado kárstico generado sobre los yesos y calizas o los tafonis y gnammas sobre las areniscas (PELLICER y ECHEVERRÍA, 1989).

Las formas de acumulación cuaternarias, por su parte, se encuentran ampliamente representadas en la Depresión del Ebro, recubriendo los fondos de valle, las depresiones presomontanas y los piedemontes serranos y pies de muela.

Las más significativas son las terrazas aluviales asociadas al Ebro y sus afluentes y los glacis detríticos de texturas muy diversas (conglomerados a limos finos) y potencia variable; se distinguen varios niveles tanto de glacis como de terrazas, de forma que los más antiguos quedan colgados sobre los niveles más recientes. Otras formas cuaternarias destacadas son las laderas y, principalmente en el centro de la Depresión, la presencia de vales de fondo plano.

El nivel Mesozoico (calizas mesozoicas) sólo aparece en el borde de la Cuenca; la caliza cretácica aflora en los promontorios del Somontano prepirenaico, mientras que el Jurásico adquiere cierta extensión en el Sistema Ibérico.

Desde el punto del vista geológico la zona de estudio se localiza en la llamada unidad Remolinos-Lanaja (La Almolda) donde se localizan fundamentalmente materiales de edad terciaria (Mioceno inferior-medio) y, en pequeña proporción, materiales de edad cuaternaria que recubren a los anteriormente citados. La zona más amplia del Cuaternario aparece al pie de la Sierra de Santa Quiteria en una faja que se extiende paralelamente a ella.

En esta gran unidad cabe distinguir cuatro subunidades:

Margas con yeso nodular y capas delgadas de caliza (Aragoniente):

Esta subunidad ocupa la mayor parte del término municipal en su mitad septentrional. Se trata de una zona muy llana en ocasiones recubierta por materiales cuaternarios que se corresponden con las “vales”. Litológicamente se trata de una serie dominante mente margosa, con presencia de yesos nódulos que pueden unirse para dar un aspecto de cintas de nódulos, y con algunos niveles centimétricos de calizas bioturbadas.

Alternancia de arcillas, margas y calizas (Aragoniente):

Esta subunidad se localiza al pie de la Sierra de Santa Quiteria. Litológicamente esta unidad está constituida por arcillas, margas y capas de caliza limosa, observándose una disminución de las arcillas hacia techo a favor de un aumento de las capas de caliza. De forma muy ocasional se encuentran niveles centimétricos de arenisca.

Alternancia de calizas y lutitas, ocasionalmente rojizas (Aragoniente):

Aflora en una pequeña franja en el contacto con la subunidad anterior. La litología de este tramo está dominada por capas y bancos de caliza de escala métrica-decimétrica con intercalaciones de margas y niveles arcillosos bioturbados.

Yesos tabulares y nódulos de aspecto masivo (Aragoniente):

Esta subunidad ocupa una gran extensión en la mitad meridional de la zona de estudio. Se trata de una serie dominante mente yesífera constituida por yesos de aspecto nodular (de hasta 1 metro de potencia) alternando con yesos tabulares e interestratos de marga. Su aspecto general es de yeso masivo.

2.5 Hidrología

La zona de estudio se enmarca en el interfluvio de los ríos Alcanadre y Ebro. El río Alcanadre es afluente del Cinca que a su vez desemboca en el Ebro por su margen izquierda.

La estructura hidrológica de la zona de estudio se caracteriza por su carácter arreico de forma que los barrancos configurados por la Sierra de Santa Quiteria se difuminan en el extenso glacis que se extiende a su pie a modo de conos de deyección. La evacuación de la escorrentía superficial se organiza mediante amplias vales o valles de fondo plano que únicamente en la zona sur del término llegan a configurar cierto relieve. No existe ningún curso fluvial permanente y únicamente se aprecia la escorrentía superficial asociada a las precipitaciones. Cabe destacar, como principales vías de evacuación, la “Val de Gelsa”, al sur del término y “La Val” en la zona oriental que se corresponde con la cabecera del Barranco de la Valcuerna.

No existen aprovechamientos propiamente dichos de aguas subterráneas que son muy escasas y presentan una elevada salinidad.

Cabe destacar el sistema tradicional de recogida de aguas de escorrentía mediante balsas y pozos así como la red de agüeras asociada. Fue el sistema de abastecimiento a la propia población hasta 1975 y sigue teniendo una gran importancia en relación con el abastecimiento del ganado; presenta así mismo indudable interés en relación con la fauna silvestre y, en particular, con las especies cinegéticas.

2.6 Suelos

Siguiendo las normas de la “Soil Taxonomy” la zona de estudio se encuentra en general sobre suelos de Orden Inceptisols. Se trata de suelos medianamente evolucionados, presentando un perfil tipo A/(B)/C en el que se observa la presencia de un horizonte CAMBICO (B) que presenta un moderado grado de evolución. Suelos medianamente profundos, alcalinos, con texturas franco-arcillosas generalmente, con abundante caliza en todo el perfil debido a que se han desarrollado a partir de conglomerados y margas calizas pudiendo tener un horizonte de acumulación de caliza en profundidad (CALCICO).

Son frecuentes los procesos de salinización en la zona sur del término y está asociada a la presencia de yesos.

2.7 Análisis socio-económico de La Almolda

Evolución de la población

El número de habitantes empadronados en La Almolda tiene una tendencia descendente a lo largo de los últimos años en que se disminuye la población en unos 10 habitantes por año. Sin embargo, hay que tener en cuenta en la época de verano y durante los fines de semana se produce un incremento de la población por las personas que tienen una segunda residencia en el municipio de La Almolda.

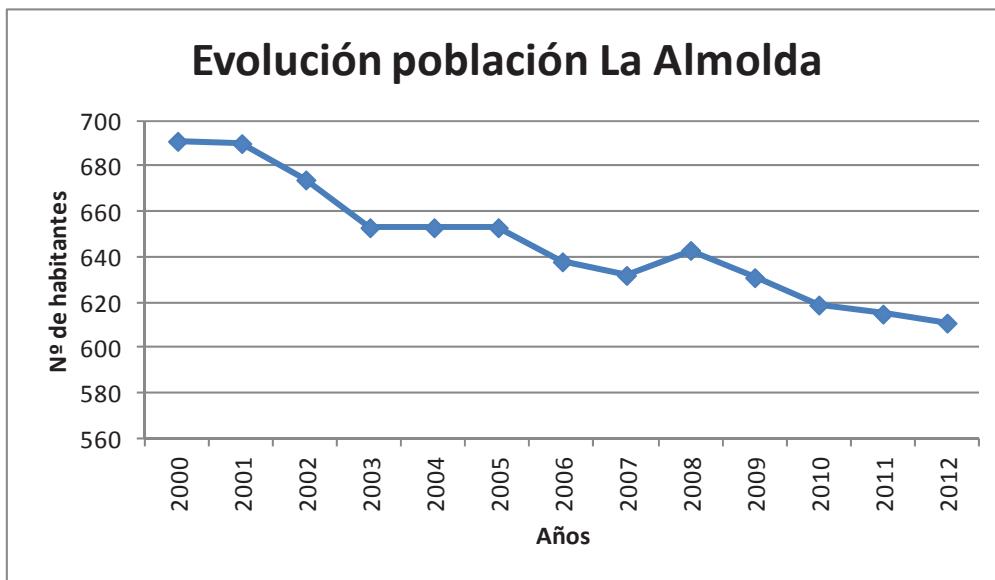
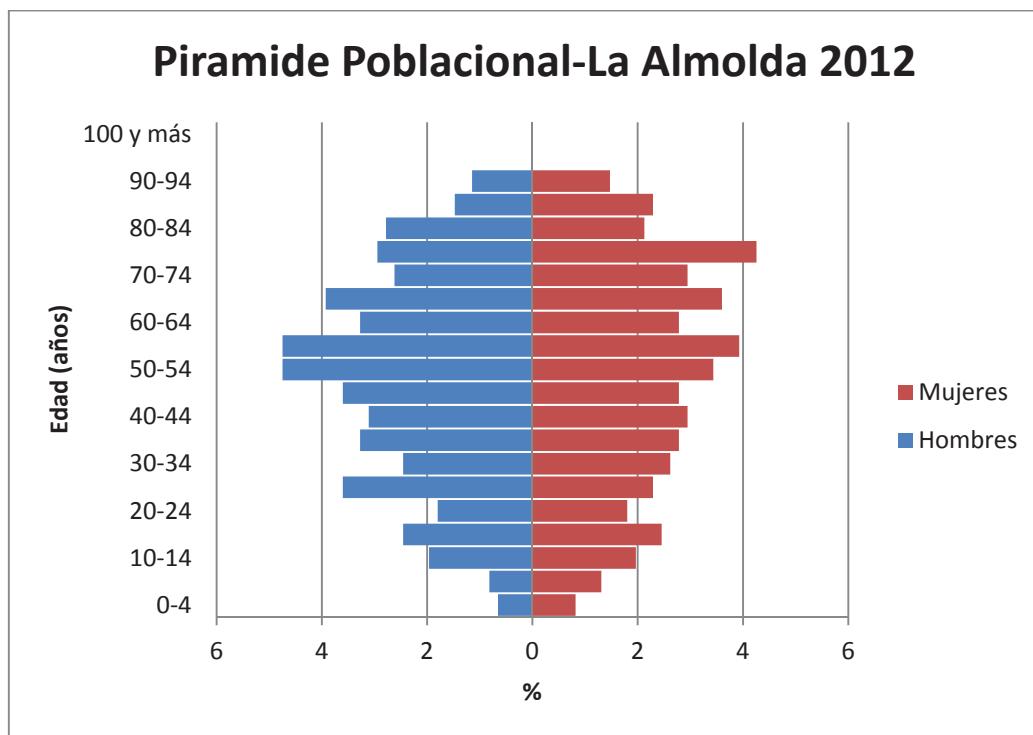


Gráfico 2.1. Evolución de la población de La Almolda en los últimos años (INE)

Estructura de la población

Se puede observar que la pirámide población de La Almolda representa una clara composición de población envejecida con una clara tendencia de despoblación a medio y largo plazo.



! Gráfico 2.2. Pirámide de población de La Almolda en el año 2012 (INE)

Las actividades agrarias ocupan al mayor volumen de población. Las actividades de construcción y servicios aglutinan un 40 % de la población activa de La Almolda, mientras que las industrias apenas supone un 10 % de la población.

Es importante tener en cuenta que dentro de las actividades agrarias se encuentra la ganadería con una tendencia alcista en número de cabezas de ganado en los últimos años.

2.8 Análisis del consumo de agua

Se observa que el consumo de agua en los 5 últimos años en el municipio de La Almolda ha ido disminuyendo paulatinamente aunque sin un descenso pronunciado. El descenso en el consumo de agua desde 2008 a 2012 ha sido de un 3 % tal y como se muestra en el gráfico 2.1. Este descenso no podemos considerarlo como una tendencia bajista pero si se puede decir que el consumo se ha estabilizado en los últimos años. Por otra, parte el análisis de la población, tal como se ve en el gráfico 2.1, nos indica que en la población tiende a descender en los próximos años a razón de un 2-3 % anual.

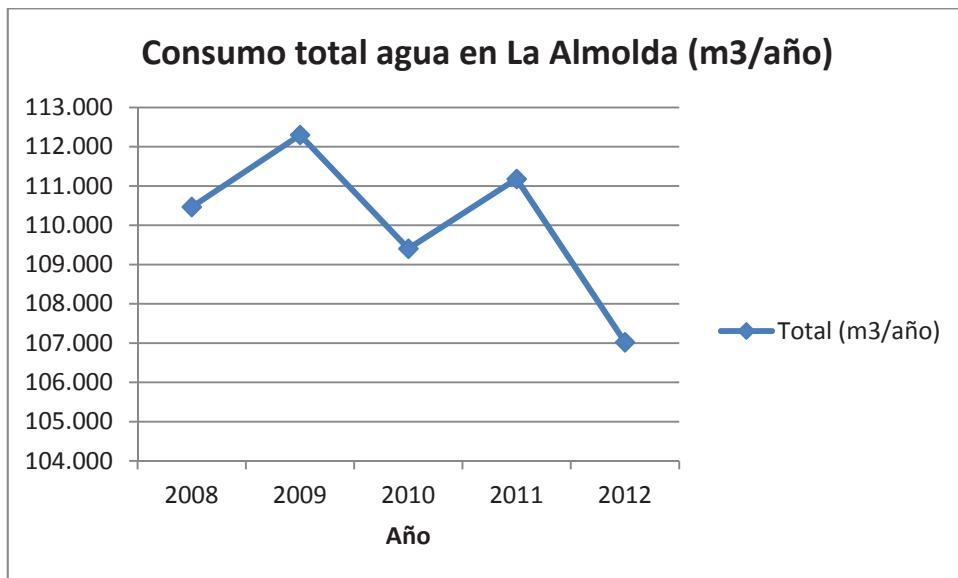


Gráfico 2.3. Evolución del consumo de agua en La Almolda en los últimos años

Por otro lado, se prevé un incremento de las cabezas de ganado en torno a un 10 %, ya que actualmente se han presentado 2 proyectos para 5000 cabezas de cerdo.

Además, las diferentes obras de remodelación y sustitución de las infraestructuras de abastecimiento reducirán las pérdidas en las infraestructuras, y por tanto, una reducción del consumo de agua.

Para obtener el caudal necesario para el abastecimiento de agua de la población de La Almolda se va a tener en cuenta los valores medios de consumo durante los años 2008, 2009, 2010, 2011 y 2012 en los diferentes meses mostrados en la gráfica 2.4. A partir de ahí, se escogerá el mes mayor, que como es lógico coincide con el mes de agosto para obtener el consumo medio mensual a tener en cuenta.

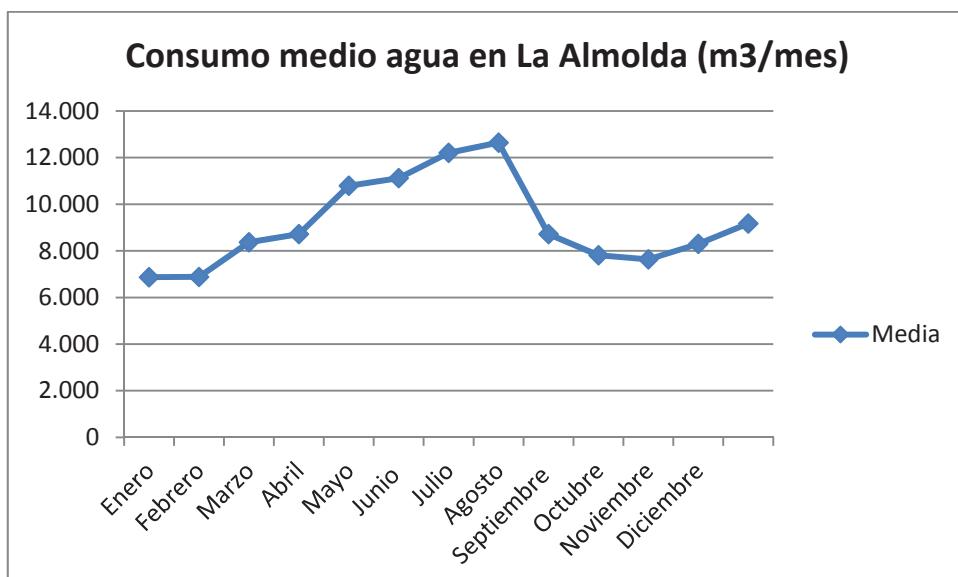


Gráfico 2.4. Consumo medio de agua en La Almolda

De esta forma se obtiene un consumo medio mensual de 12.642 m³/mes que dividiendo por 31 días nos da un caudal medio diario de 408 m³/día lo que implica un caudal medio instantáneo de 4,72 l/s. De esta forma se utilizan 2,15 depósitos de regulación diarios (190 m³) cada día en el mes de agosto para suplir las necesidades de agua del municipio de La Almolda.

No se han utilizado valores máximos de consumo al obtener una tendencia de consumo estable y bajista a corto y medio plazo. En el gráfico 2.5 se muestran los consumos medios estimados por mes en m³/día por cada mes.

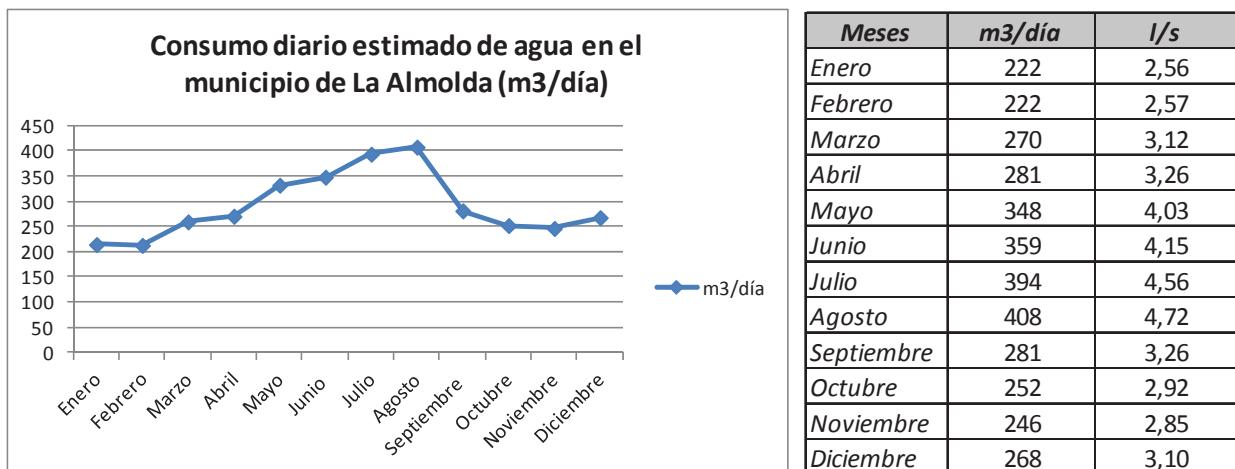


Gráfico 2.5. Consumo diario medio de agua por meses en La Almolda

Se ha observado que el depósito de regulación actual resulta escaso ya que en períodos de **máxima demanda debe de ser llenado 2, 15 veces al día**. Esto nos indica que la impulsión proyectada debe de mantener un alto margen de seguridad ya que el depósito de regulación apenas puede abastecer medio día durante el periodo de máxima demanda.

Los análisis de consumo de agua dan un valor de aproximadamente **480 litros por habitante y día de media anual**. Este es un valor muy alto ya que en él se engloba el consumo de agua realizado por los animales de granja. Es por ello, que el dato no ha de ser tenido en cuenta para al diseño del caudal nominal de la nueva instalación de captación y potabilización.

Se propone el diseño de un caudal de impulsión que permita llenar el depósito en un tiempo máximo de 8 horas. De esta forma se obtiene un caudal de 23,75 m³/h (190m³/8 h) que se corresponde con 6,6 l/s. Se propone, por tanto ajustar a un **caudal nominal de 7 l/s en la captación y potabilización de agua de abastecimiento proyectada**.

El caudal nominal proyectado permitirá suplir las necesidades de agua de 4,72 l/s actuales más el aumento de un 10 % por incremento de cabezas de ganado, además de asegurar el llenado del depósito de regulación de hasta 3 veces por día.

2.9 Conclusiones

El análisis del consumo actual del municipio de La Almolda así como la evolución de la población y su pirámide poblacional nos indican que los consumos de agua por habitante a largo plazo tienden a reducirse. Sin embargo, la mayoría de las granjas instaladas en el municipio de La Almolda consumen agua potable para dar de beber a los animales y se ha estimado que el número de cabezas de ganado se incremente a largo plazo.

Por otro, se ha observado que el depósito de regulación actual de 190 m³ de capacidad, el cual se seguirá utilización en el proyecto, resulta escaso ya que en periodos de máxima demanda debe de llenarse al menos 2, 15 veces al día. Es por ello que se ha propuesto la elección de un **caudal nominal de 7 l/s** que permita el **Llenado del depósito hasta 3 veces al día** supliendo el caudal medio instantáneo estimado de 4,72 l/s y la previsión de un 10 % de aumento de consumo por cabezas de ganado (5,2 l/s).



Trabajo Fin de Máster

ANEXO E DOCUMENTACION

Autor
Adolfo Terreu Zaballos

Director/es
José Francisco Sanz Osorio



Año 2017

LAZARD'S LEVELIZED COST OF ENERGY ANALYSIS—VERSION 11.0

LAZARD

Introduction

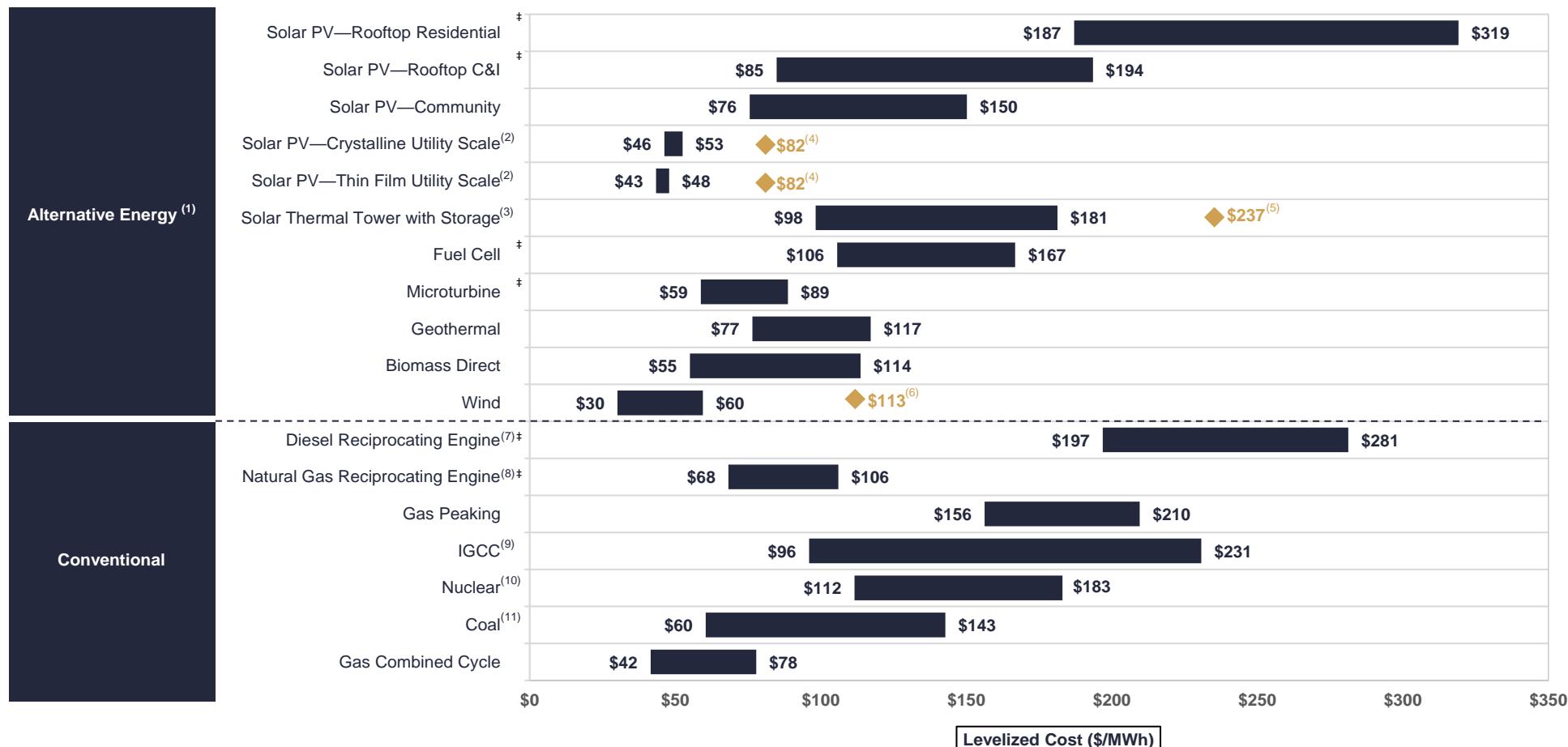
Lazard's Levelized Cost of Energy ("LCOE") analysis addresses the following topics:

- Comparative "levelized cost of energy" analysis for various technologies on a \$/MWh basis, including sensitivities, as relevant, for U.S. federal tax subsidies, fuel costs, geography and cost of capital, among other factors
- Comparison of the implied cost of carbon abatement for various generation technologies
- Illustration of how the cost of various generation technologies compares against illustrative generation rates in a subset of the largest metropolitan areas of the U.S.
- Illustration of utility-scale and rooftop solar versus peaking generation technologies globally
- Illustration of how the costs of utility-scale and rooftop solar and wind vary across the U.S., based on illustrative regional resources
- Illustration of the declines in the leveled cost of energy for various generation technologies over the past several years
- Comparison of assumed capital costs on a \$/kW basis for various generation technologies
- Illustration of the impact of cost of capital on the leveled cost of energy for selected generation technologies
- Decomposition of the leveled cost of energy for various generation technologies by capital cost, fixed operations and maintenance expense, variable operations and maintenance expense, and fuel cost, as relevant
- Considerations regarding the usage characteristics and applicability of various generation technologies, taking into account factors such as location requirements/constraints, dispatch capability, land and water requirements and other contingencies
- Summary assumptions for the various generation technologies examined
- Summary of Lazard's approach to comparing the leveled cost of energy for various conventional and Alternative Energy generation technologies

Other factors would also have a potentially significant effect on the results contained herein, but have not been examined in the scope of this current analysis. These additional factors, among others, could include: capacity value vs. energy value; stranded costs related to distributed generation or otherwise; network upgrade, transmission or congestion costs or other integration-related costs; significant permitting or other development costs, unless otherwise noted; and costs of complying with various environmental regulations (e.g., carbon emissions offsets, emissions control systems). The analysis also does not address potential social and environmental externalities, including, for example, the social costs and rate consequences for those who cannot afford distribution generation solutions, as well as the long-term residual and societal consequences of various conventional generation technologies that are difficult to measure (e.g., nuclear waste disposal, environmental impacts, etc.). Lazard's LCOE aims to identify quantifiable, non-debatable costs. While prior versions of this study have presented the LCOE inclusive of the U.S. Federal Investment Tax Credit and Production Tax Credit, Versions 6.0 – 11.0 present the LCOE on an unsubsidized basis, except as noted on the page titled "Levelized Cost of Energy—Sensitivity to U.S. Federal Tax Subsidies"

Unsubsidized Levelized Cost of Energy Comparison

Certain Alternative Energy generation technologies are cost-competitive with conventional generation technologies under some scenarios; such observation does not take into account potential social and environmental externalities (e.g., social costs of distributed generation, environmental consequences of certain conventional generation technologies, etc.), reliability or intermittency-related considerations (e.g., transmission and back-up generation costs associated with certain Alternative Energy technologies)



Source: Lazard estimates.

Note: Here and throughout this presentation, unless otherwise indicated, analysis assumes 60% debt at 8% interest rate and 40% equity at 12% cost for conventional and Alternative Energy generation technologies. Reflects global, illustrative costs of capital, which may be significantly higher than OECD country costs of capital. See "Unsubsidized Levelized Cost of Energy—Cost of Capital Comparison" page for additional details on cost of capital. Analysis does not reflect potential impact of recent draft rule to regulate carbon emissions under Section 111(d). See Appendix for fuel costs for each technology. See following page for footnotes.

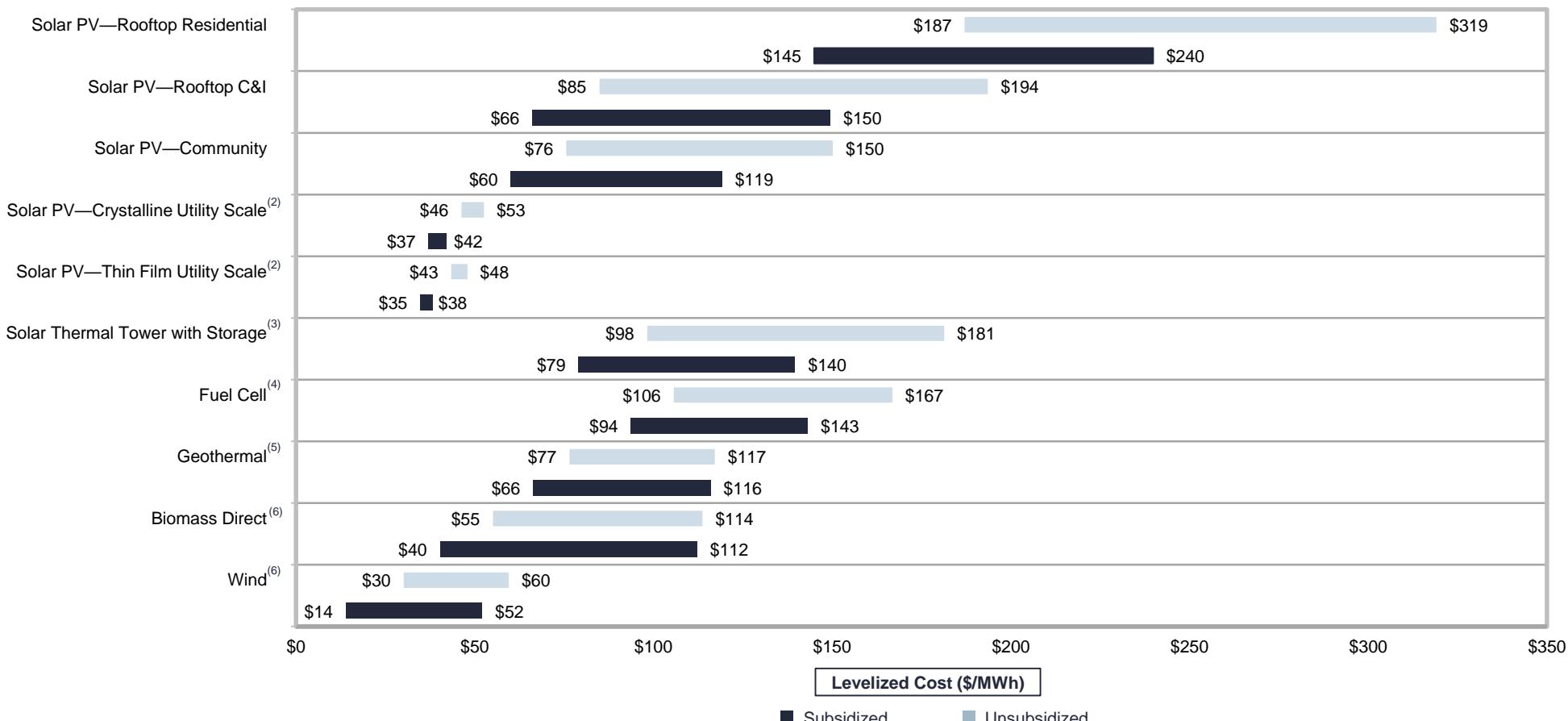
‡ Denotes distributed generation technology.

Unsubsidized Levelized Cost of Energy Comparison (cont'd)

- (1) Analysis excludes integration (e.g., grid and conventional generation investment to overcome system intermittency) costs for intermittent technologies.
- (2) Low end represents single-axis tracking system. High end represents fixed-tilt design. Assumes 30 MW system in a high insolation jurisdiction (e.g., Southwest U.S.). Does not account for differences in heat coefficients within technologies, balance-of-system costs or other potential factors which may differ across select solar technologies or more specific geographies.
- (3) Low and high end represent a concentrating solar tower with 10-hour storage capability. Low end represents an illustrative concentrating solar tower built in South Australia.
- (4) Illustrative “PV Plus Storage” unit. PV and battery system (and related bi-directional inverter, power control electronics, etc.) sized to compare with solar thermal with 10-hour storage on capacity factor basis (52%). Assumes storage nameplate “usable energy” capacity of ~400 MWhdc, storage power rating of 110 MWac and ~200 MWac PV system. Implied output degradation of ~0.40%/year (assumes PV degradation of 0.5%/year and battery energy degradation of 1.5%/year, which includes calendar and cycling degradation). Battery round trip DC efficiency of 90% (including auxiliary losses). Storage opex of ~\$8/kWh-year and PV O&M expense of ~\$9.2/kW DC-year, with 20% discount applied to total opex as a result of synergies (e.g., fewer truck rolls, single team, etc.). Total capital costs of ~\$3,456/kW include PV plus battery energy storage system and selected other development costs. Assumes 20-year useful life, although in practice the unit may perform longer. Illustrative system located in Southwest U.S.
- (5) Diamond represents an illustrative solar thermal facility without storage capability.
- (6) Represents estimated implied midpoint of levelized cost of energy for offshore wind, assuming a capital cost range of \$2.36 – \$4.50 per watt.
- (7) Represents distributed diesel generator with reciprocating engine. Low end represents 95% capacity factor (i.e., baseload generation in poor grid quality geographies or remote locations). High end represents 10% capacity factor (i.e., to overcome periodic blackouts). Assumes replacement capital cost of 65% of initial total capital cost every 25,000 operating hours.
- (8) Represents distributed natural gas generator with reciprocating engine. Low end represents 95% capacity factor (i.e., baseload generation in poor grid quality geographies or remote locations). High end represents 30% capacity factor (i.e., to overcome periodic blackouts). Assumes replacement capital cost of 65% of initial total capital cost every 60,000 operating hours.
- (9) Does not include cost of transportation and storage. Low and high end depicts an illustrative recent IGCC facility located in the U.S.
- (10) Does not reflect decommissioning costs or potential economic impact of federal loan guarantees or other subsidies. Low and high end depicts an illustrative nuclear plant using the AP1000 design.
- (11) Reflects average of Northern Appalachian Upper Ohio River Barge and Pittsburgh Seam Rail coal. High end incorporates 90% carbon capture and compression. Does not include cost of transportation and storage.

Levelized Cost of Energy—Sensitivity to U.S. Federal Tax Subsidies⁽¹⁾

Given the extension of the Investment Tax Credit (“ITC”) and Production Tax Credit (“PTC”) in December 2015 and resulting subsidy visibility, U.S. federal tax subsidies remain an important component of the economics of Alternative Energy generation technologies (and government incentives are, generally, currently important in all regions)



Source: Lazard estimates.

(1) Unless otherwise noted, the subsidized analysis assumes projects placed into service in time to qualify for full PTC/ITC. Assumes 30% debt at 8.0% interest rate, 50% tax equity at 10.0% cost and 20% common equity at 12.0% cost, unless otherwise noted.

(2) Low end represents a single-axis tracking system. High end represents a fixed-tilt design. Assumes 30 MW installation in high insolation jurisdiction (e.g., Southwest U.S.).

(3) Low and high end represent a concentrating solar tower with 10-hour storage capability. Low end represents an illustrative concentrating solar tower built in South Australia.

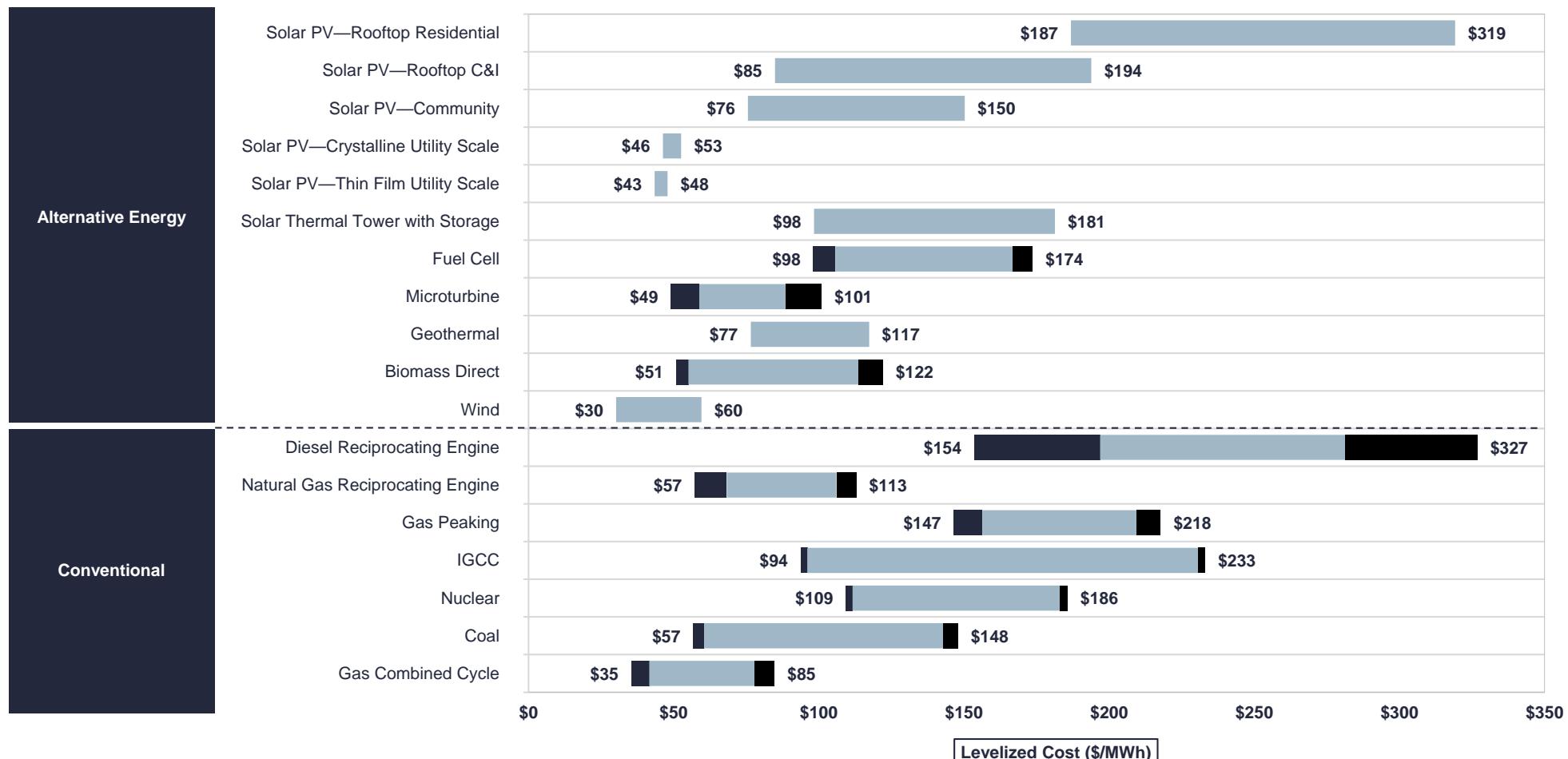
(4) The ITC for fuel cell technologies is capped at \$1,500/0.5 kW of capacity.

(5) Reflects no ITC. Reflects 80% of \$23/MWh PTC, escalated at ~1.5% annually for a term of 10 years.

(6) Reflects no ITC. Reflects 80% of \$23/MWh PTC, escalated at ~1.5% annually for a term of 10 years. Due to high capacity factor and, relatedly, high PTC investor appetite, assumes 15% debt at 8.0% interest rate, 70% tax equity at 10.0% cost and 15% common equity at 12.0% cost.

Levelized Cost of Energy Comparison—Sensitivity to Fuel Prices

Variations in fuel prices can materially affect the leveled cost of energy for conventional generation technologies, but direct comparisons against “competing” Alternative Energy generation technologies must take into account issues such as dispatch characteristics (e.g., baseload and/or dispatchable intermediate load vs. peaking or intermittent technologies)



Source: Lazard estimates.

Note: Darkened areas in horizontal bars represent low end and high end leveled cost of energy corresponding with ±25% fuel price fluctuations.

Cost of Carbon Abatement Comparison

As policymakers consider the best and most cost-effective ways to limit carbon emissions, they should consider the implicit costs of carbon abatement of various Alternative Energy generation technologies; an analysis of such implicit costs suggests that policies designed to promote wind and utility-scale solar development could be a particularly cost-effective way of limiting carbon emissions; rooftop solar and solar thermal remain expensive, by comparison

- Such observation does not take into account potential social and environmental externalities or reliability or grid-related considerations

	Units	Conventional Generation			Alternative Energy Resources			
		Coal ⁽²⁾	Gas Combined Cycle	Nuclear	Wind	Solar PV Rooftop	Solar PV Utility Scale ⁽³⁾	Solar Thermal with Storage ⁽⁴⁾
Capital Investment/KW of Capacity ⁽¹⁾	\$/kW	\$3,000	\$686	\$6,500	\$1,200	\$3,100	\$1,375	\$3,825
Total Capital Investment	\$mm	\$1,800	\$480	\$4,030	\$1,212	\$9,889	\$2,558	\$5,011
Facility Output	MW	600	700	620	1010	3190	1860	1310
Capacity Factor	%	93%	80%	90%	55%	18%	30%	43%
Effective Facility Output	MW	558	558	558	558	558	558	558
MWh/Year Produced ⁽⁵⁾	GWh/yr	4,888	4,888	4,888	4,888	4,888	4,888	4,888
Levelized Cost of Energy	\$/MWh	\$60	\$42	\$112	\$30	\$187	\$46	\$98
Total Cost of Energy Produced	\$mm/yr	\$296 ②	\$203	\$546	\$147	\$914	\$226 ①	\$480
CO₂ Equivalent Emissions	Tons/MWh	0.92	0.51	—	—	—	—	—
Carbon Emitted	mm Tons/yr	4.51	2.50	—	—	—	—	—
Difference in Carbon Emissions	mm Tons/yr							
vs. Coal		—	2.01	4.51	4.51	4.51	4.51	4.51
vs. Gas		—	—	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50
Difference in Total Energy Cost	\$mm/yr							
vs. Coal		—	(\$92)	\$250	(\$148)	\$619	(\$69)	\$185
vs. Gas		—	—	\$342	(\$56)	\$711	\$23	\$277
Implied Abatement Cost/(Saving)	\$/Ton							
vs. Coal		—	(\$46)	\$55	(\$33)	\$137	(\$15)	\$41
vs. Gas		—	—	\$137	(\$22)	\$284	\$9	\$111

Source: Lazard estimates.

Note: Unsubsidized figures. Assumes 2017 dollars, 20 – 40 year economic life, 40% tax rate and 5 – 40 year tax life.

Assumes 2.25% annual escalation for O&M costs and fuel prices. Inputs for each of the various technologies are those associated with the low end levelized cost of energy. LCOE figures calculated on a 20-year basis.

(1) Includes capitalized financing costs during construction for generation types with over 24 months construction time.

(2) Reflects average of Northern Appalachian Upper Ohio River Barge and Pittsburgh Seam Rail coal. Does not incorporate carbon capture and compression.

(3) Represents crystalline utility-scale solar with single-axis tracking.

(4) Low and high end represent a concentrating solar tower with 10-hour storage capability. Low end represents an illustrative concentrating solar tower built in South Australia.

(5) All facilities illustratively sized to produce 4,888 GWh/yr.

Illustrative Implied Carbon Abatement Cost Calculation:

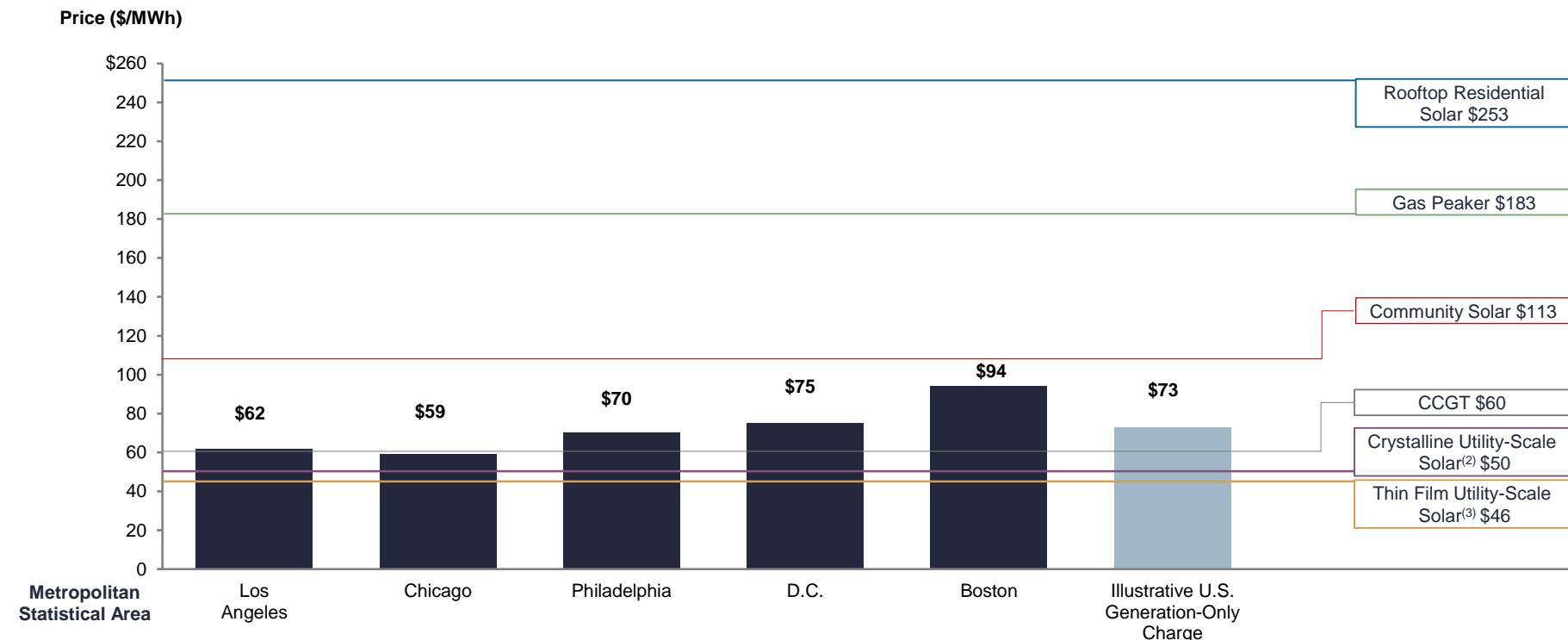
$$\text{④ Difference in Total Energy Cost vs. Coal} = \text{①} - \text{②} \\ = \$226 \text{ mm/yr (solar)} - \$296 \text{ mm/yr (coal)} = (\$69) \text{ mm/yr}$$

$$\text{⑤ Implied Abatement Cost vs. Coal} = \text{④} \div \text{③} \\ = (\$69) \text{ mm/yr} \div 4.51 \text{ mm Tons/yr} = (\$15) \text{ /Ton}$$

Generation Rates for Selected Large U.S. Metropolitan Areas⁽¹⁾

Setting aside the legislatively mandated demand for solar and other Alternative Energy resources, utility-scale solar is becoming a more economically viable peaking energy product in many key, high population areas of the U.S. and, as pricing declines, could become economically competitive across a broader array of geographies

- Such observation does not take into account potential social and environmental externalities or reliability-related considerations



Source: EEI, Lazard estimates.

Note: Actual delivered generation prices may be higher, reflecting historical composition of resource portfolio. All technologies represent an average of the high and low leveled cost of energy values unless otherwise noted. Represents average retail rate for generation-only utility charges per EEI for 12 months ended December 31, 2016.

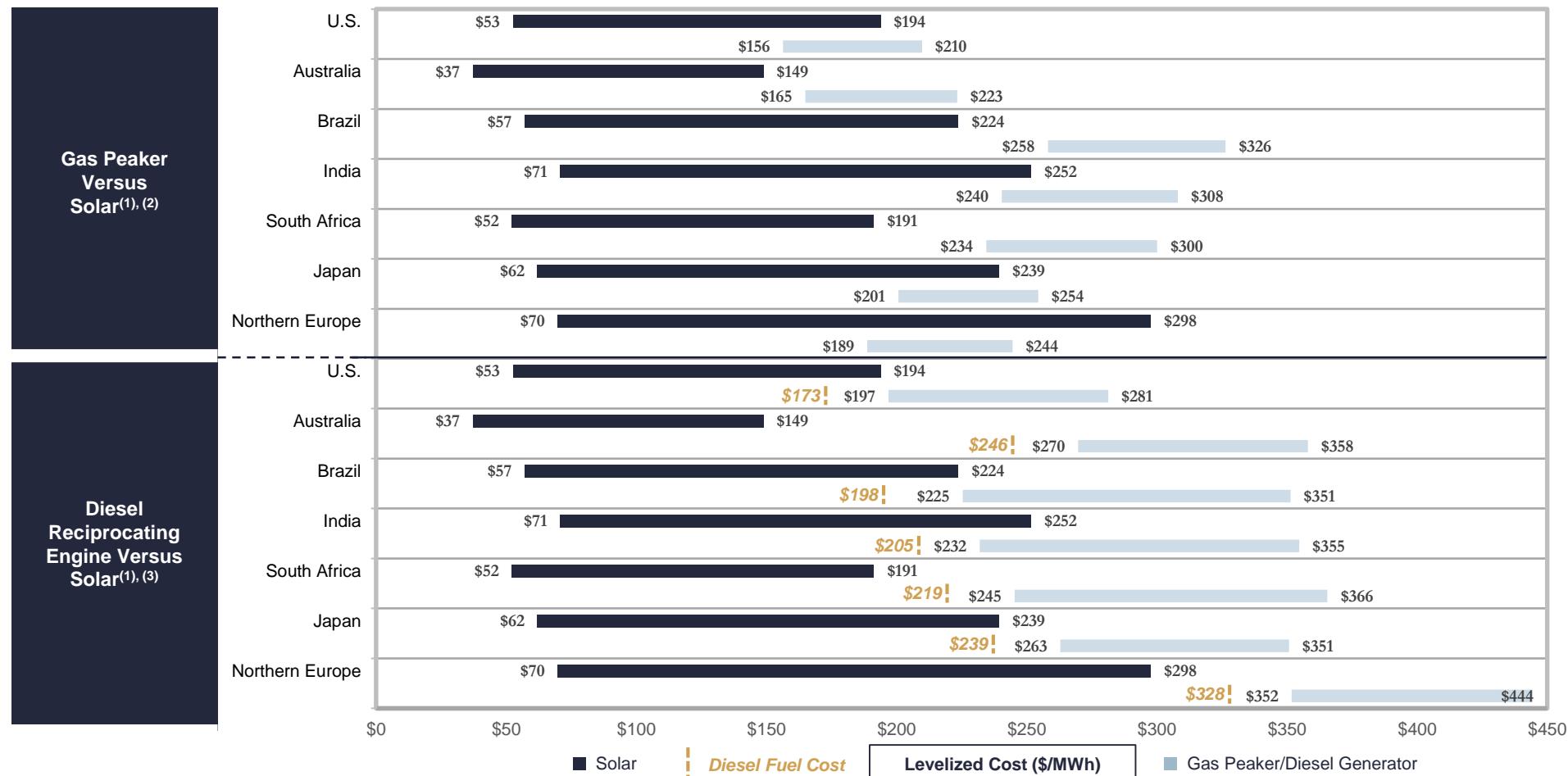
(1) Includes only those cities among top ten in population (per U.S. census) for which generation-only average \$/kWh figures are available.

(2) Represents crystalline utility-scale solar with single-axis tracking design. Excludes Investment Tax Credit.

(3) Represents thin film utility-scale solar with single-axis tracking design. Excludes Investment Tax Credit.

Solar versus Peaking Capacity—Global Markets

Solar PV can be an attractive resource relative to gas and diesel-fired peaking in many parts of the world due to high fuel costs; without storage, however, solar lacks the dispatch characteristics of conventional peaking technologies

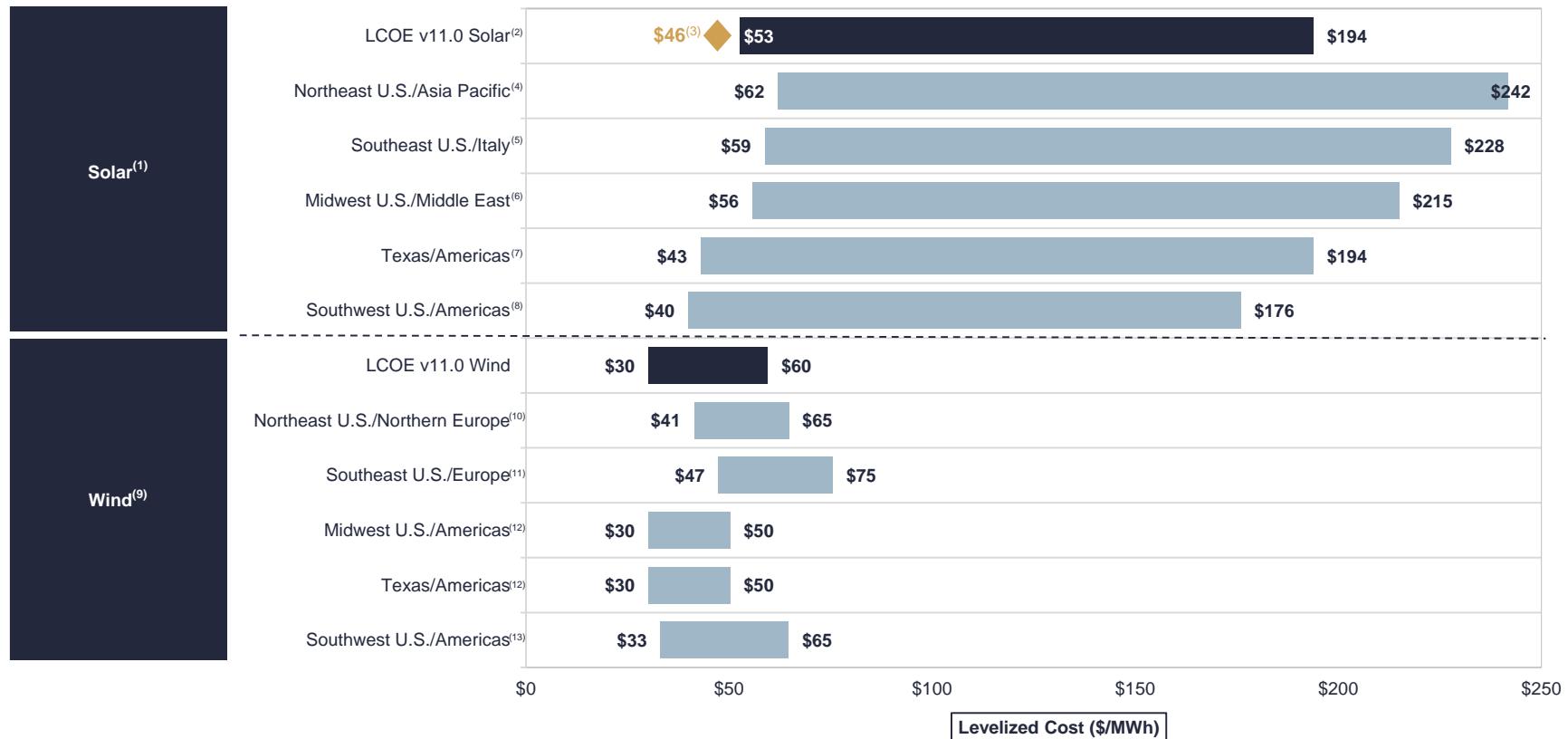


Source: World Bank, IHS Waterborne LNG and Lazard estimates.

- (1) Low end assumes crystalline utility-scale solar with a fixed-tilt design. High end assumes rooftop C&I solar. Solar projects assume illustrative capacity factors of 26% – 30% for Australia, 26% – 28% for Brazil, 22% – 23% for India, 27% – 29% for South Africa, 16% – 18% for Japan and 13% – 16% for Northern Europe. Equity IRRs of 12% are assumed for Australia, Japan and Northern Europe and 18% for Brazil, India and South Africa; assumes cost of debt of 8% for Australia, Japan and Northern Europe, 14.5% for Brazil, 13% for India and 11.5% for South Africa.
- (2) Assumes natural gas prices of \$4.00 for Australia, \$8.00 for Brazil, \$7.00 for India, \$7.00 for South Africa, \$7.00 for Japan and \$6.00 for Northern Europe (all in U.S. \$ per MMBtu). Assumes a capacity factor of 10%.
- (3) Diesel assumes high end capacity factor of 10% representing intermittent utilization and low end capacity factor of 95% representing baseload utilization, O&M cost of \$30 per kW/year, heat rate of 9,500 – 10,000 Btu/kWh and total capital costs of \$500 to \$800 per kW of capacity. Assumes diesel prices of \$3.60 for Australia, \$2.90 for Brazil, \$3.00 for India, \$3.20 for South Africa, \$3.50 for Japan and \$4.80 for Northern Europe (all in U.S. \$ per gallon).

Wind and Solar Resource—Regional Sensitivity (Unsubsidized)

The availability of wind and solar resources has a meaningful impact on the leveled cost of energy for various regions around the globe. This regional analysis varies capacity factors as a proxy for resource availability, while holding other variables constant. However, there are a variety of other factors (e.g., transmission, back-up generation/system reliability costs, labor rates, permitting and other costs, etc.) that would also impact regional costs



Source: Lazard estimates.

(1) Low end assumes a crystalline utility-scale solar fixed-tilt design, as tracking technologies may not be available in all geographies. High end assumes a rooftop C&I solar system.

(2) Low end assumes a crystalline utility-scale solar fixed-tilt design with a capacity factor of 21%.

(3) Diamond represents a crystalline utility-scale solar single-axis tracking system with a capacity factor of 30%.

(4) Assumes capacity factors of 16% – 18%. Asia Pacific includes Malaysia, the Philippines and Thailand.

(5) Assumes capacity factors of 17% – 19%.

(6) Assumes capacity factors of 18% – 20%. Middle East includes Israel, Turkey and the United Arab Emirates.

(7) Assumes capacity factors of 20% – 26%. Americas includes Guatemala, Honduras, Panama and Uruguay.

(8) Assumes capacity factors of 22% – 28%. Americas includes Brazil, Chile, Mexico and Peru.

(9) Assumes an onshore wind generation plant with capital costs of \$1.20 – \$1.65 per watt.

(10) Assumes capacity factors of 35% – 40%. Northern Europe includes Denmark and Sweden.

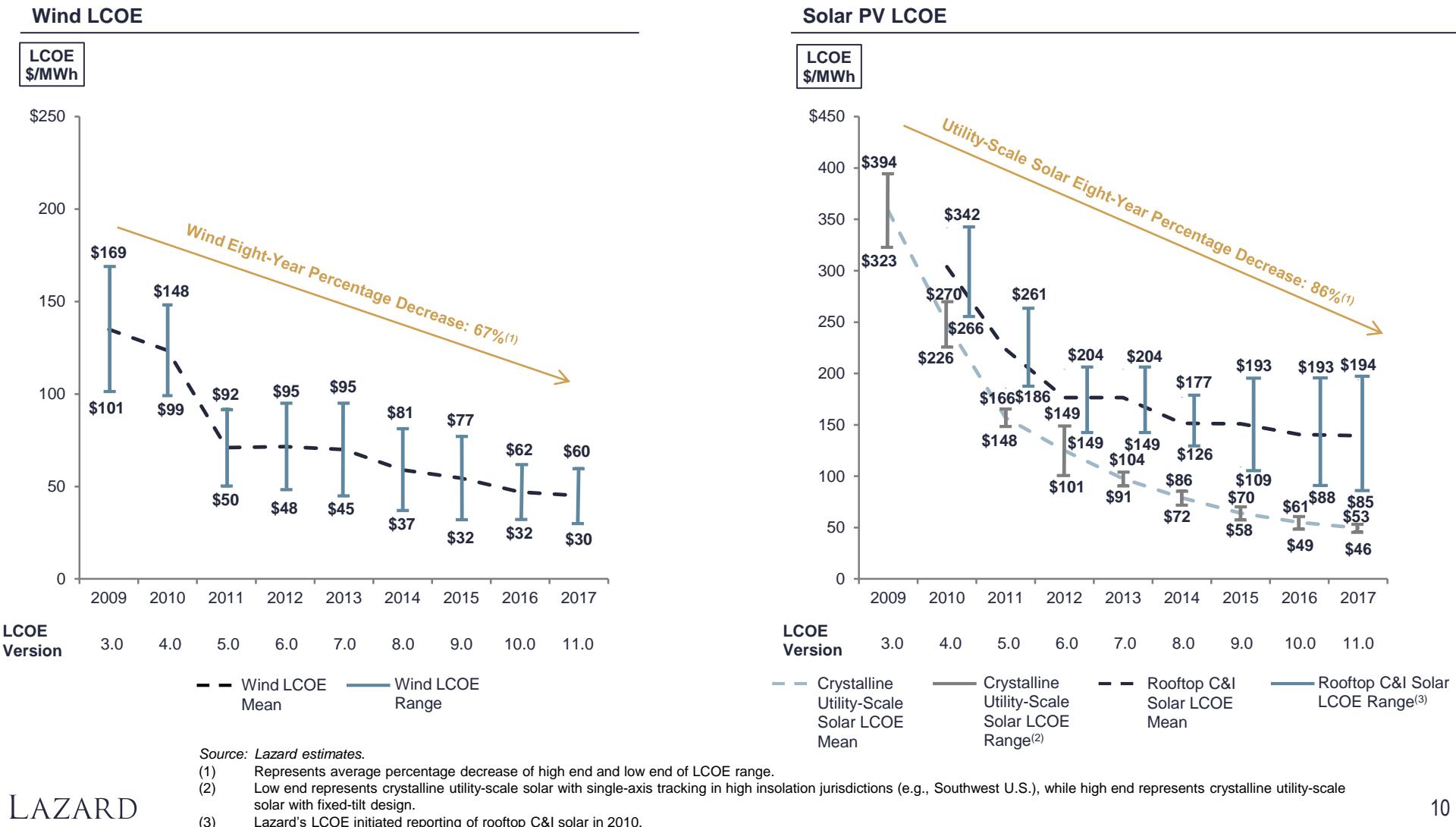
(11) Assumes capacity factors of 30% – 35%. Europe includes Germany, Italy, the Netherlands, Spain and the U.K.

(12) Assumes capacity factors of 45% – 55%. Americas includes Argentina and Brazil.

(13) Assumes capacity factors of 35% – 50%. Americas includes Chile, Mexico, Peru and Uruguay.

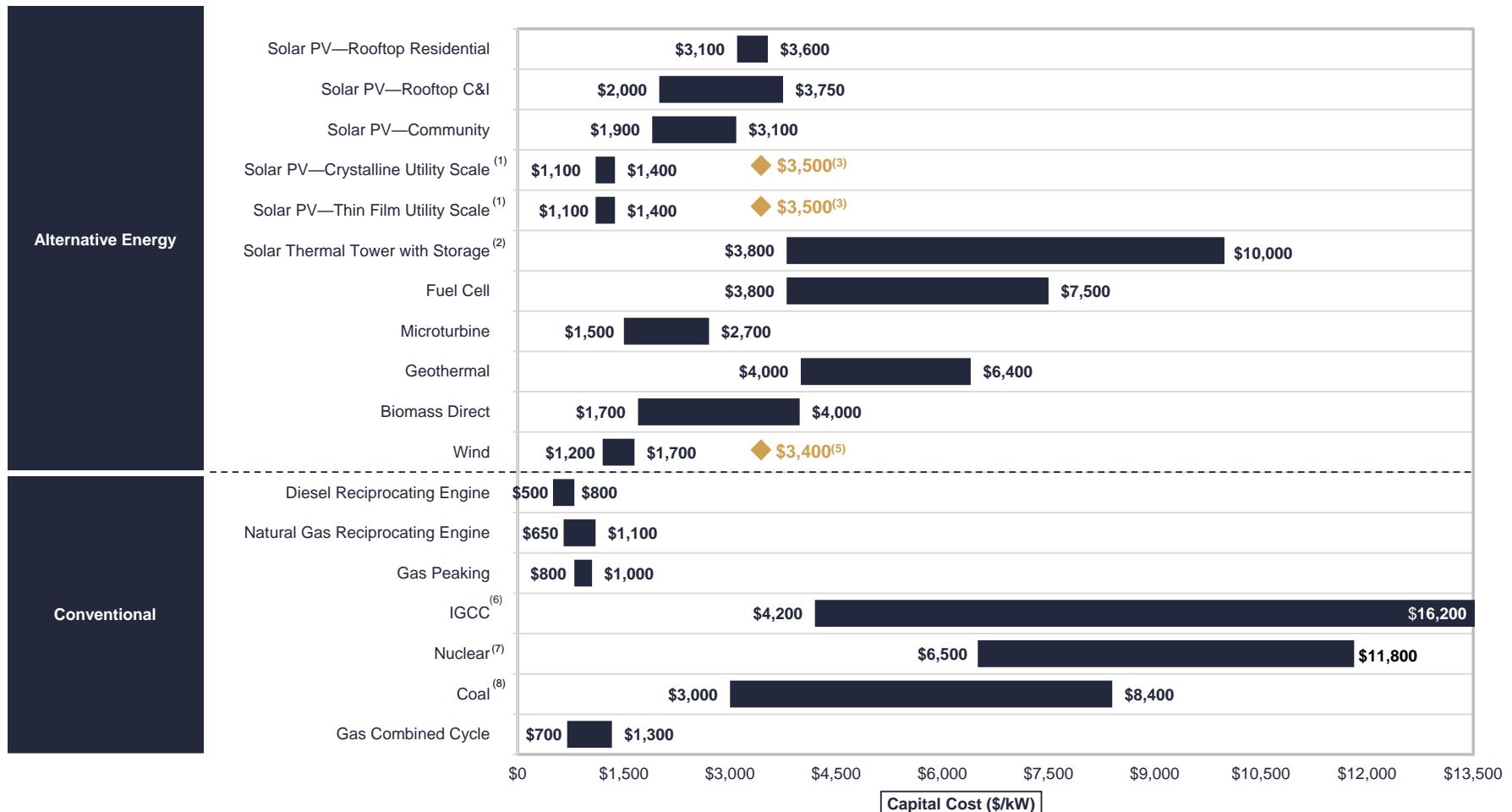
Unsubsidized Levelized Cost of Energy—Wind & Solar PV (Historical)

Over the last eight years, wind and solar PV have become increasingly cost-competitive with conventional generation technologies, on an unsubsidized basis, in light of material declines in the pricing of system components (e.g., panels, inverters, racking, turbines, etc.), and dramatic improvements in efficiency, among other factors



Capital Cost Comparison

While capital costs for a number of Alternative Energy generation technologies (e.g., solar PV, solar thermal) are currently in excess of some conventional generation technologies (e.g., gas), declining costs for many Alternative Energy generation technologies, coupled with uncertain long-term fuel costs for conventional generation technologies, are working to close formerly wide gaps in electricity costs. This assessment, however, does not take into account issues such as dispatch characteristics, capacity factors, fuel and other costs needed to compare generation technologies.



Source: Lazard estimates.

(1) High end capital cost represents the capital cost associated with the low end LCOE of utility-scale solar. Low end capital cost represents the capital cost associated with the high end LCOE of utility-scale solar.
 (2) Low and high end represent a concentrating solar tower with 10-hour storage capability. Low end represents an illustrative concentrating solar tower built in South Australia.

(3) Diamond represents PV plus storage.

(4) Diamond represents solar thermal tower capital costs without storage.

(5) Represents estimated midpoint of capital costs for offshore wind, assuming a capital cost range of \$2.36 – \$4.50 per watt.

(6) Low and high end represents Kemper and it incorporates 90% carbon capture and compression. Does not include cost of transportation and storage.

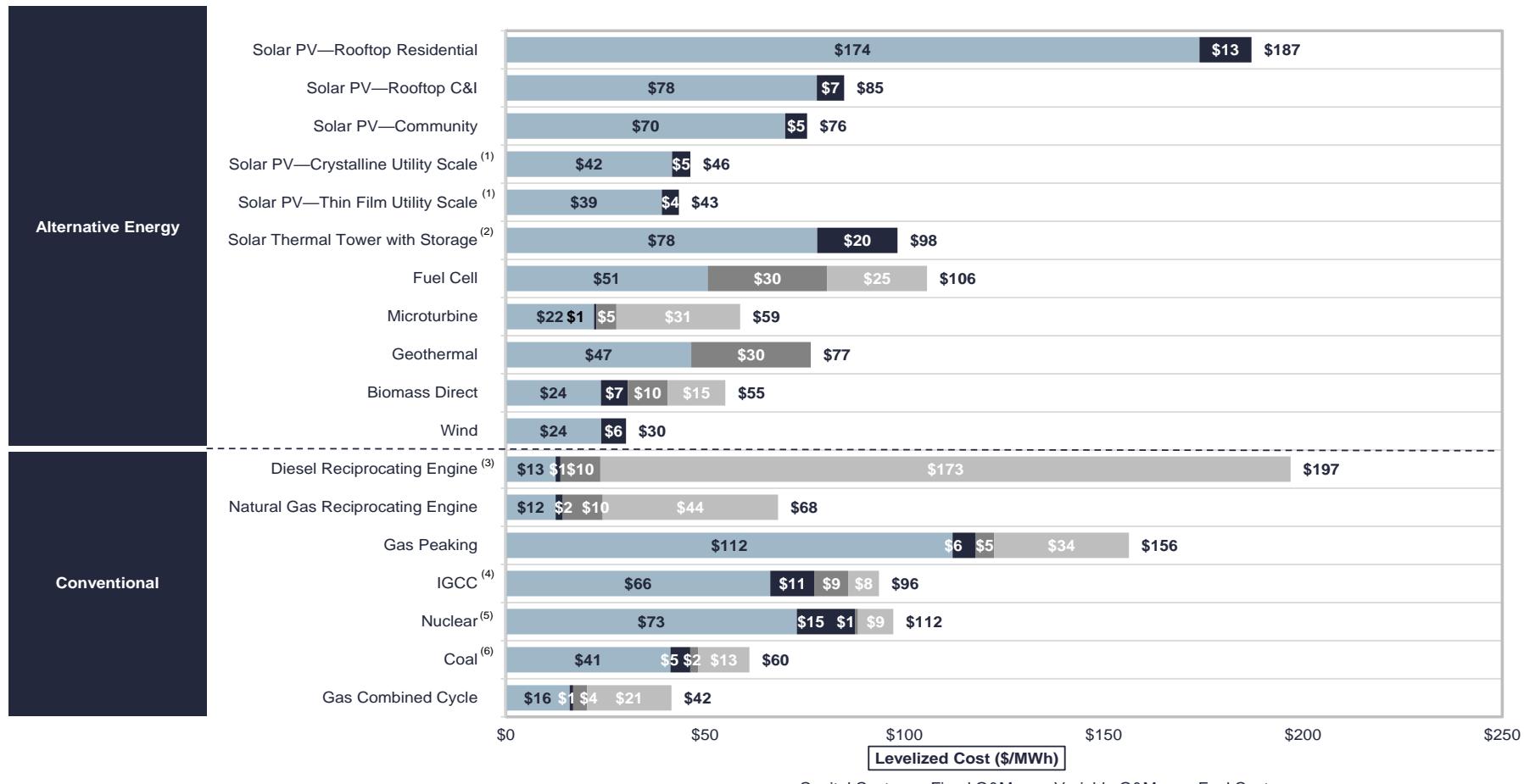
(7) Low and high end represents an illustrative nuclear plant using the AP1000 design.

(8) Reflects average of Northern Appalachian Upper Ohio River Barge and Pittsburgh Seam Rail coal. Does not incorporate carbon capture and compression.

No part of this material may be copied, photocopied or duplicated in any form by any means or redistributed without the prior consent of Lazard.

Levelized Cost of Energy Components—Low End

Certain Alternative Energy generation technologies are already cost-competitive with conventional generation technologies; a key factor regarding the long-term competitiveness of currently more expensive Alternative Energy technologies is the ability of technological development and increased production volumes to materially lower the capital costs of certain Alternative Energy technologies, and their leveled cost of energy, over time (e.g., as has been the case with solar PV and wind technologies)



Source: Lazard estimates.

(1) Represents the low end of a utility-scale solar single-axis tracking system.

(2) Represents concentrating solar tower with 10-hour storage capability.

(3) Represents continuous operation.

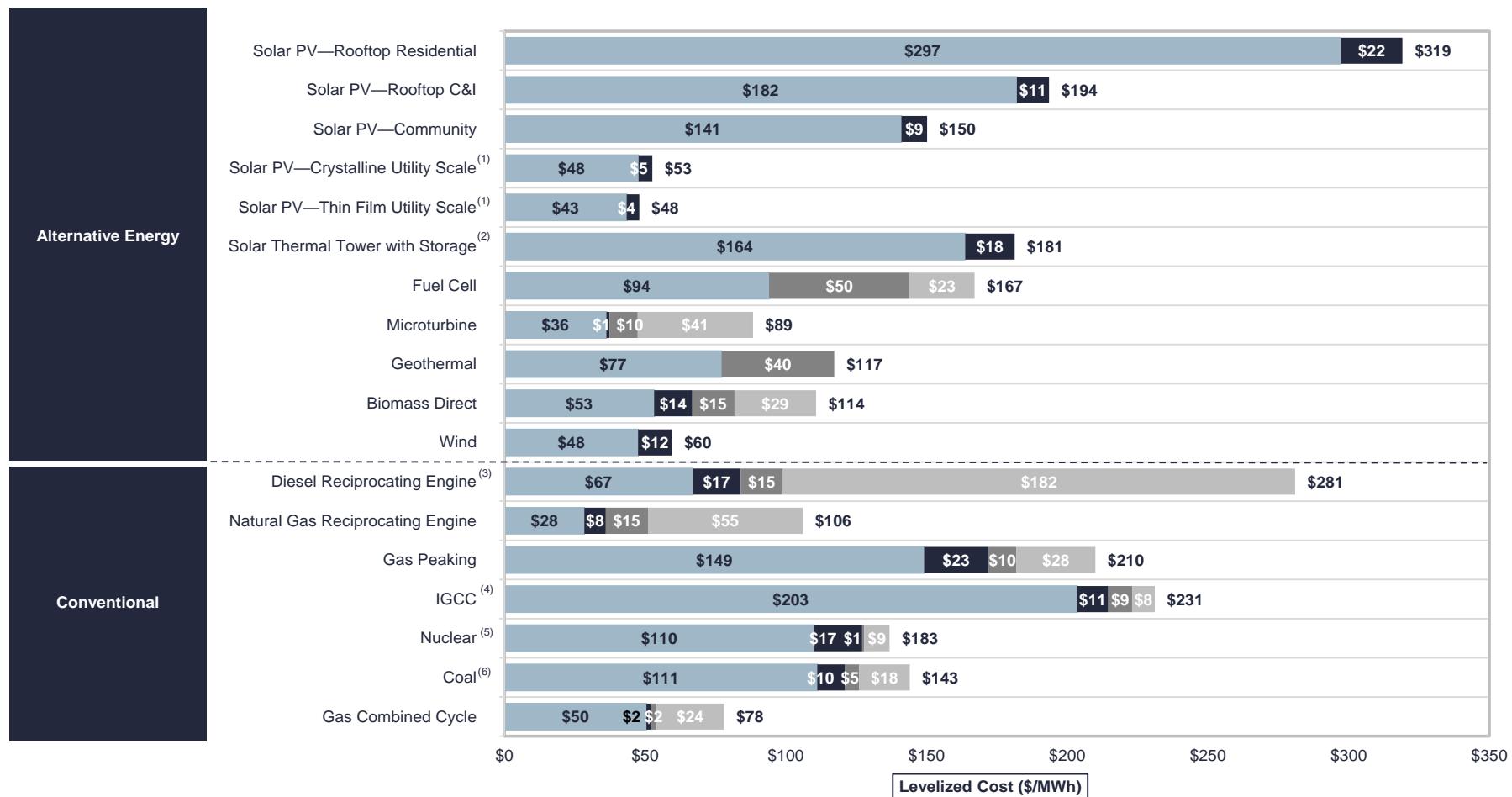
(4) Incorporates 90% carbon capture and compression. Does not include cost of transportation and storage.

(5) Does not reflect decommissioning costs or potential economic impact of federal loan guarantees or other subsidies.

(6) Reflects average of Northern Appalachian Upper Ohio River Barge and Pittsburgh Seam Rail coal. Does not incorporate carbon capture and compression.

Levelized Cost of Energy Components—High End

Certain Alternative Energy generation technologies are already cost-competitive with conventional generation technologies; a key factor regarding the long-term competitiveness of currently more expensive Alternative Energy technologies is the ability of technological development and increased production volumes to materially lower the capital costs of certain Alternative Energy technologies, and their leveled cost of energy, over time (e.g., as has been the case with solar PV and wind technologies)



Source: Lazard estimates.

(1) Represents the high end of utility-scale solar fixed-tilt design.

(2) Represents concentrating solar tower with 10-hour storage capability.

(3) Represents intermittent operation.

(4) Incorporates 90% carbon capture and compression. Does not include cost of transportation and storage.

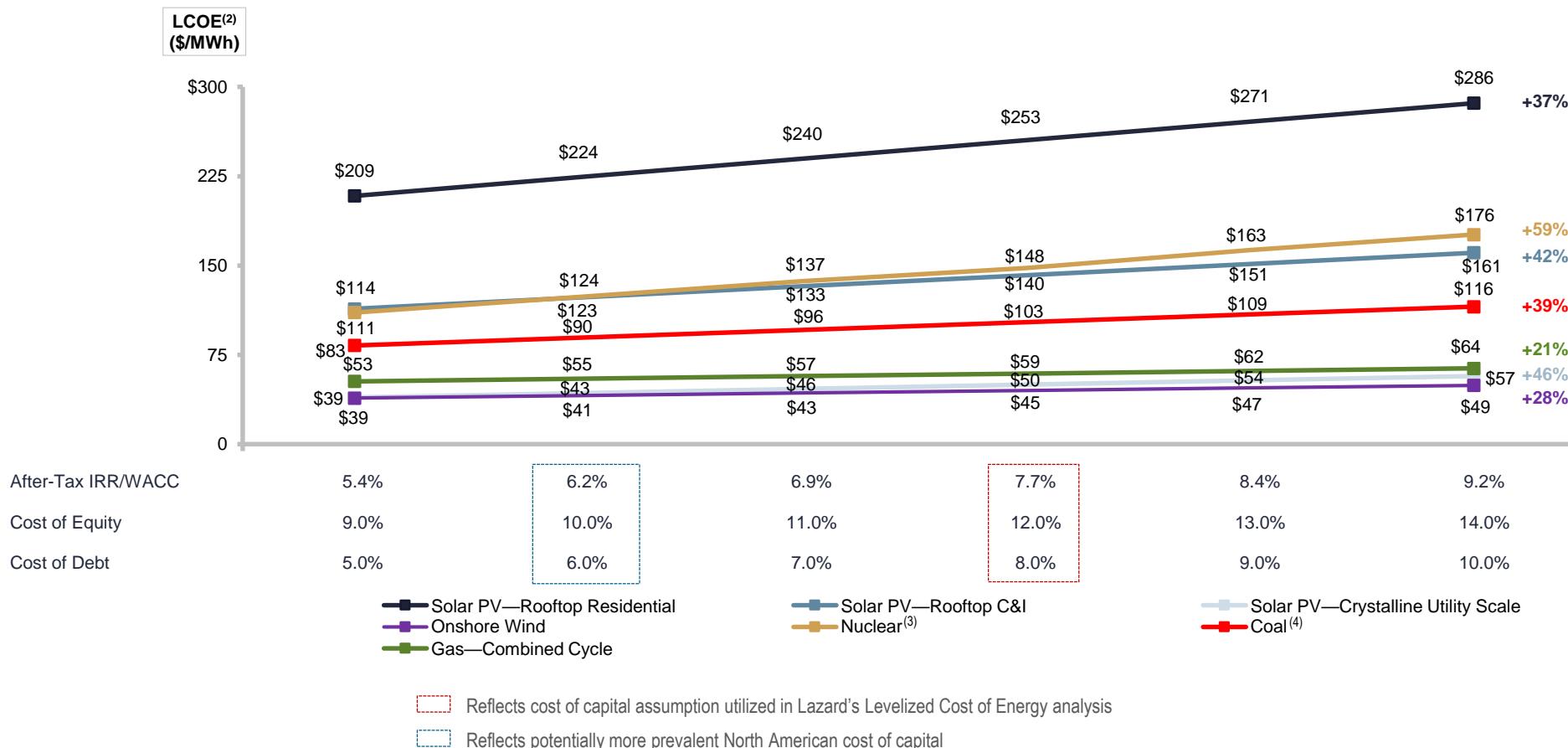
(5) Does not reflect decommissioning costs or potential economic impact of federal loan guarantees or other subsidies.

(6) Based on Northern Appalachian Upper Ohio River Barge and Pittsburgh Seam Rail coal. High end incorporates 90% carbon capture and compression. Does not include cost of transportation and storage.

■ Capital Cost ■ Fixed O&M ■ Variable O&M ■ Fuel Cost

Levelized Cost of Energy—Sensitivity to Cost of Capital

A key issue facing Alternative Energy generation technologies is the impact of the availability and cost of capital⁽¹⁾ on LCOEs (as a result of capital markets dislocation, technological maturity, etc.); availability and cost of capital have a particularly significant impact on Alternative Energy generation technologies, whose costs reflect essentially the return on, and of, the capital investment required to build them



Source: Lazard estimates.

(1) Cost of capital as used herein indicates the cost of capital for the asset/plant vs. the cost of capital of a particular investor/owner.

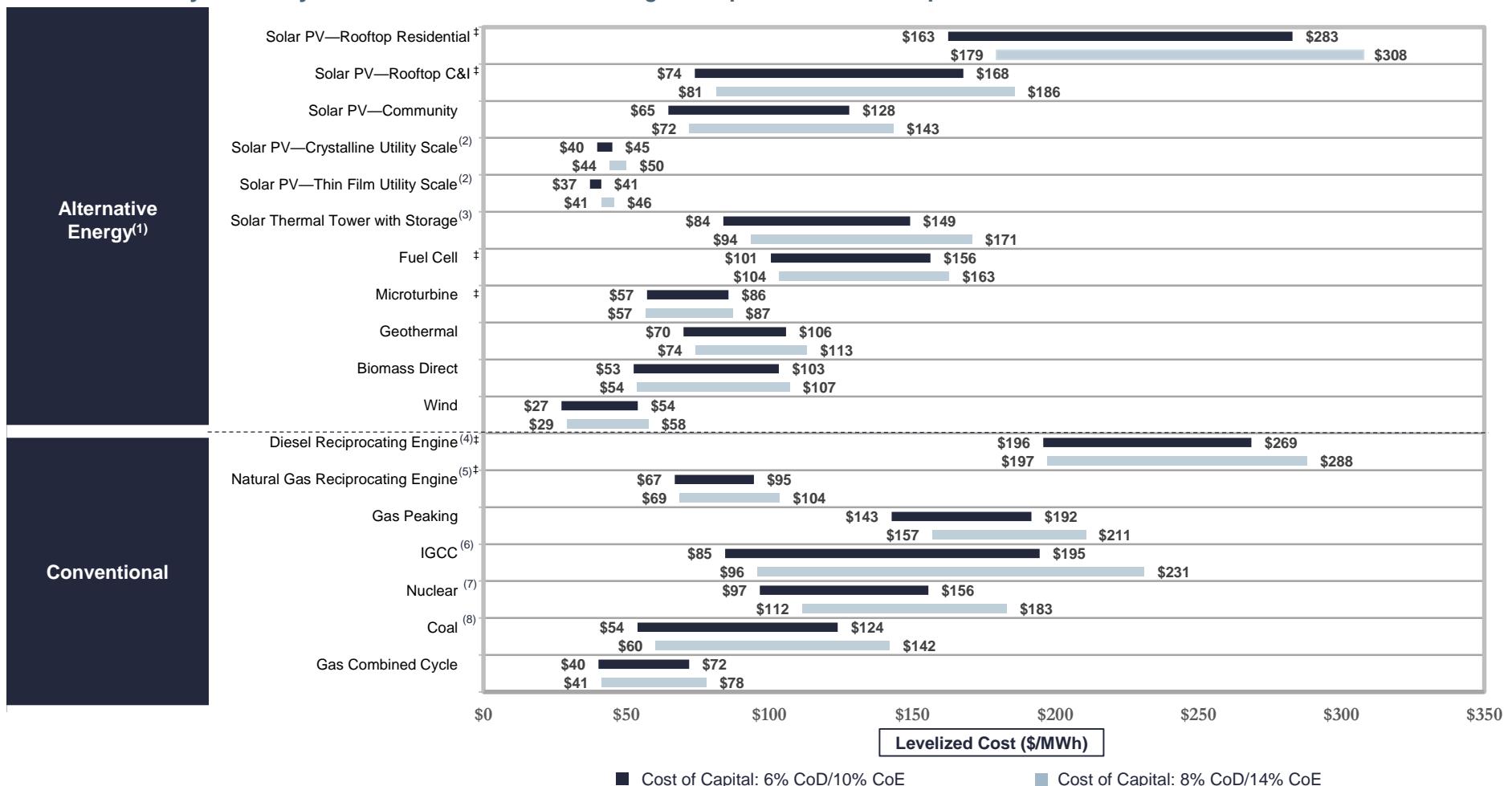
(2) Reflects average of high and low LCOE for given cost of capital assumption.

(3) Does not reflect decommissioning costs or potential economic impact of federal loan guarantees or other subsidies.

(4) Based on average of Northern Appalachian Upper Ohio River Barge and Pittsburgh Seam Rail coal. Does not incorporate carbon capture and compression.

Unsubsidized Levelized Cost of Energy—Cost of Capital Comparison

While Lazard's analysis primarily reflects an illustrative global cost of capital (i.e., 8% cost of debt and 12% cost of equity), such assumptions may be somewhat elevated vs. OECD/U.S. figures currently prevailing in the market for utility-scale renewables assets/investment—in general, Lazard aims to update its major leveled assumptions (e.g., cost of capital, capital structure, etc.) only in extraordinary circumstances, so that results track year-over-year cost declines and technological improvements vs. capital markets



Source: Lazard estimates.

Note: Reflects equivalent cost, operational assumptions and footnotes as "Unsubsidized Levelized Cost of Energy—Cost of Capital Comparison" pages. Analysis assumes 60% debt at 6% interest rate and 40% equity at 10% cost for conventional and Alternative Energy generation technologies. Assumes an average coal price of \$1.47 per MMBtu based on Northern Appalachian Upper Ohio River Barge and Pittsburgh Seam Rail coal. Assumes a range of \$0.65 – \$1.33 per MMBtu based on Illinois Based Rail for IGCC. Assumes a natural gas price of \$3.45 per MMBtu for Fuel Cell, Microturbine, Gas Peaking and Gas Combined Cycle.

‡ Denotes distributed generation technology.

Energy Resources: Matrix of Applications

While the LCOE for Alternative Energy generation technologies is, in some cases, competitive with conventional generation technologies, direct comparisons must take into account issues such as location (e.g., centralized vs. distributed) and dispatch characteristics (e.g., baseload and/or dispatchable intermediate load vs. peaking or intermittent technologies)

- This analysis does not take into account potential social and environmental externalities or reliability-related considerations

		Levelized Cost of Energy	Carbon Neutral/REC Potential	State of Technology	Location			Dispatch			Load-Following	Base-Load
					Distributed	Centralized	Geography	Intermittent	Peaking			
Alternative Energy	Solar PV ⁽¹⁾	\$43 – \$319	✓	Commercial	✓	✓	Universal ⁽²⁾	✓	✓			
	Solar Thermal	\$98 – \$181	✓	Commercial		✓	Varies	✓	✓			
	Fuel Cell	\$106 – \$167	?	Emerging/Commercial	✓		Universal					✓
	Microturbine	\$59 – \$89	?	Commercial	✓		Universal					✓
	Geothermal	\$77 – \$117	✓	Mature		✓	Varies					✓
	Biomass Direct	\$55 – \$114	✓	Mature		✓	Universal				✓	✓
	Onshore Wind	\$30 – \$60	✓	Mature		✓	Varies	✓				
Conventional	Diesel Reciprocating Engine	\$197 – \$281	✗	Mature	✓		Universal	✓	✓	✓	✓	✓
	Natural Gas Reciprocating Engine	\$68 – \$106	✗	Mature	✓		Universal	✓	✓	✓	✓	✓
	Gas Peaking	\$156 – \$210	✗	Mature	✓	✓	Universal		✓	✓	✓	✓
	IGCC	\$96 – \$231	✗ ⁽³⁾	Emerging ⁽⁴⁾		✓	Co-located or rural					✓
	Nuclear	\$112 – \$183	✓	Mature/Emerging		✓	Co-located or rural					✓
	Coal	\$60 – \$143	✗ ⁽³⁾	Mature ⁽⁴⁾		✓	Co-located or rural					✓
	Gas Combined Cycle	\$42 – \$78	✗	Mature	✓	✓	Universal					✓

Source: Lazard estimates.

(1) Represents the full range of solar PV technologies; low end represents thin film utility-scale solar single-axis tracking, high end represents the high end of rooftop residential solar.

(2) Qualification for RPS requirements varies by location.

(3) Could be considered carbon neutral technology, assuming carbon capture and compression.

(4) Carbon capture and compression technologies are in emerging stage.

Levelized Cost of Energy—Methodology

Lazard's Levelized Cost of Energy analysis consists of creating a power plant model representing an illustrative project for each relevant technology and solving for the \$/MWh figure that results in a levered IRR equal to the assumed cost of equity (see appendix for detailed assumptions by technology)

Wind — High Case Sample Calculations						
Year ⁽¹⁾	0	1	2	3	4	5
Capacity (MW) – (A)		100	100	100	100	100
Capacity Factor (%) – (B)		38%	38%	38%	38%	38%
Total Generation ('000 MWh) – (A) x (B) = (C)*		333	333	333	333	333
Leveled Energy Cost (\$/MWh) – (D)	\$59.53	\$59.53	\$59.53	\$59.53	\$59.53	\$59.53
Total Revenues – (C) x (D) = (E)*	\$19.8	\$19.8	\$19.8	\$19.8	\$19.8	\$19.8
Total Fuel Cost – (F)	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0
Total O&M – (G)*	4.0	4.1	4.2	4.3	4.4	
Total Operating Costs – (F) + (G) = (H)	\$4.0	\$4.1	\$4.2	\$4.3	\$4.4	
EBITDA – (E) - (H) = (I)	\$15.8	\$15.7	\$15.6	\$15.5	\$15.4	
Debt Outstanding - Beginning of Period – (J)	\$99.0	\$97.0	\$94.9	\$92.6	\$90.2	
Debt - Interest Expense – (K)	(7.9)	(7.8)	(7.6)	(7.4)	(7.2)	
Debt - Principal Payment – (L)	(2.0)	(2.1)	(2.3)	(2.5)	(2.7)	
Leveled Debt Service – (K) + (L) = (M)	(\$9.9)	(\$9.9)	(\$9.9)	(\$9.9)	(\$9.9)	
EBITDA – (I)	\$15.8	\$15.7	\$15.6	\$15.5	\$15.4	
Depreciation (MACRS) – (N)	(33.0)	(52.8)	(31.7)	(19.0)	(19.0)	
Interest Expense – (K)	(7.9)	(7.8)	(7.6)	(7.4)	(7.2)	
Taxable Income – (I) + (N) + (K) = (O)	(\$25.1)	(\$44.8)	(\$23.6)	(\$10.9)	(\$10.8)	
Tax Benefit (Liability) – (O) x (tax rate) = (P)⁽²⁾	\$10.0	\$17.9	\$9.5	\$4.4	\$4.3	
After-Tax Net Equity Cash Flow – (I) + (M) + (P) = (Q)	(\$66.0)	\$16.0	\$23.8	\$15.2	\$10.0	\$9.9
IRR For Equity Investors	12.0%					

Key Assumptions ⁽³⁾	
Capacity (MW)	100
Capacity Factor	38%
Fuel Cost (\$/MMBtu) ⁽⁴⁾	\$0.00
Heat Rate (Btu/kWh)	0
Fixed O&M (\$/kW-year)	\$40.0
Variable O&M (\$/MWh)	\$0.0
O&M Escalation Rate	2.25%
Capital Structure	
Debt	60.0%
Cost of Debt	8.0%
Equity	40.0%
Cost of Equity	12.0%
Taxes and Tax Incentives:	
Combined Tax Rate	40%
Economic Life (years) ⁽⁵⁾	20
MACRS Depreciation (Year Schedule)	5
Capex	
EPC Costs (\$/kW)	\$1,050
Additional Owner's Costs (\$/kW)	\$600
Transmission Costs (\$/kW)	\$0
Total Capital Costs (\$/kW)	\$1,650
Total Capex (\$mm)	\$165

Source: Lazard estimates.

Note: Wind—High LCOE case presented for illustrative purposes only.

* Denotes unit conversion.

(1) Assumes half-year convention for discounting purposes.

(2) Assumes full monetization of tax benefits of losses immediately.

(3) Reflects a "key" subset of all assumptions for methodology illustration purposes only. Does not reflect all assumptions.

(4) Fuel costs converted from relevant source to \$/MMBtu for conversion purposes.

(5) Economic life sets debt amortization schedule. For comparison purposes, all technologies calculate LCOE on 20-year IRR basis.

■ Technology-dependent

■ Levelized

Levelized Cost of Energy—Key Assumptions

		Solar PV																			
	Units	Rooftop—Residential		Rooftop—C&I		Community		Utility Scale—Crystalline ⁽³⁾		Utility Scale—Thin Film ⁽³⁾		Solar Thermal Tower with Storage ⁽⁴⁾									
Net Facility Output	MW	0.005	–	0.002		1		1.5		30		30									
EPC Cost	\$/kW	\$3,125	–	\$3,560		\$2,000	–	\$3,750		\$1,375	–	\$1,100									
Capital Cost During Construction	\$/kW	—		—		—		—		—		\$500	–	\$1,250							
Other Owner's Costs	\$/kW	included		included		included		included		included		included									
Total Capital Cost ⁽¹⁾	\$/kW	\$3,125	–	\$3,560		\$2,000	–	\$3,750		\$1,938	–	\$3,125		\$1,375	–	\$1,100		\$3,800	–	\$10,000	
Fixed O&M	\$/kW-yr	\$20.00	–	\$25.00		\$15.00	–	\$20.00		\$12.00	–	\$16.00		\$12.00	–	\$9.00		\$12.00	–	\$9.00	
Variable O&M	\$/MWh	—		—		—		—		—		—		—		—		—		—	
Heat Rate	Btu/kWh	—		—		—		—		—		—		—		—		—		—	
Capacity Factor	%	18%	–	13%		25%	–	20%		25%	–	20%		30%	–	21%		32%	–	23%	
Fuel Price	\$/MMBtu	0		0		0		0		0		0		0		0		0		0	
Construction Time	Months	3		3		4	–	6		9		9		9		9		9		36	
Facility Life	Years	20		25		30		30		30		30		30		30		30		35	
CO ₂ Emissions	lb/MMBtu	—		—		—		—		—		—		—		—		—		—	
Levelized Cost of Energy ⁽²⁾	\$/MWh	\$187	–	\$319		\$85	–	\$194		\$76	–	\$150		\$46	–	\$53		\$43	–	\$48	
		\$98	–	\$181																	

Source: Lazard estimates.

(1) Includes capitalized financing costs during construction for generation types with over 24 months construction time.

(2) While prior versions of this study have presented LCOE inclusive of the U.S. Federal Investment Tax Credit and Production Tax Credit, Versions 6.0 – 11.0 present LCOE on an unsubsidized basis.

(3) Left column represents the assumptions used to calculate the low end LCOE for single-axis tracking. Right column represents the assumptions used to calculate the high end LCOE for fixed-tilt design. Assumes 30 MW system in high insolation jurisdiction (e.g., Southwest U.S.). Does not account for differences in heat coefficients, balance-of-system costs or other potential factors which may differ across solar technologies.

(4) Low and high end represent a concentrating solar tower with 10-hour storage capability. Low end represents an illustrative concentrating solar tower built in South Australia.

Levelized Cost of Energy—Key Assumptions (cont'd)

	Units	Fuel Cell	Microturbine			Geothermal			Biomass Direct	Wind—On Shore			Wind—Off Shore							
Net Facility Output	MW	2.4	0.5	—	0.25	20	—	50	10	100.0	—	—	210	—	385					
EPC Cost	\$/kW	\$3,000	—	\$7,500		\$1,500	—	\$2,700	\$3,500	—	\$5,600	\$1,500	—	\$3,500	\$900	—	\$1,050	\$2,360	—	\$4,500
Capital Cost During Construction	\$/kW	—	—	—		\$500	—	\$800	\$200	—	\$500	\$300	—	\$600	—	—	—			
Other Owner's Costs	\$/kW	\$800	—	\$0		included			included			included			included					
Total Capital Cost ⁽¹⁾	\$/kW	\$3,800	—	\$7,500		\$1,500	—	\$2,700	\$4,000	—	\$6,400	\$1,700	—	\$4,000	\$1,200	—	\$1,650	\$2,360	—	\$4,500
Fixed O&M	\$/kW-yr	—	—	\$5.00	—	\$9.12	—	—	—	—	—	\$50.00	—	—	\$30.00	—	\$40.00	\$80.00	—	\$110.00
Variable O&M	\$/MWh	\$30.00	—	\$50.00		\$5.00	—	\$10.00	\$30.00	—	\$40.00	\$10.00	—	—	—	—	—	\$0.00	—	\$0.00
Heat Rate	Btu/kWh	7,260	—	6,600		9,000	—	12,000	—	—	—	14,500	—	—	—	—	—	—	—	—
Capacity Factor	%	95%	—	—		95%	—	—	90%	—	85%	85%	—	80%	55%	—	38%	50%	—	40%
Fuel Price	\$/MMBtu	3.45	—	—		\$3.45	—	—	—	—	—	\$1.00	—	\$2.00	—	—	—	—	—	—
Construction Time	Months	3	—	—		3	—	—	36	—	—	36	—	—	12	—	—	12	—	—
Facility Life	Years	20	—	—		20	—	—	25	—	—	25	—	—	20	—	—	20	—	—
CO ₂ Emissions	lb/MMBtu	0	—	117		—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Levelized Cost of Energy ⁽²⁾	\$/MWh	\$106	—	\$167		\$59	—	\$89	\$77	—	\$117	\$55	—	\$114	\$30	—	\$60	\$71	—	\$155

Source: Lazard estimates.

(1) Includes capitalized financing costs during construction for generation types with over 24 months construction time.

(2) While prior versions of this study have presented LCOE inclusive of the U.S. Federal Investment Tax Credit and Production Tax Credit, Versions 6.0 – 11.0 present LCOE on an unsubsidized basis.

Levelized Cost of Energy—Key Assumptions (cont'd)

	Units	Diesel Reciprocating Engine ⁽³⁾	Natural Gas Reciprocating Engine	Gas Peaking	IGCC ⁽⁴⁾	Nuclear ⁽⁵⁾	Coal ⁽⁶⁾	Gas Combined Cycle
Net Facility Output	MW	1 – 0.25	1 – 0.25	241 – 50	580	2,200	600	550
EPC Cost	\$/kW	\$500 – \$800	\$650 – \$1,100	\$530 – \$700	\$3,400 – \$12,900	\$4,900 – \$8,900	\$2,000 – \$6,100	\$400 – \$1,000
Capital Cost During Construction	\$/kW	—	—	—	\$800 – \$3,250	\$1,300 – \$2,400	\$500 – \$1,600	\$0 – \$100
Other Owner's Costs	\$/kW	included	included	\$220 – \$300	\$0 – \$0	\$292 – \$501	\$500 – \$700	\$200 – \$200
Total Capital Cost ⁽¹⁾	\$/kW	\$500 – \$800	\$650 – \$1,100	\$750 – \$1,000	\$4,175 – \$16,200	\$6,500 – \$11,800	\$3,000 – \$8,400	\$700 – \$1,300
Fixed O&M	\$/kW-yr	\$10.00	\$15.00 – \$20.00	\$5.00 – \$20.00	\$73.00	\$135.00	\$40.00 – \$80.00	\$6.20 – \$5.50
Variable O&M	\$/MWh	\$10.00	\$10.00 – \$15.00	\$4.70 – \$10.00	\$8.50	\$0.75	\$2.00 – \$5.00	\$3.50 – \$2.00
Heat Rate	Btu/kWh	9,500 – 10,000	8,000 – 10,000	9,804 – 8,000	11,708 – 11,700	10,450	8,750 – 12,000	6,133 – 6,900
Capacity Factor	%	95% – 10%	95% – 30%	10%	75%	90%	93%	80% – 40%
Fuel Price	\$/MMBtu	\$18.23	\$5.50	\$3.45	\$0.65	\$0.85	\$1.47	\$3.45
Construction Time	Months	3	3	12 – 18	57 – 63	69	60 – 66	24
Facility Life	Years	20	20	20	40	40	40	20
CO ₂ Emissions	lb/MMBtu	0 – 117	117	117	169	—	211	117
Levelized Cost of Energy ⁽²⁾	\$/MWh	\$197 – \$281	\$68 – \$106	\$156 – \$210	\$96 – \$231	\$112 – \$183	\$60 – \$143	\$42 – \$78

Source: Lazard estimates.

(1) Includes capitalized financing costs during construction for generation types with over 24 months construction time.

(2) While prior versions of this study have presented LCOE inclusive of the U.S. Federal Investment Tax Credit and Production Tax Credit, Versions 6.0 – 11.0 present LCOE on an unsubsidized basis.

(3) Low end represents continuous operation. High end represents intermittent operation. Assumes diesel price of ~\$2.50 per gallon.

(4) Incorporates 90% carbon capture and compression. Does not include cost of transportation and storage.

(5) Does not reflect decommissioning costs or potential economic impact of federal loan guarantees or other subsidies.

(6) Reflects average of Northern Appalachian Upper Ohio River Barge and Pittsburgh Seam Rail coal. High end incorporates 90% carbon capture and compression. Does not include cost of storage and transportation.

Summary Considerations

Lazard has conducted this study comparing the leveled cost of energy for various conventional and Alternative Energy generation technologies in order to understand which Alternative Energy generation technologies may be cost-competitive with conventional generation technologies, either now or in the future, and under various operating assumptions, as well as to understand which technologies are best suited for various applications based on locational requirements, dispatch characteristics and other factors. We find that Alternative Energy technologies are complementary to conventional generation technologies, and believe that their use will be increasingly prevalent for a variety of reasons, including RPS requirements, carbon regulations, continually improving economics as underlying technologies improve and production volumes increase, and government subsidies in certain regions.

In this study, Lazard's approach was to determine the leveled cost of energy, on a \$/MWh basis, that would provide an after-tax IRR to equity holders equal to an assumed cost of equity capital. Certain assumptions (e.g., required debt and equity returns, capital structure, etc.) were identical for all technologies in order to isolate the effects of key differentiated inputs such as investment costs, capacity factors, operating costs, fuel costs (where relevant) and other important metrics on the leveled cost of energy. These inputs were originally developed with a leading consulting and engineering firm to the Power & Energy Industry, augmented with Lazard's commercial knowledge where relevant. This study (as well as previous versions) has benefited from additional input from a wide variety of industry participants.

Lazard has not manipulated capital costs or capital structure for various technologies, as the goal of the study was to compare the current state of various generation technologies, rather than the benefits of financial engineering. The results contained in this study would be altered by different assumptions regarding capital structure (e.g., increased use of leverage) or capital costs (e.g., a willingness to accept lower returns than those assumed herein).

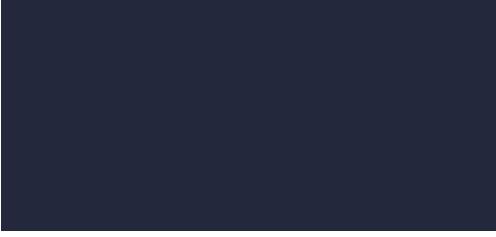
Key sensitivities examined included fuel costs and tax subsidies. Other factors would also have a potentially significant effect on the results contained herein, but have not been examined in the scope of this current analysis. These additional factors, among others, could include: capacity value vs. energy value; stranded costs related to distributed generation or otherwise; network upgrade, transmission or congestion costs; integration costs; and costs of complying with various environmental regulations (e.g., carbon emissions offsets, emissions control systems). The analysis also does not address potential social and environmental externalities, including, for example, the social costs and rate consequences for those who cannot afford distribution generation solutions, as well as the long-term residual and societal consequences of various conventional generation technologies that are difficult to measure (e.g., nuclear waste disposal, environmental impacts, etc.).

LAZARD'S LEVELIZED COST OF STORAGE ANALYSIS—VERSION 3.0

LAZARD

Table of Contents

I	INTRODUCTION AND EXECUTIVE SUMMARY	1
II	LCOS METHODOLOGY, USE CASES AND TECHNOLOGY OVERVIEW	3
III	LAZARD'S LEVELIZED COST OF STORAGE ANALYSIS	12
IV	ENERGY STORAGE REVENUE STREAMS	19
V	ILLUSTRATIVE ENERGY STORAGE VALUE SNAPSHOTS	25
APPENDIX		
A	Supplementary LCOS Analysis Materials	28
B	Supplementary Value Snapshot Materials	33



I **Introduction and Executive Summary**

Introduction

This report represents the next iteration of Lazard's Levelized Cost of Storage ("LCOS") analysis

- The intent of the LCOS analysis is to provide an objective, transparent methodology for comparing the cost and performance of various energy storage technologies across a range of illustrative applications

Objectives

- Provide a clear methodology for comparing the cost and performance of commercially available energy storage technologies for a selected subset of illustrative use cases
- Analyze current cost and performance data for selected energy storage technologies and use cases, sourced from an extensive survey of leading equipment vendors, integrators and developers
- Analyze identifiable sources of revenue available to energy storage projects
- Provide an overview of illustrative project returns ("Value Snapshots") for selected use cases, based on identifiable revenues (or savings) and costs potentially available in selected markets/geographies

Scope and Limitations

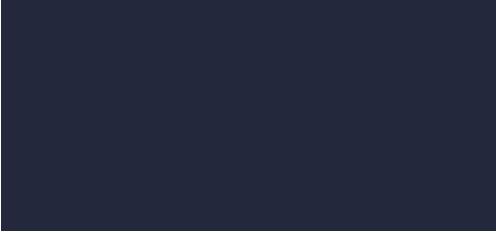
- Emphasis on commercially applied, electrochemical energy storage technology
 - Mechanical, gravity and thermal technologies are not analyzed
 - Technologies without existing or very near-term commercial projects are not analyzed
- While energy storage costs and performance data are global in nature, Lazard's LCOS survey and resulting analysis is most representative of the current U.S. energy storage market
- Analysis of revenue streams is limited to actually monetized sources of project earnings, including reductions in host customer's energy bills
- Lazard's LCOS does not include additional potential system value provided by energy storage (e.g., reliability)

Evolution of Lazard's LCOS

LCOS 1.0 2015	<p>Launched ongoing cost survey analogous to Lazard's LCOE to chart evolution of energy storage cost and performance</p> <ul style="list-style-type: none"> Set out rigorous definition of use cases and cost methodology Conducted ~70 interviews with industry participants to validate methodology
LCOS 2.0 2016	<p>Provided a more robust and comprehensive gauge of storage technology performance</p> <ul style="list-style-type: none"> Revised use cases to reflect market activity Reported results for expanded and more detailed set of storage technologies Narrowed LCOS ranges Introduced "Value Snapshots" to profile project economics Presented LCOS in \$/kW-yr. and \$/MWh
LCOS 3.0 2017	<p>Narrowed scope of energy storage technologies and use cases surveyed to more accurately reflect current commercial opportunities</p> <ul style="list-style-type: none"> Selected near-term/commercial use cases and technologies Introduced and included survey of identifiable revenue streams available for energy storage projects in the U.S. Revised Value Snapshots to illustrate typical project returns for each use case Updated methodology for reflecting storage system replacement costs/degradation through augmentation costs

Summary of LCOS 3.0 Findings

Continued Decreasing Cost Trends	<ul style="list-style-type: none"> Among commercially deployed technologies, lithium-ion continues to provide most economic solution across all use cases; however, flow battery technologies claim to offer lower costs for longer duration, in-front-of-the-meter applications Compared to LCOS 2.0, cost improvements for lithium-ion modules (particularly lithium-ion deliveries scheduled for post-2019) are offset by increases in engineering, procurement and construction (“EPC”) costs (in addition to revised roundtrip efficiency figures) <ul style="list-style-type: none"> Limited direct evidence of impact of rising commodity costs (e.g., Cobalt) on prices Reduced variance in cost and performance estimates for lithium-ion compared to LCOS 2.0, with narrowed ranges for in-front-of-the-meter use cases <ul style="list-style-type: none"> Larger dispersion of estimates for Commercial and very large dispersion for Residential use cases Evidence of significant variance and potential cost increases in EPC/installation costs for projects reported by industry participants Slight flattening of projected capital cost decreases for lithium-ion (i.e., median of ~10% CAGR vs. ~12%) compared to LCOS 2.0 <ul style="list-style-type: none"> Similar trend for other storage technologies except for zinc flow batteries
Evolving Revenue Streams	<ul style="list-style-type: none"> The mix of monetizable revenue streams vary significantly across geographic regions in the U.S., mirroring state/ISO subsidies and storage-related product design Among wholesale revenue sources: <ul style="list-style-type: none"> Demand response (“DR”) represents potentially lucrative revenue opportunities in selected markets (e.g., ERCOT and ISO-NE) Energy arbitrage and spinning reserves generally offer lower revenue opportunities in contrast to other wholesale products Utility revenue streams for T&D deferral are highly situation-specific and opaque and DR revenues are also diverse and complex; however, in high-cost regions (e.g., ConEd’s territory) they can be attractive Customer revenue sources are dominated by bill savings, which are highly lucrative in high-cost investor-owned utility (“IOU”) service territories for selected tariffs <ul style="list-style-type: none"> Data on actual revenue associated with specific payments for enhanced reliability is limited (exceptions include ERCOT, where gas-fired Distributed Generation (“DG”) is reported to have received \$8 – \$10/kW-mo.)
Project Economics Remain Highly Variable	<ul style="list-style-type: none"> The Value Snapshots illustrate the wide range of project economics for energy storage: <ul style="list-style-type: none"> Commercial use case in CAISO provides an attractive illustrative ~11% IRR, reflecting a combination of Local Capacity Requirements (“LCR”) and bill management savings Distribution Deferral use case in NYISO provides an illustrative ~21% IRR, reflecting T&D deferral plus resource adequacy (estimate based on ConEd’s Brooklyn-Queens Demand Management (“BQDM”) program) Peaker Replacement use case in CAISO provides a potentially viable illustrative IRR of ~9% reflecting LCR payments as a dominant revenue source Microgrid project revenue sources in ISO-NE were limited and provides negative illustrative returns and Residential use case in California also reflected negative illustrative project economics due to the relatively high installed cost of the storage unit, which offset revenues from bill savings and participation in DR



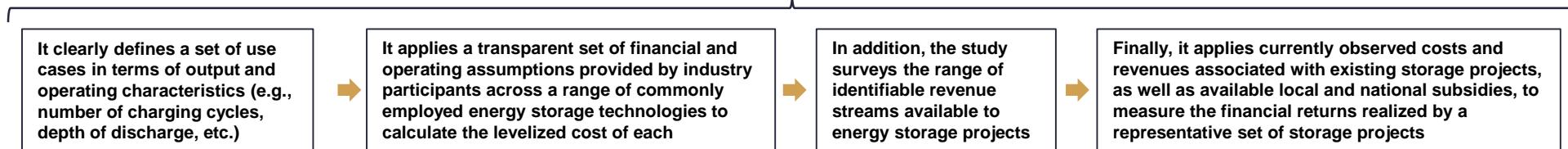
II LCOS Methodology, Use Cases and Technology Overview

What Is Lazard's Levelized Cost of Storage Analysis?

Lazard's LCOS study analyzes the observed costs and revenue streams associated with the leading energy storage technologies and provides an overview of illustrative project returns; the LCOS is focused on providing a robust, empirically based indication of actual cash costs and revenues associated with leading energy storage technologies

- It does not purport to measure the full set of potential benefits associated with energy storage to Industry participants or society, but merely those demonstrable in the form of strictly financial measures of observable costs and revenues**

LCOS Methodology



What the LCOS Does

- Defines operational parameters associated with energy storage systems designed for a selected subset of the most prevalent use cases of storage
- Aggregates cost and operational survey data from original equipment manufacturers and energy storage developers, after validation from additional Industry participants/energy storage users
- Analyzes, based on the installed cost, what revenue is required over the indicated project life to achieve certain leveled returns for various technologies, designed for a selected subset of identified use cases
- Provides an “apples-to-apples” basis of comparison among various technologies within a selected subset of identified use cases
- Aggregates robust survey data to define a range of future/expected capital cost decreases by technology
- Surveys currently available, pecuniary revenue streams associated with each use case across selected geographies
- Profiles the economics of typical examples of each use case, located in geographic regions where they are most common, providing a Value Snapshot of the associated financial returns

What the LCOS Does Not Do

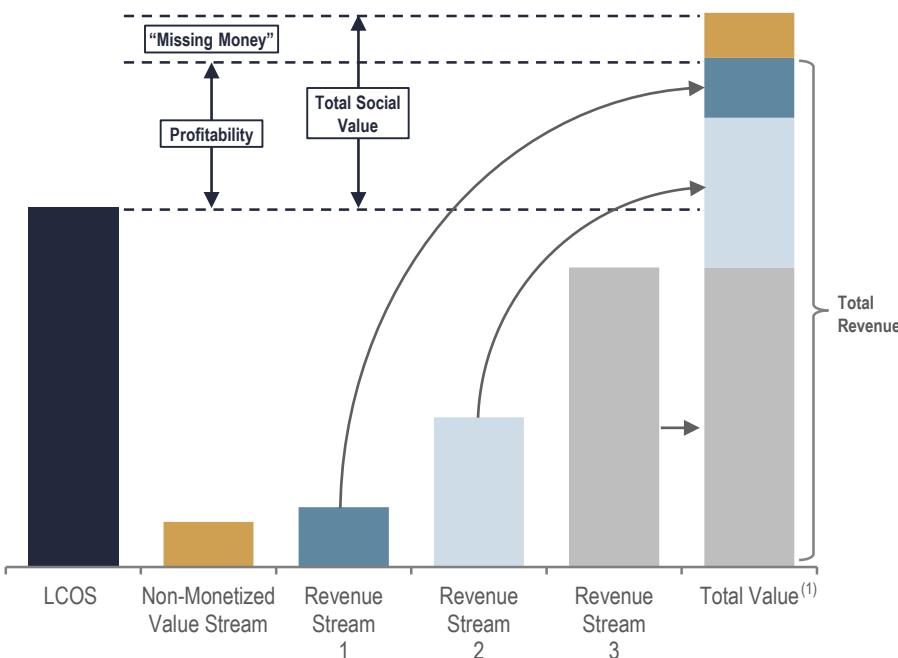
- Identify the full range of use cases for energy storage, including “stacked” use cases (i.e., those in which multiple value streams are obtainable from a single storage installation)
- Profile all potentially viable energy storage technologies and use cases
- Authoritatively establish or predict prices for energy storage projects/products
- Provide parameter values which, by themselves, are applicable to detailed project evaluation or resource planning
- Identify and quantify all potential types of benefits provided by energy storage for power grids or consumers
- Provide a definitive view of project profitability, overall or to specific individuals/entities, for the various use cases across all potential locations and specific circumstances
- Purport to provide an “apples-to-apples” comparison to conventional or renewable electric generation

The Energy Storage Value Proposition—Balancing Costs and Revenues

Understanding the economics of energy storage is challenging due to the highly tailored nature of potential value streams associated with an energy storage installation

- This study takes a decidedly practical view by analyzing the leveled cost and the currently monetized sources of revenue (or savings) available to energy storage projects
- Conversely, it ignores what may be even larger sources of value—for the power grid, or for individual users, or for society at large—for which current regulatory and market rules do not assign a pecuniary value

Energy Storage Value Proposition—Monetized and Total Social Value



Selected Observations

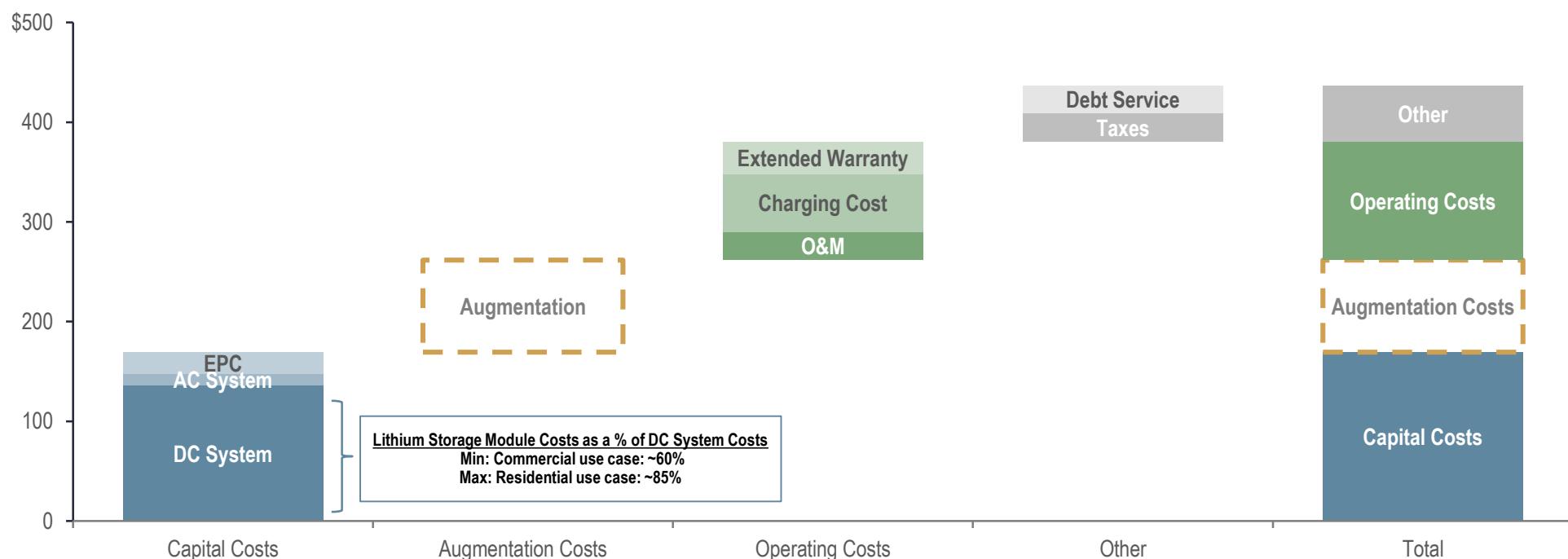
- Energy storage systems are configured to support one or more specific revenue streams. The operating requirements of one use case may preclude efficient/economic operations in another use case for the same system
 - The availability and magnitude of different revenue sources reflect local regulatory and energy market conditions
 - The ability to participate in multiple revenue streams depends on the commercial terms of different potential streams, physical constraints and the cost implications of operating an energy storage system
 - Optimizing the design and operation of a storage system to maximize combined revenue streams can be a source of competitive differentiation
- The total of all potential value streams available for a given system thus defines the maximum, economically viable cost for that system
- Importantly, incremental sources of revenue may only become available as costs (or elements of leveled cost) decrease below a certain value
- In many cases, local market/regulatory rules are not available to reward the owner of an energy storage project to provide all (or the optimal combination) of potential revenue streams

Illustrative Energy Storage System Costs

LCOS values are examined in the context of a particular project's specific application

- A cost category's contribution to total leveledized cost varies dramatically across use cases and technologies
- Where applicable, amortized technology augmentation costs are included to ensure the system maintains its required output for the duration of the project's contracted life

Illustrative System Costs: LCOS by Category (\$/kW-yr.)

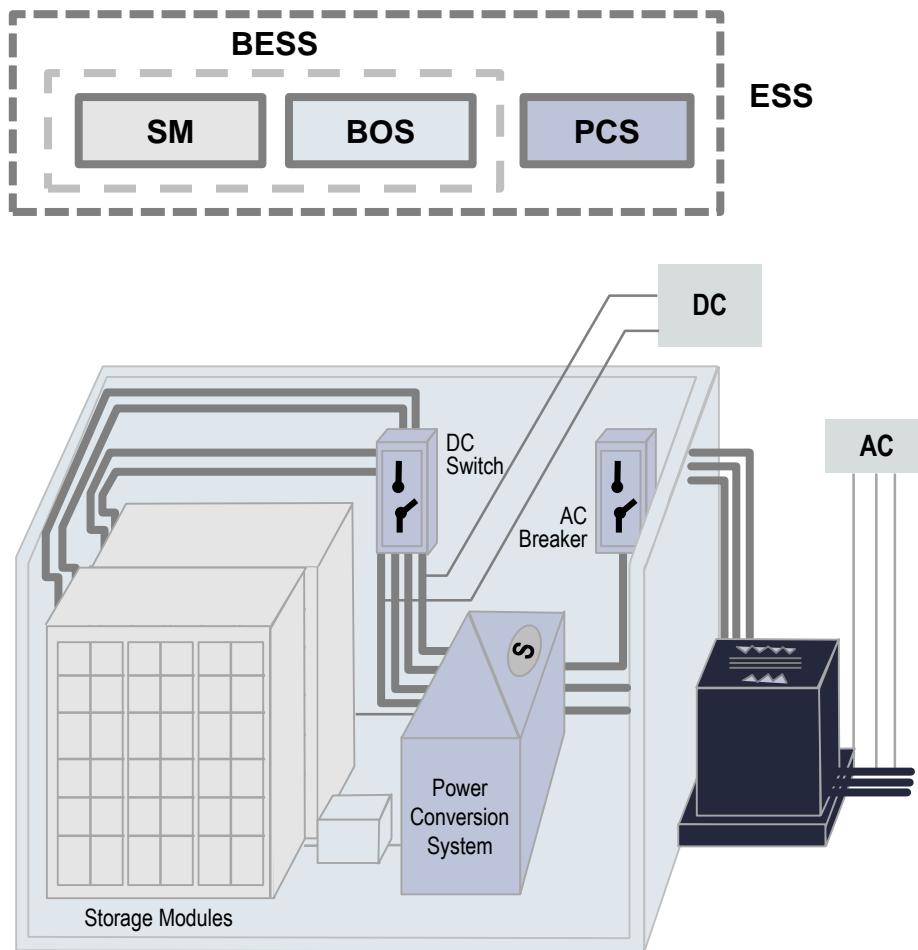


Note: Augmentation costs represent the additional energy storage system ("ESS") equipment needed to maintain the "Usable Energy" capability to cycle the unit according to the usage profile in the particular use case for the life of the system. Additional equipment is required in the following circumstances: (1) if the particular unit does not charge and discharge 100% of the rated energy capacity (kWh) per cycle; (2) if the battery chemistry does not have the cycle-life needed to support the entire operating life of the use case; or (3) if the energy rating (kWh) of the battery chemistry degrades due to usage. The cost of these additional ESS equipment takes into account the falling price of ESS system costs, specified for each chemistry. This time-series of varying costs is then converted into a level charge over the life of the system to provide greater clarity for project developers.

Components of Energy Storage System Equipment Costs

Lazard's LCOS study incorporates capital costs for the entirety of the energy storage system ("ESS"), which is composed of the storage module ("SM"), balance of system ("BOS" and, together with the SM, the Battery Energy Storage System "BESS"), power conversion system ("PCS") and related EPC costs

Physical Energy Storage System



Selected Equipment & Cost Components

System Layer	Component
SM	Storage Module
BOS	Balance of System
PCS	Power Conversion System
EPC	Engineering, Procurement & Construction
Other (not included in analysis)	

- Racking Frame/Cabinet
- Battery Management System ("BMS")
- Battery Modules

- Container
- Monitors and Controls
- Thermal Management
- Fire Suppression

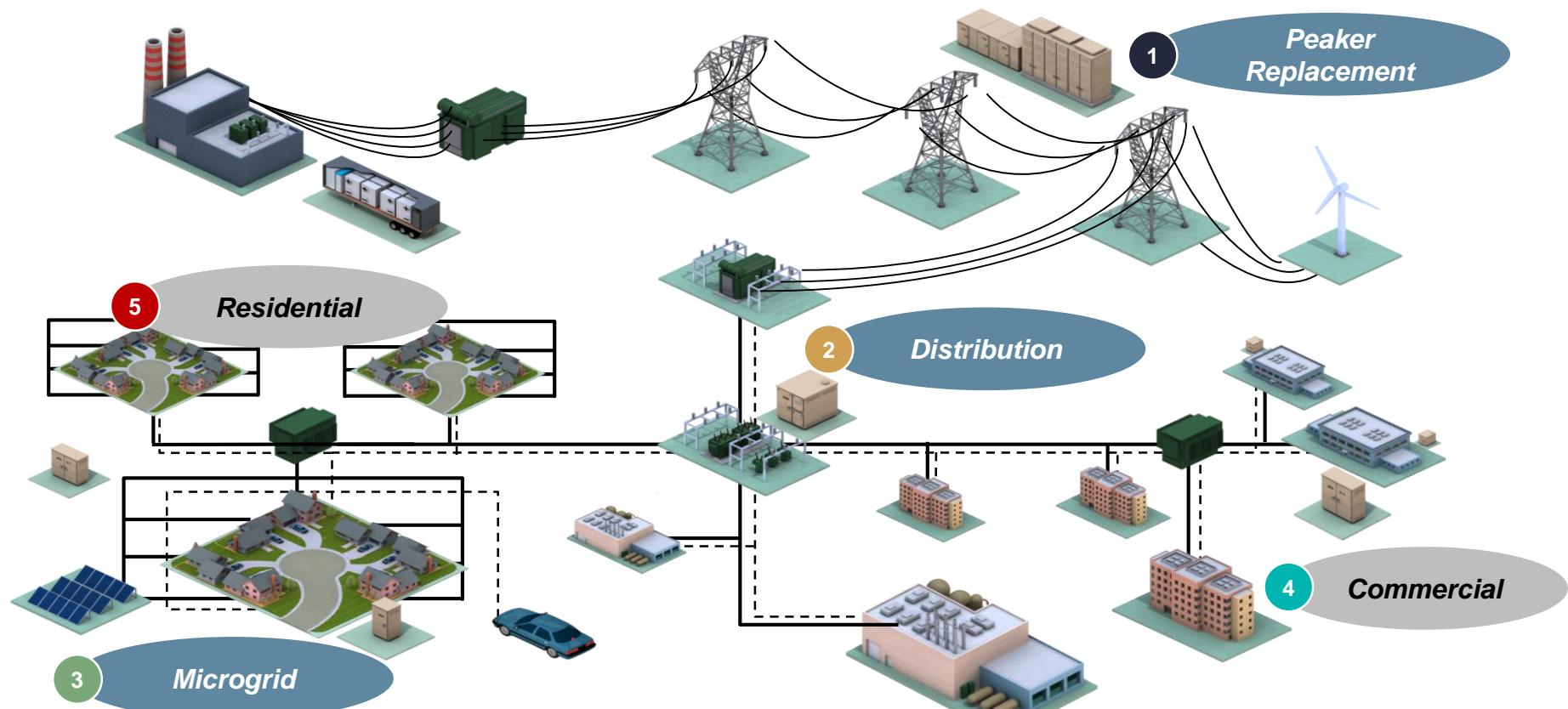
- Inverter
- Protection (Switches, Breakers, etc.)
- Energy Management System ("EMS")

- Project Management
- Engineering Studies/Permitting
- Site Preparation/Construction
- Foundation/Mounting
- Commissioning

- SCADA
- Shipping
- Grid Integration Equipment
- Metering
- Land

Use Case Overview

Dozens of potential applications for energy storage technology have been identified and piloted; for the purposes of this assessment, we have chosen to focus on a subset of use cases which are the most identifiable and distinctive



- = In-Front-of-the-Meter Use Case
- = Behind-the-Meter Use Case

Use Case Overview (cont'd)

Lazard's LCOS examines the cost of energy storage in the context of its specific applications on the grid and behind-the-meter; each use case specified herein represents an application of energy storage that market participants are utilizing now or will be utilizing in the near future

- Commonly employed energy storage technologies for each use case are included below

		Use Case Description	Technologies Assessed ⁽²⁾
In-Front-of-the-Meter	① Peaker Replacement	<ul style="list-style-type: none"> Large-scale energy storage system designed to replace peaking gas turbine facilities; brought online quickly to meet rapidly increasing demand for power at peak; can be quickly taken offline as power demand diminishes⁽¹⁾ 	<ul style="list-style-type: none"> Lithium-Ion Vanadium Flow Battery Zinc Bromide Flow Batteries
	② Distribution	<ul style="list-style-type: none"> Energy storage system designed to defer distribution upgrades, typically placed at substations or distribution feeder controlled by utilities to provide flexible peaking capacity while also mitigating stability problems (typically integrated into utility distribution management systems) 	<ul style="list-style-type: none"> Lithium-Ion Vanadium Flow Battery
	③ Microgrid	<ul style="list-style-type: none"> Energy storage system designed to support small power systems that can “island” or otherwise disconnect from the broader power grid (e.g., military bases, universities, etc.) Provides ramping support to enhance system stability and increase reliability of service (emphasis is on short-term power output vs. load shifting, etc.) 	<ul style="list-style-type: none"> Lithium-Ion Vanadium Flow Battery
Behind-the-Meter	④ Commercial	<ul style="list-style-type: none"> Energy storage system designed for behind-the-meter peak shaving and demand charge reduction services for commercial energy users Units typically sized to have sufficient power/energy to support multiple Commercial energy management strategies and provide option of the system providing grid services to utility or wholesale market 	<ul style="list-style-type: none"> Lithium-Ion Lead-Acid Advanced Lead (Lead Carbon)
	⑤ Residential	<ul style="list-style-type: none"> Energy storage system designed for behind-the-meter residential home use—provides backup power, power quality improvements and extends usefulness of self-generation (e.g., “solar plus storage”) Regulates the power supply and smooths the quantity of electricity sold back to the grid from distributed PV applications 	<ul style="list-style-type: none"> Lithium-Ion Lead-Acid Advanced Lead (Lead Carbon)

Energy Storage Use Cases—Operational Parameters

For comparison purposes, this study assumes and quantitatively operationalizes five use cases for energy storage; while there may be alternative or combined/“stacked” use cases available to energy storage systems, the five use cases below represent illustrative current and contemplated energy storage applications and are derived from Industry survey data

		Project Life (Years)	MW ⁽¹⁾	MWh of Capacity ⁽²⁾	100% DOD Cycles/Day ⁽³⁾	Days/ Year ⁽⁴⁾	Annual MWh	Project MWh
In-Front-of-the-Meter	① Peaker Replacement	20	100	400	1	350	140,000	2,800,000
	② Distribution	20	10	60	1	350	21,000	420,000
	③ Microgrid	10	1	4	2	350	2,800	28,000
Behind-the-Meter	④ Commercial	10	0.125	0.25	1	250	62.5	625
	⑤ Residential	10	0.005	0.01	1	250	2.5	25

 = “Usable Energy”⁽⁵⁾

Note: Distribution use case represents emerging longer duration application.

(1) Indicates power rating of system (i.e., system size).

(2) Indicates total battery energy content on a single, 100% charge, or “usable energy.” Usable energy divided by power rating (in MW) reflects hourly duration of system.

(3) “DOD” denotes depth of battery discharge (i.e., the percent of the battery’s energy content that is discharged). Depth of discharge of 100% indicates that a fully charged battery discharges all of its energy. For example, a battery that cycles 48 times per day with a 10% depth of discharge would be rated at 4.8 100% DOD Cycles per Day.

(4) Indicates number of days of system operation per calendar year.

(5) Usable energy indicates energy stored and able to be dispatched from system.

No part of this material may be copied, photocopied or duplicated in any form by any means or redistributed without the prior consent of Lazard.

Overview of Selected Energy Storage Technologies

A wide variety of energy storage technologies are currently available or in development; however, given limited current or future commercial deployment expectations, only a subset are assessed in this study

	Description	Size (MW)	Selected Providers	Life (Yrs) ⁽¹⁾
Mechanical/Gravity/Thermal	Compressed Air	150 MW+	Dresser Rand, Alstom Power	20 years
	Flywheel	30 kW – 1 MW	Amber Kinetics, Vycon	20+ years
	Pumped Hydro	100 MW+	MWH Global	20+ years
	Thermal	5 MW – 100 MW+	Highview Power	20+ years
Chemical	Flow Battery[#]	25 kW – 100 MW+	Sumitomo, UET, Primus Power	20 years
	Lead-Acid[#]	5 kW – 2 MW	Enersys, GS Yuasa, East Penn Mfg.	5 – 10 years
	Lithium-Ion[#]	5 kW – 100 MW+	LG Chem, Samsung, Panasonic, BYD	10 years ⁽³⁾
	Sodium[#]	1 MW – 100 MW+	NGK	10 years
	Zinc[#]	5 kW – 100 MW+	Fluidic Energy, EOS Energy Storage	10 years



Technologies analyzed in LCOS 3.0.

[#] Denotes battery technology.

(1) Indicates general ranges of useful economic life for a given family of technology. Useful life will vary in practice depending on sub-technology, intensity of use/cycling, engineering factors, etc.

(2) Advanced lead-acid is an emerging technology with wider potential applications and greater cost than traditional lead-acid batteries.

(3) In this report, augmentation costs account for the assumed a 20-year project life for Peaker Replacement and Distribution Substation.

Overview of Selected Energy Storage Technologies (cont'd)

A wide variety of energy storage technologies are currently available or in development; however, given limited current or future commercial deployment expectations, only a subset are assessed in this study

		Selected Advantages	Selected Disadvantages
Mechanical/Gravity/Thermal	Compressed Air	<ul style="list-style-type: none"> Low cost, flexible sizing, relatively large-scale Mature technology and well-developed design Proven track record of safe operation Leverages existing gas turbine technologies 	<ul style="list-style-type: none"> Requires suitable geology Relatively difficult to modularize for smaller installations Exposure to natural gas price changes Relies on natural gas
	Flywheel	<ul style="list-style-type: none"> High power density and scalability for short-duration technology; low power, higher energy for long-duration technology High depth of discharge capability Compact design with integrated AC motor 	<ul style="list-style-type: none"> Relatively low energy capacity High heat generation Sensitive to vibrations
	Pumped Hydro	<ul style="list-style-type: none"> Mature technology (commercially available; leverages existing hydropower technology) High-power capacity solution Large scale, easily scalable in power rating 	<ul style="list-style-type: none"> Relatively low energy density Limited available sites (i.e., water availability required) Cycling generally limited to once per day
	Thermal	<ul style="list-style-type: none"> Low cost, flexible sizing, relatively large-scale Power and energy ratings independently scalable Leverages mature industrial cryogenic technology base; can utilize waste industrial heat to improve efficiency 	<ul style="list-style-type: none"> Technology is pre-commercial Difficult to modularize for smaller installations On-site safety concerns from cryogenic storage
Chemical	Flow Battery [#]	<ul style="list-style-type: none"> Power and energy profiles independently scalable for Vanadium system Zinc-Bromide designed in fixed modular blocks for system design No degradation in “energy storage capacity” No potential for fire High cycle/lifespan 	<ul style="list-style-type: none"> Power and energy rating scaled in a fixed manner for zinc-bromide technology Electrolyte based on acid Relatively high balance of system costs Reduced efficiency due to rapid charge/discharge
	Lead-Acid [#]	<ul style="list-style-type: none"> Mature technology with established recycling infrastructure Advanced lead-acid technologies leverage existing technologies Low cost 	<ul style="list-style-type: none"> Poor ability to operate in a partially charged state Relatively poor depth of discharge and short lifespan Acid based electrolyte
	Lithium-Ion ⁽¹⁾	<ul style="list-style-type: none"> Multiple chemistries available Rapidly expanding manufacturing base leading to cost reductions Efficient power and energy density Cost reduction continues 	<ul style="list-style-type: none"> Cycle life limited, especially in harsh conditions Safety issues from overheating Requires advanced manufacturing capabilities to achieve high performance
	Sodium [#]	<ul style="list-style-type: none"> High temperature technology: Relatively mature technology (commercially available); high energy capacity and long duration Low temperature technology: Smaller scale design; emerging technology and low-cost potential; safer 	<ul style="list-style-type: none"> Although mature, inherently higher costs—low temperature batteries currently have a higher cost with lower efficiency Potential flammability issues for high-temperature batteries Poor cycling capability
	Zinc [#]	<ul style="list-style-type: none"> Deep discharge capability Designed for long life Designed for safe operation 	<ul style="list-style-type: none"> Currently unproven commercially Lower efficiency Poor cycling/rate of charge/discharge

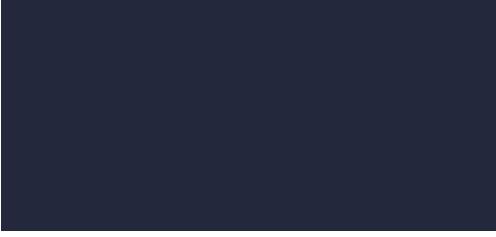


Technologies analyzed in LCOS 3.0.

Source: DOE Energy Storage Database.

[#] Denotes battery technology.

(1) Lithium-Ion assessed on this report is NMC (Lithium, Nickel, Manganese, Cobalt).



III Lazard's Levelized Cost of Storage Analysis

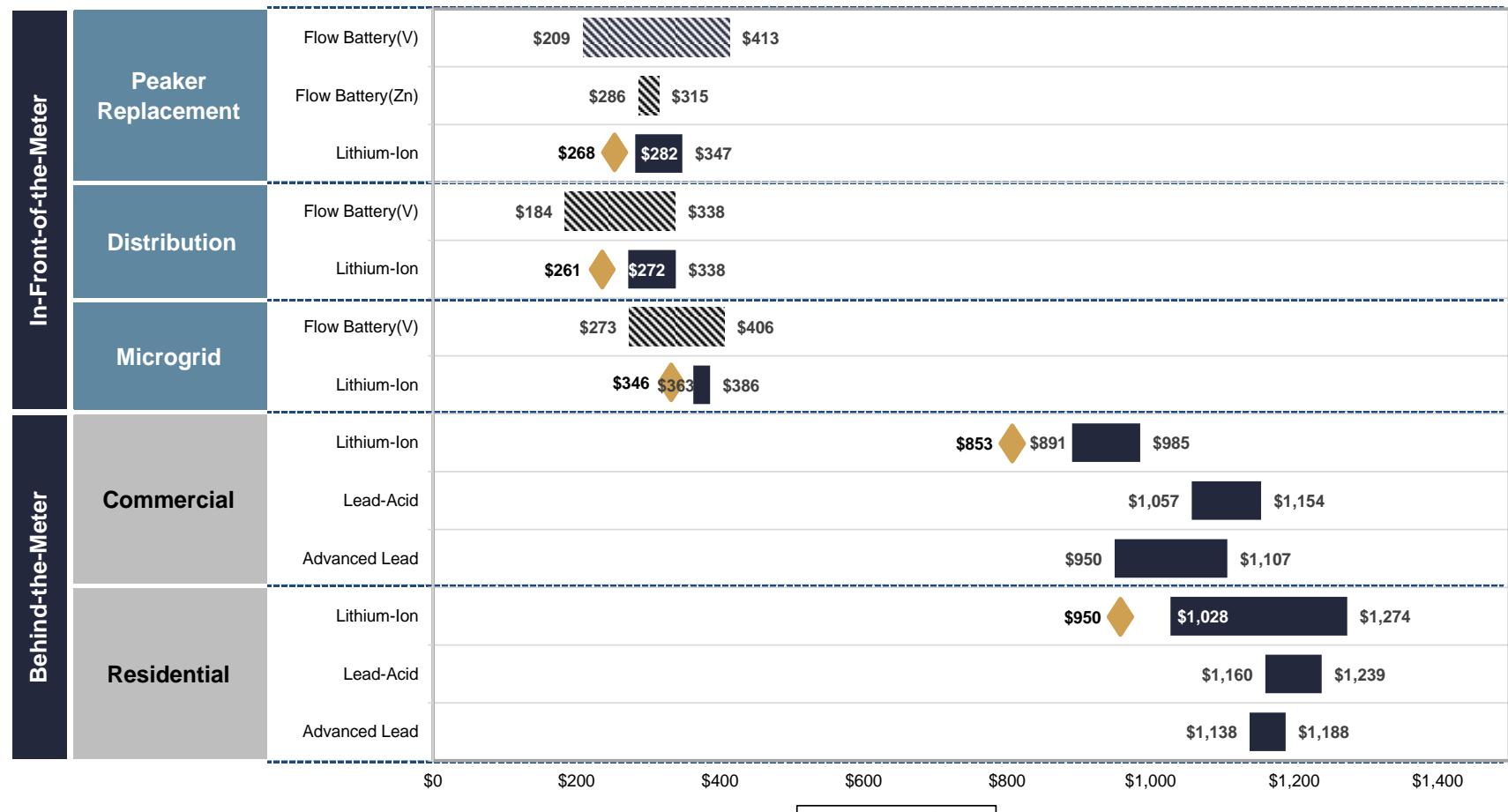
Unsubsidized Levelized Cost of Storage Comparison—\$/MWh

A Selected Observations

- Flow battery manufacturers have claimed that they do not require augmentation costs and can compete with lithium-ion; however, operational experience is lacking to practically verify these claims
- Flow Batteries lack the widespread commercialization of lithium-ion
- Longer duration flow batteries could potentially be used in T&D 8-hour use case

B Selected Observations

- As compared to in-front-of-the-meter, behind-the-meter system costs are substantially higher due to higher unit costs
- Low initial cost of Lead and Lead Carbon are outweighed by higher augmentation and operating costs



Denotes indicative Flow Battery LCOs value. Flow battery LCOs ranges are shaded given the lack of operational experience required to verify survey results.

Source: Lazard and Enovation Partners estimates.

Note: Here and throughout this presentation, unless otherwise indicated, analysis assumes 20% debt at an 8% interest rate and 80% equity at a 12% cost of equity. All costs estimates are for 2017 unless otherwise noted. Flow Battery Vanadium and Flow Battery Zinc denoted in this report as Flow Battery(V) and Flow Battery(Zn), respectively.

= Denotes 2018 Estimate

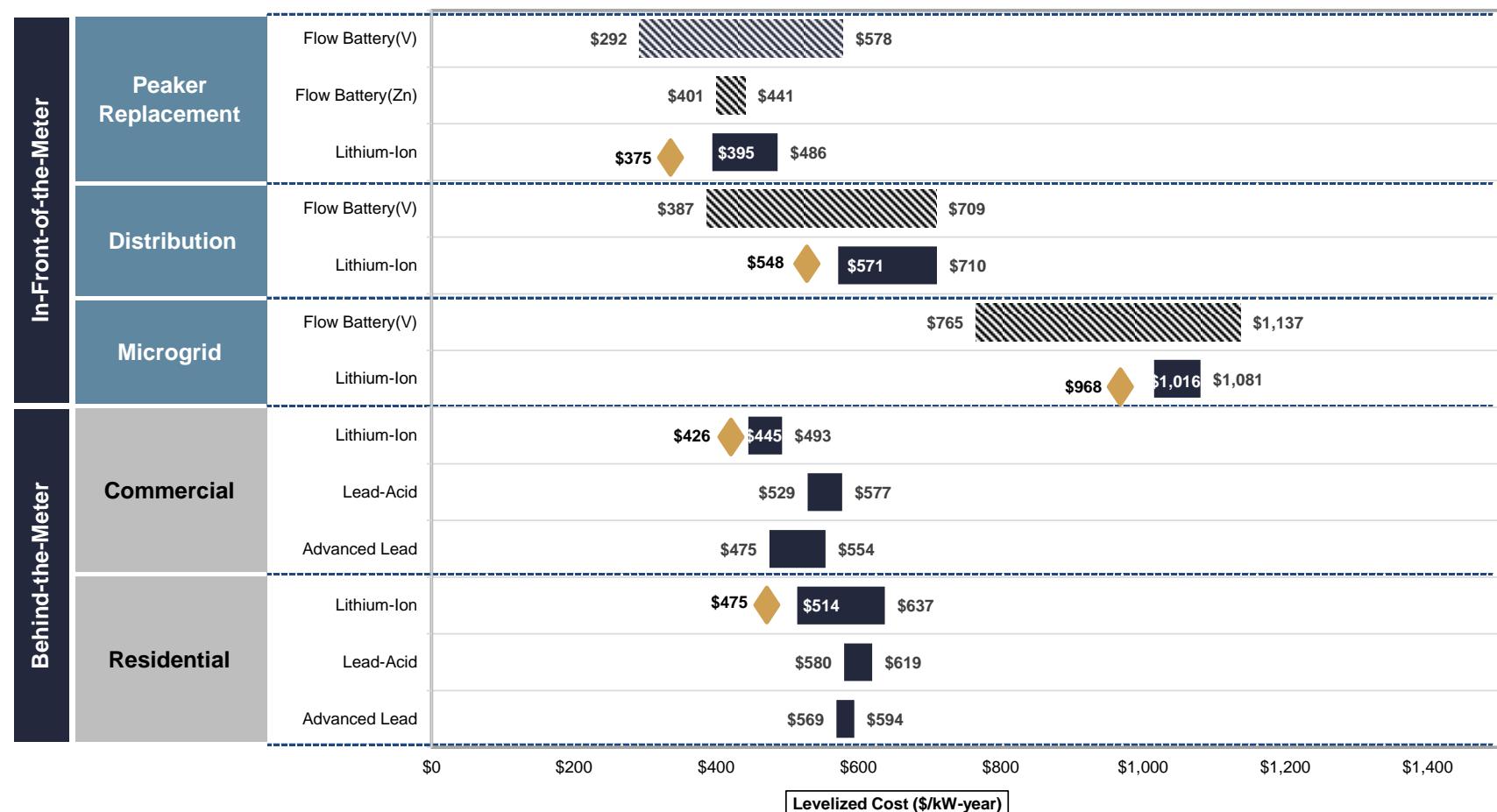
Unsubsidized Levelized Cost of Storage Comparison—\$/kW-year

A Selected Observations

- Flow battery manufacturers have claimed that they do not require augmentation costs and can compete with lithium-ion; however, operational experience is lacking to practically verify these claims
- Flow Batteries lack the widespread commercialization of lithium-ion
- Longer duration flow batteries could potentially be used in T&D 8-hour use case

B Selected Observations

- As compared to in-front-of-the-meter, behind-the-meter system costs are substantially higher due to higher unit costs
- Low initial cost of Lead and Lead Carbon are outweighed by higher augmentation and operating costs



Denotes indicative Flow Battery LCOS value. Flow battery LCOS ranges are shaded given the lack of operational experience required to verify survey results.

Source: Lazard and Enovation Partners estimates.

Note: Here and throughout this presentation, unless otherwise indicated, analysis assumes 20% debt at an 8% interest rate and 80% equity at a 12% cost of equity. All costs estimates are for 2017 unless otherwise noted. Flow Battery Vanadium and Flow Battery Zinc denoted in this report as Flow Battery(V) and Flow Battery(Zn), respectively.

= Denotes 2018 Estimate

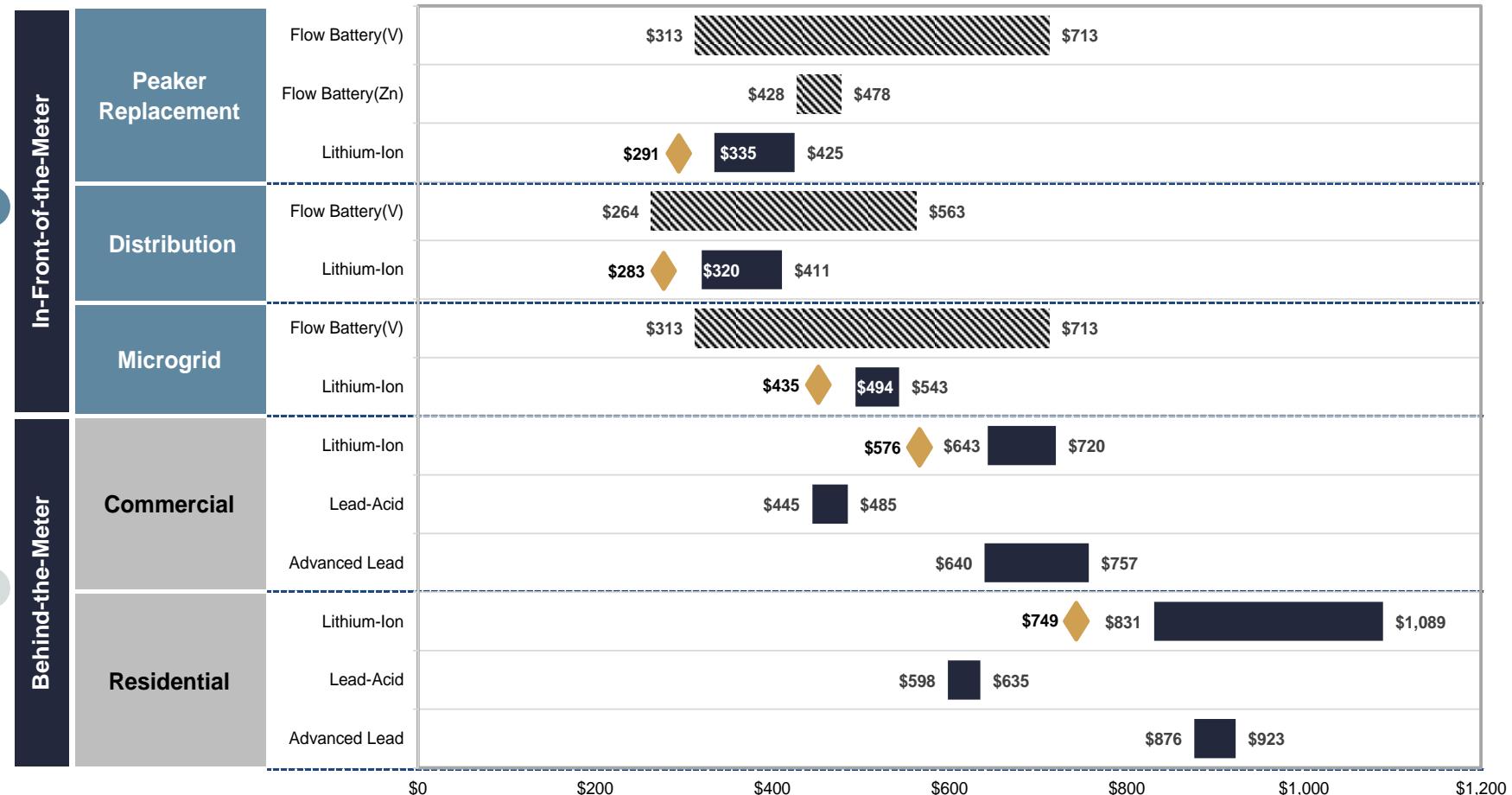
Capital Cost Comparison—\$/kWh

A Selected Observations

- Flow battery manufacturers have claimed that they do not require augmentation costs and can compete with lithium-ion; however, operational experience is lacking to practically verify these claims
- Flow Batteries lack the widespread commercialization of lithium-ion
- Longer duration flow batteries could potentially be used in T&D 8-hour use case

B Selected Observations

- Lead-acid capital costs are the lowest costs for behind-the-meter rated equipment; however, augmentation costs increase their final LCOS value
- Advanced Lead batteries benefit from lower balance of system costs



Denotes indicative Flow Battery LCOS value. Flow battery LCOS ranges are shaded given the lack of operational experience required to verify survey results.

Source: Lazard and Enovation Partners estimates.

Note: All costs estimates are for 2017 unless otherwise noted. Capital costs represent overnight costs of equipment only. This excludes augmentation costs that represent the energy storage capacity required to maintain the full usable energy storage capacity (kWh) over the life of the unit. These augmentation costs vary due to different usage profiles and lifespans. Capital cost units are the total investment divided by the storage equipment's energy capacity (kWh rating) and inverter rating (kW rating).



= Denotes 2018 Estimate

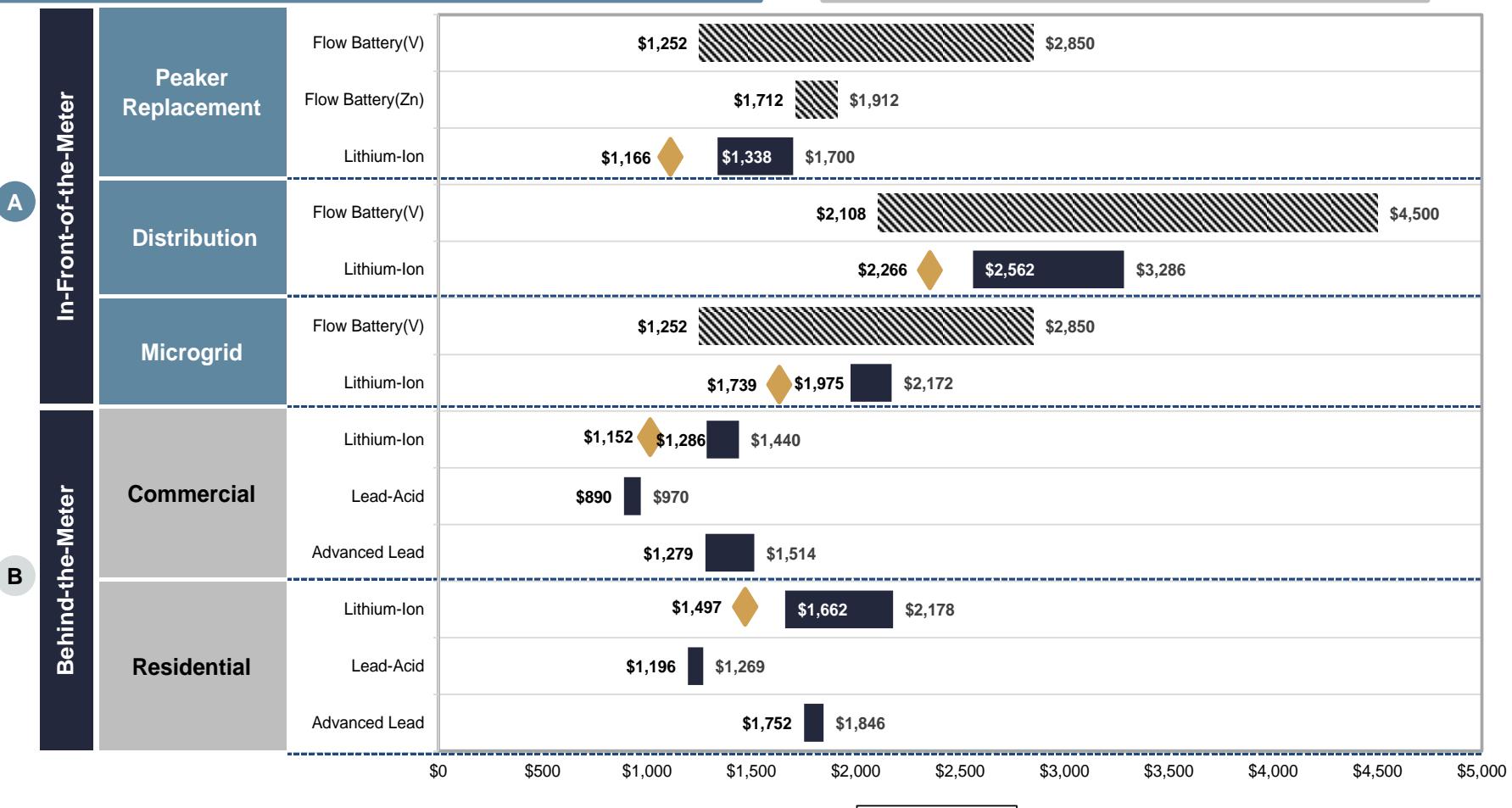
Capital Cost Comparison—\$/kW

A Selected Observations

- Flow battery manufacturers have claimed that they do not require augmentation costs and can compete with lithium-ion; however, operational experience is lacking to practically verify these claims
- Flow Batteries lack the widespread commercialization of lithium-ion
- Longer duration flow batteries could potentially be used in T&D 8-hour use case

B Selected Observations

- Lead-acid capital costs are the lowest costs for behind-the-meter rated equipment; however, augmentation costs increase their final LCOS value
- Advanced Lead batteries benefit from lower balance of system costs



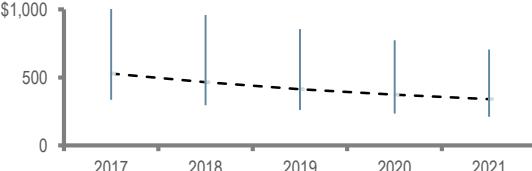
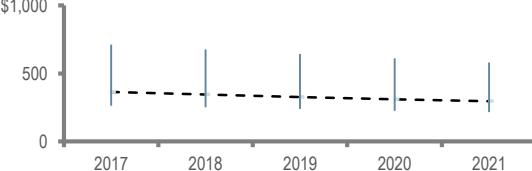
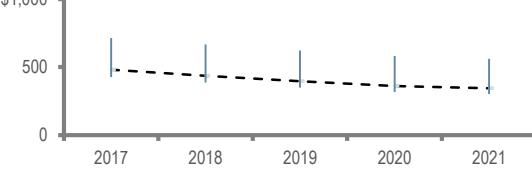
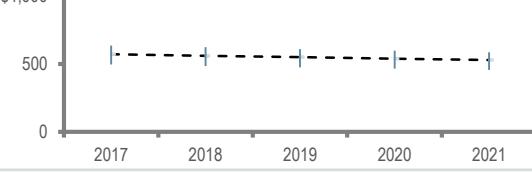
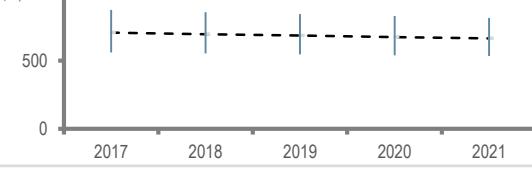
Denotes indicative Flow Battery LCOS value. Flow battery LCOS ranges are shaded given the lack of operational experience required to verify survey results.
Source: Lazard and Enovation Partners estimates.

Note: All costs estimates are for 2017 unless otherwise noted. Capital costs represent overnight costs of equipment only. This excludes augmentation costs that represent the energy storage capacity required to maintain the full usable energy storage capacity (kWh) over the life of the unit. These augmentation costs vary due to different usage profiles and lifespans. Capital cost units are the total investment divided by the storage equipment's energy capacity (kWh rating) and inverter rating (kW rating).

= Denotes 2018 Estimate

Capital Cost Outlook by Technology

The average capital cost outlook accounts for the relative commercial maturity of different offerings (i.e., more mature offerings influence the cost declines per technology)

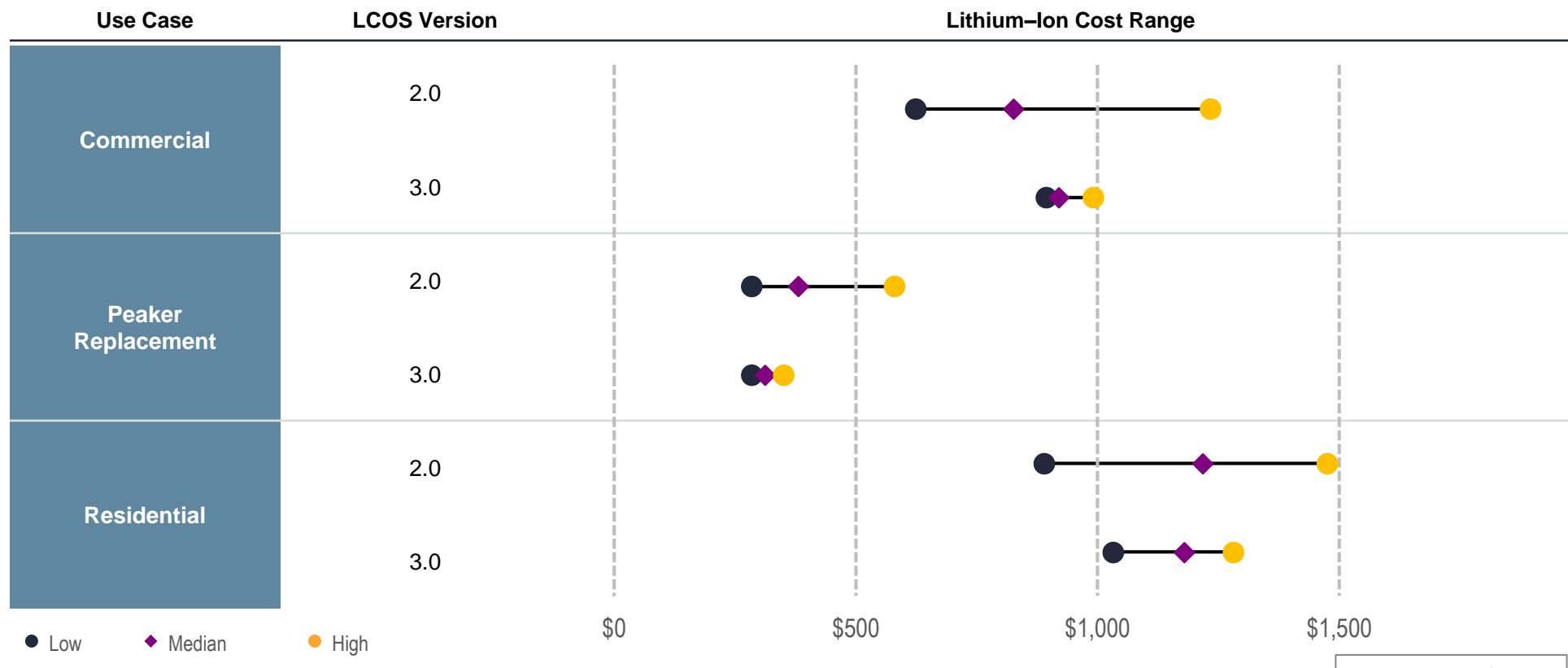
	Capital Cost (\$/kWh)	Avg	Technology Trends & Opportunities
Lithium-Ion		CAGR (10%) 5-Year (36%)	<ul style="list-style-type: none"> OEM competition continues to drive cost reductions Lower cost allows for competing with long-duration applications System integrators driving cost reductions in BOS and installation Benefits from growing electric vehicle production
Flow Battery—Vanadium		CAGR (5%) 5-Year (19%)	<ul style="list-style-type: none"> Shift to long-duration application drives lower costs (\$/kWh) Focus on high energy throughput drives lower leveled costs (\$/MWh) OEMs provide complete turnkey system
Flow Battery—Zinc Bromide		CAGR (8%) 5-Year (28%)	<ul style="list-style-type: none"> Longer durations can be achieved by adding multiple flow battery modules at the same cost (\$/kWh), but possibly requiring additional integration costs OEM focus on high energy throughput with little operating costs OEMs focusing on customers wanting modular AC unit
Lead		CAGR (2%) 5-Year (8%)	<ul style="list-style-type: none"> Low cost energy storage option Limited usability and performance translates into high leveled cost Limited cost improvement expected
Advanced Lead		CAGR (2%) 5-Year (6%)	<ul style="list-style-type: none"> Greater performance than typical lead-acid options Cost reduction and performance improvements expected to continue OEMs looking to use this class to address larger commercial systems not typically served by lead-acid

Note: Capital Costs reported are based on year 1 costs for systems designed for all LCOS use cases. Capital cost units are the total investment divided by the storage equipment's energy capacity (kWh rating) and inverter rating (kW rating). Capital cost outlook represents weighted average expected cost reductions across use cases

Evidence of Cost Decreases—Lithium Examples

Lithium-ion equipment cost declines contend with system scale, installation and operating realities

- Lithium-ion equipment costs continue to decline based on more cost-effective batteries, better integration and longer life products
- However, as more battery systems are deployed, estimates of actual round trip efficiencies are lower and installation costs are higher than expected and than reported in last year's LCOS 2.0
- Consequently, estimates for total “Commercial” use case LCOS rose slightly, despite lower equipment cost estimate



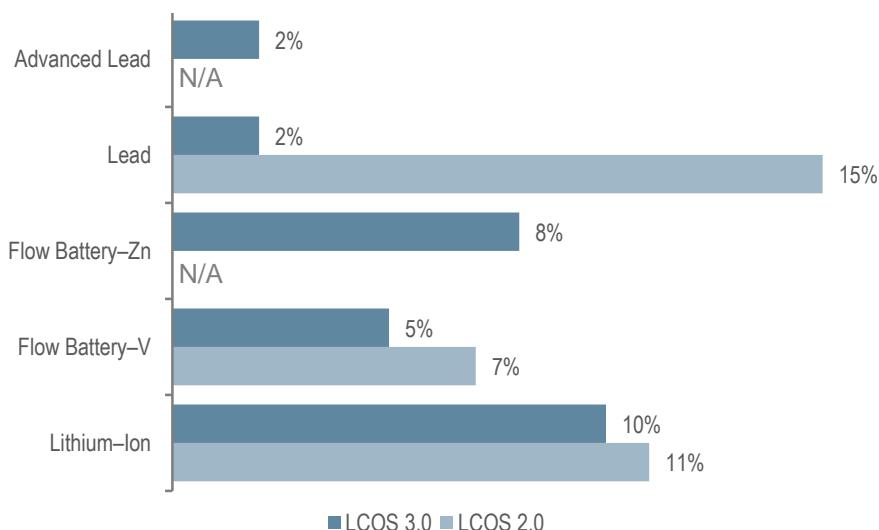
Expectation of Sustained Cost Improvements—Capital Costs

Lithium-ion equipment costs continue to decline based on more cost-effective batteries, better integration, and lower cost inverters

- **Battery module prices are expected to continue declining, driven by sustained manufacturing competition**
- **System integration costs will decline as more and larger electrical equipment manufacturers enter the energy storage market**
- **Energy storage inverters continue to follow solar inverter price declines, with sustained price reductions expected in the coming years**

Expected Energy Storage Capital Cost Declines⁽¹⁾

Five-Year Cost Decrease Outlook (CAGR %)

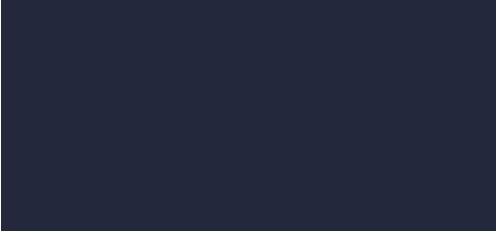


Observations

- **Advance Lead:** Enhanced performance allows some competition with lithium-ion in small-to-medium-sized commercial systems
- **Lead:** Continues to be a low-cost option; OEMs looking to expand deployment to applications with low cycling requirement
- **Flow Battery—Vanadium:** Cost reductions continue to present the greatest competitive position for any flow batteries, especially at the 8-Hr applications
- **Flow Battery—Zinc Bromide:** Continued cost reduction seen, but ZnBr technology limited by plating requirements. Modular system designs allow for wider range of longer-duration application possibilities, but requires additional design and integration requirements
- **Lithium—Ion:** Continued strong price declines expected, especially at the very large system scale where purchasing power allows significant competition from developers

Source: Lazard and Enovation Partners analysis.

(1) Technology cost decreases reflect weighted-average estimates across all use cases.

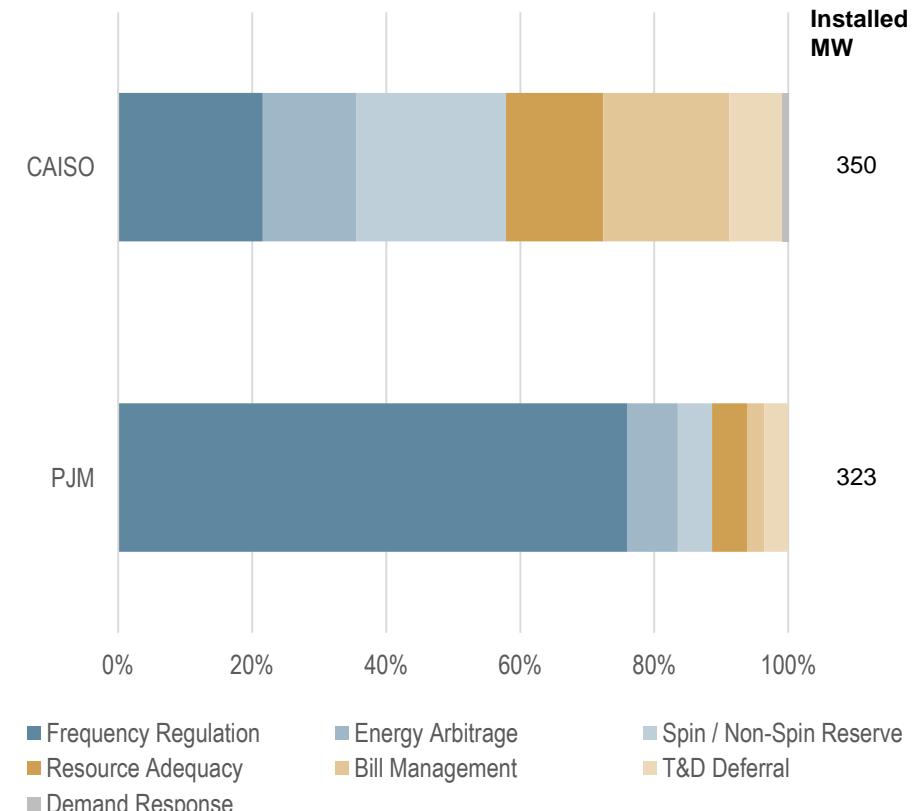


IV Energy Storage Revenue Streams

Currently Identifiable Sources of Revenue for Energy Storage Projects

As the energy storage market continues to evolve, several forms of potential revenue streams have emerged in selected U.S. markets; Lazard's LCOS analyzes only those revenue streams that are quantifiable and identifiable from currently deployed energy storage systems

Selected U.S. Energy Storage Projects vs. Stated Revenue Stream (2017)⁽¹⁾



Although energy storage developers/project owners often include Energy Arbitrage and Spinning/Non-Spinning Reserves as sources of revenue for commissioned energy storage projects, Frequency Regulation, Bill Management and Resource Adequacy are currently the predominant forms of realized sources of revenue

Key Drivers of Energy Storage Market Growth

- Enabling policies:** Include explicit targets and/or state goals incentivizing procurement of energy storage
 - Example—CA energy storage procurement targets (e.g., AB2514) require 1,325 MW by 2020
- Incentives:** Upfront or performance-based incentive payments to subsidize initial capital requirements
 - Example—CA Self-Generation Incentive Programs (“SGIP”): \$450 million budget available to behind-the-meter storage
- Market fundamentals:** Endogenous market conditions resulting in higher revenue potential and/or increased opportunity to participate in wholesale markets
 - Example—CA Real-Time Energy: 100+ hours with >\$200/MWh locational marginal price in 2016
- Favorable wholesale/utility program rules:** Accessible revenue sources with operational requirements favoring fast-responding assets
 - Example—PJM Reg. D: avg. prices of \$15.5/eff. MW in 2016, with significant revenue upside for performance for storage
- High Peak and/or Demand Charges:** Opportunities to avoid utility charges through peak load management during specified periods or system peak hours
 - Example—ERCOT 4CP Transmission Charges: ~\$2 – \$5/kW-mo. Charges applied to customers during system coincident peak hours in summer months

Source: DOE Global Energy Storage Database, Lazard and Enovation Partners estimates.

(1) Includes electro-chemical, electro mechanical, and thermal energy storage technologies. Only operating projects as of Q3 2017 included. Percentage allocations do not account for multiple stated use cases, and thus are not directly proportional to total installed MW. Allocations do not consider frequency of participation in stated revenue streams, and thus do not reflect revenue mix associated with projects across markets. Non-quantifiable use cases (e.g., Black Start, Ramping, Voltage Control, Resiliency, Microgrid) are not shown.

Overview of Selected Energy Storage Revenue Sources

Numerous potential sources of revenue available to energy storage reflect system and customer benefits provided by projects

- Given the methodological approach employed in the LCOS, the scope of revenue sources is limited to those actually applied in existing or soon-to-be commissioned projects
- Revenue sources that are not identifiable or without publicly available price data (e.g., Black Start, Ramping, Voltage Control, Resiliency, Microgrid) are not analyzed

		Description
A Wholesale	Demand Response—Wholesale	<ul style="list-style-type: none"> Manages high wholesale price or emergency conditions on the grid by calling on users to reduce or shift electricity demand
	Energy Arbitrage	<ul style="list-style-type: none"> Allows storage of inexpensive electricity to sell at a higher price later (includes only wholesale electricity purchase)
	Frequency Regulation	<ul style="list-style-type: none"> Provides immediate (4-second) power to maintain generation-load balance and prevent frequency fluctuations
	Resource Adequacy	<ul style="list-style-type: none"> Provides capacity to meet generation requirements at peak loading in a region with limited generation and/or transmission capacity
	Spin/Non-Spin Reserve	<ul style="list-style-type: none"> Maintains electricity output during unexpected contingency event (e.g., an outage) immediately (spinning reserve) or within a short period (non-spinning reserve)
B Utility	Distribution Deferral	<ul style="list-style-type: none"> Provide extra capacity to meet projected load growth for the purpose of delaying, reducing or avoiding distribution system investment in a region
	Transmission Deferral	<ul style="list-style-type: none"> Provide extra capacity to meet projected load growth for the purpose of delaying, reducing or avoiding transmission system investment
	Demand Response—Utility	<ul style="list-style-type: none"> Manages high wholesale price or emergency conditions on the grid by calling on users to reduce or shift electricity demand
C Customer	Bill Management	<ul style="list-style-type: none"> Allows reduction of demand charge using battery discharge and the daily storage of electricity for use when time of use rates are highest
	Backup Power	<ul style="list-style-type: none"> Supplies power reserve for use by Residential and Commercial when the grid is down

Revenue Sources Available to Different Use Cases

Revenue sources available for energy storage can be categorized according to the type of entity paying the project owner; a wholesale market (e.g., PJM, CAISO), a wires or integrated utility or a customer (potentially via a competitive retailer or aggregator)

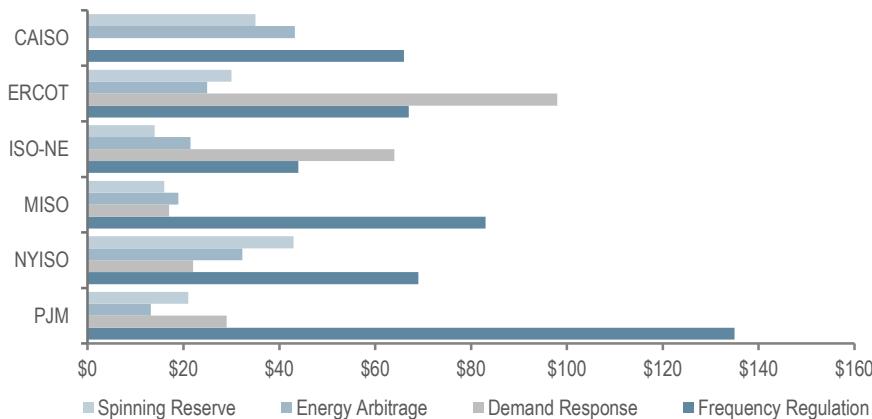
- Available revenue sources for a given use case depend partially on the technical configuration of the energy storage system, including maximum power and usable energy, as well as permissible number of cycles per day and/or over the life of the project
- In addition, ISO and utility-specific regulations determine the combination of different potential revenue streams which can be pursued together (simultaneously or in sequence)
- A project's optimal combination of revenue sources may thus reflect trade-offs between different sources or modifying the equipment configuration (e.g., over-sizing or derating units)

Use Case	Typical Revenue Sources									
	A Wholesale					B Utility			C Customer	
	Energy Arbitrage	Frequency Regulation	Demand Response (Wholesale)	Spin/Non-Spin Reserve	Resource Adequacy	Distribution Deferral	Transmission Deferral	Demand Response-Utility	Bill Management	Backup Power
Peaker Replacement	✓	✓		✓	✓					
Distribution					✓	✓	✓			
Microgrid	✓	✓	✓	✓	✓	✓		✓	✓	✓
Commercial		✓	✓	✓	✓	✓		✓	✓	✓
Residential			✓					✓	✓	

A Wholesale Market Revenue Streams

Availability and value of wholesale market products to energy storage varies based on ISO rules and project specifications

2016 Wholesale Revenue Streams (\$/kW-yr.)



Assumptions Employed

- Energy markets
 - Assumed perfect foresight
 - Daily charging at the minimum price, discharge at maximum
 - Efficiency loss estimate 90%
- Frequency regulation
 - Assumed participation in day ahead market(s) and fast response, energy neutral and continuous market where available
 - Assumed either 90% performance factor or ISO-wide average performance if reported
 - Assumed system average mileage ratio (fast resources where available)
- Spinning Reserve
 - Assumed capable to participate in spinning reserve market
 - Self scheduled/price taker in the day ahead market
- Demand Response
 - Revenue estimates are based on DR program-enabled participation in the capacity markets (NYISO, PJM and ISO-NE), responsive reserve service (ERCOT) and resource adequacy & spinning reserve (MISO)
 - Energy payments outside of these markets are not included in revenue estimates

Resource Adequacy ("RA") Revenue Streams

CAISO: Distributed resources in CAISO can access resource adequacy payments through one of two auction programs run by the IOUs

- Local Capacity Resource ("LCR") Auction
 - IOUs acquire RA and DR-like capabilities from bidders in a pay-as-bid 10-year contract auction
 - Focused on providing capacity to constrained zones
- Demand Response Auction Mechanism ("DRAM") Pilot
 - IOUs acquire RA for 1 – 2 years and Distributed Energy Resources ("DERs") assets are given a type of must-bid responsibility in the wholesale markets
 - Focused on creating new opportunities for DERs to participate in wholesale markets
- Estimate of \$35/kW-yr. – \$60/kW-yr.

MISO: Energy storage can qualify in MISO as behind-the-meter generation and participate alongside all conventional resources in public Planning Resource Auction ("PRA")

- Estimate of \$0.55/kW-yr. based on the notably poor 2016 auction which was criticized for its unsustainably low outcomes by the independent market monitor

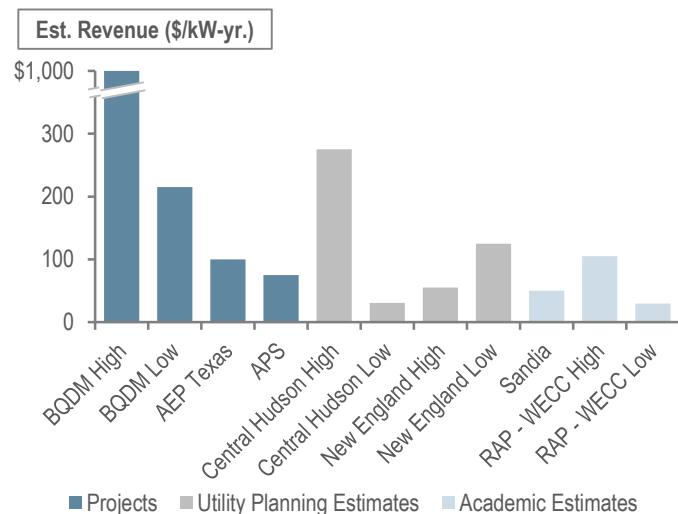
Technical Factors Impacting Value/Availability of Wholesale Revenue Stream Issue

Technical Factor	Description	Streams Impacted
Minimum Size	There is a minimum size to qualify as a generator, under which the asset must qualify through an ISO DR program or by aggregation	All
Energy Neutrality	Some ISOs provide FR signals that are energy neutral over a set time period and thus allow energy storage assets to perform better	Frequency Regulation
Performance	The ability to accurately follow the AGC signal and the energy to meet performance standards throughout the course of an hour will have a strong impact on payment from the FR market	Frequency Regulation
Qualification Method	If an energy storage asset qualifies for the wholesale markets through a DR program, there may be limitations placed on the asset or additional revenues sources available (beyond capacity)	DR Programs
Congestion Constraints	The Locational Based Marginal Pricing ("LBMP") for an energy storage asset will be different from the system-wide energy price (used here), as will the spread between daily high and daily low price	Energy Arbitrage

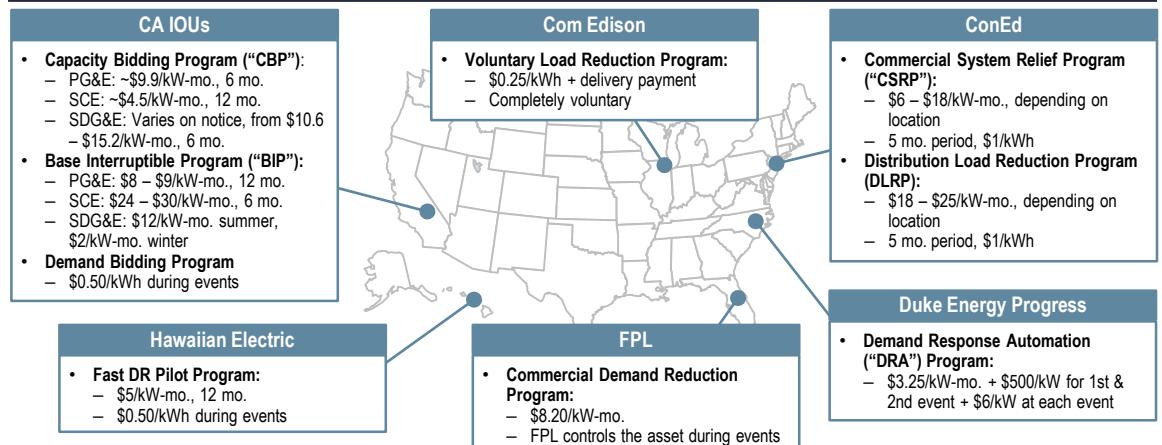
B Utility Revenue Streams

Utilities provide valuable revenue sources in exchange for location-based grid services, with most common applications being in utility DR programs and T&D deferral applications

Value of Deferral



Utility Funded Demand Response Programs—Examples



Observations

- Jurisdictional and regulatory concerns have limited deployment thus far
- Transacted values do not typically equal price; in most installations value substantially exceeds price
- Assets are typically transacted as a capital purchase by utilities
- Asset value is highly location dependent
- Deferral length varies based on factors independent of the battery
- Projects are rarely transacted in absence of other revenue streams
- Capacity type programs
 - Paid a substantial standby payment to be available on a monthly or seasonal basis
 - Paid a comparatively lesser rate per energy reduced when called
 - Calls are typically mandatory
 - Tend to have harsher penalties for underperformance
- Energy type programs
 - Paid only based on energy reduced
 - No capacity payment, often DR calls are not mandatory
 - Penalties are rare and when they do exist, tend to be less severe than in capacity type programs
- Common issues to DR programs
 - Length of notice
 - Payment size and ratio of capacity to energy payments
 - Frequency of calls
 - Call trigger (supply economics or emergency situation)
 - Severity of penalty
 - Baseline methodology (how the demand reduction is calculated based on prior energy usage)

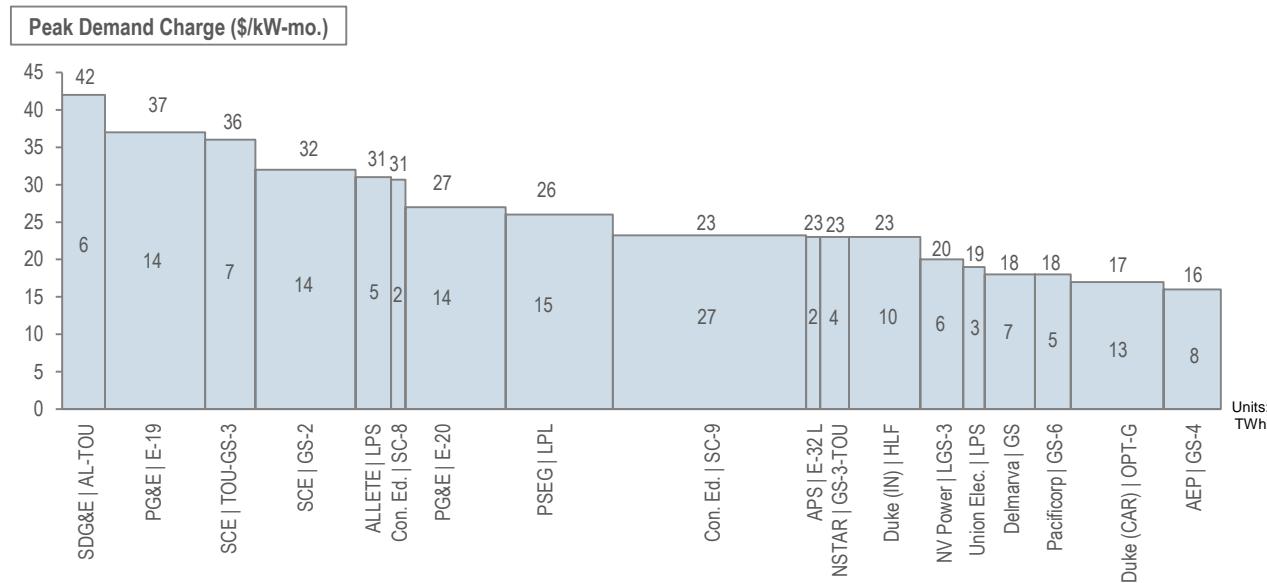
Observations

- Jurisdictional and regulatory concerns have limited deployment thus far
- Transacted values do not typically equal price; in most installations value substantially exceeds price
- Assets are typically transacted as a capital purchase by utilities
- Asset value is highly location dependent
- Deferral length varies based on factors independent of the battery
- Projects are rarely transacted in absence of other revenue streams

C Customer Revenue Streams

Utility bill management is a key driver of returns for behind-the-meter energy storage projects; project-specific needs for reliability and microgrid integration can be significant, but currently are rarely monetized

Representative Utility Demand Charges & Reported Volumes (2016)⁽¹⁾⁽²⁾



Additional Avoidable Retail Electricity Charges

Type	Example	Description	Charge (2017 \$/kW-yr.) ⁽³⁾
Capacity	PJM GENCAP	<ul style="list-style-type: none"> Applied to avg. load usage during PJM's 5 noncoincident peak; referred to as 5CP hours 	<ul style="list-style-type: none"> RTO: 44 PSEG: 78
Transmission	ERCOT 4CP	<ul style="list-style-type: none"> Applied to avg. load during system coincidental peaks occurring in June, July, August and September 	<ul style="list-style-type: none"> CNP: 9 Oncor: 17 TNMP: 22

Source: FERC Form 1 Filings, PUC of TX; PJM RPM; OpenEI; Lazard and Enovation Partners estimates.

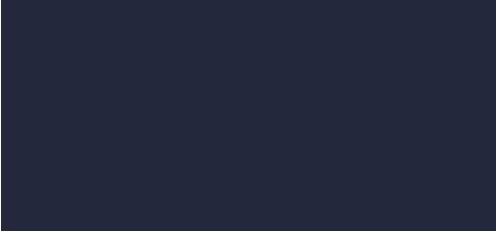
(1) Demand charges are fixed, monthly costs typically limited to commercial customers. The rate is typically a function of a customer's peak demand as measured over a pre-defined period. Energy storage can enable customers to save money through reducing peak consumption, lowering their demand charge.

(2) Non-exhaustive list based on FERC Form 1 total reported TWh by tariff, sorted by highest total demand charges during peak periods.

(3) Values based on PJM 17/18 DY Reliability Pricing Model results & Transmission Cost Recovery Factors for customers with >5kVA demand in ERCOT.

Reliability Benefits

- Microgrid integration
 - Energy storage as part of an islanding microgrid system can substantially improve reliability
 - Storage units within microgrids are usually purchased outright or financed rather than contracted as a service
 - The benefit of increased reliability to a microgrid varies substantially based on the types of generating assets on the island
- Behind-the-meter reliability
 - Behind-the-meter energy storage installations designed to provide outage protection are challenged by the high overall reliability of the grid
 - Storage units sized to provide other benefits (e.g. demand charge reduction) often are too small to provide long-term reliability
 - Best example of payment for long-term reliability is from Texas, priced at \$8 – \$10/kW-mo.



V Illustrative Energy Storage Value Snapshots

Illustrative Value Snapshots—Introduction

While the LCOS methodology allows for “apples-to-apples” comparisons within use cases, it is narrowly focused on costs, based on an extensive survey of suppliers and market participants. To supplement, Lazard has included several illustrative “Value Snapshots” that reflect typical economics associated with merchant behind-the-meter and in-front-of-the-meter storage projects across geographies

- **Based on illustrative storage systems configured to capture value streams available in a number of ISOs/RTOs**
 - Streams serving RTO markets (energy arbitrage, frequency regulation, spin/non-spin and demand response)
 - Streams serving utilities (demand response, transmission deferral and distribution deferral)
 - Streams serving customers (bill management and backup power)
 - Behind-the-Meter load profiles based on California-specific US-DOE standard medium/large-sized commercial building profile load and example residential profiles
 - Specific tariff rates reflect medium or large commercial power with peak load floors and caps of 10 kW and 100 kW, respectively; assumes demand charges ranging from \$4 to \$53 per peak kW, depending on jurisdiction and customer type
 - Assumes state-level, non-tax-oriented incentive payments (e.g., LCR/SGIP in California and NY-BEST in New York) are treated as taxable income for federal income tax purposes⁽¹⁾
- **Cost estimates⁽²⁾ based on LCOS framework (i.e., assumptions regarding O&M, warranties, etc.), but sized to reflect the system configuration described above**
 - System size and performance adjusted to capture multiple value streams and to reflect estimated regional differences in system installation costs⁽³⁾
 - System costs based on individual component (lithium-ion battery, inverter, etc.) sizing based on the needs determined in the analysis
 - Operational performance specifications required to serve various modeled revenue streams, based on lithium-ion system in LCOS v3.0 (cycling life, Depth of Discharge, etc.)
- **System economic viability described by Illustrative Value Snapshot-levered IRR⁽⁴⁾**

Note: All “value snapshots” assume Lithium-Ion batteries.

(1) Based on discussions with developers of merchant storage projects in New York and California.

(2) “Costs” for Illustrative Value Snapshots denote actual cost-oriented line items, not “LCOS” costs (i.e., \$/MWh required to satisfy assumed equity cost of capital).

(3) Based on survey data and proprietary Enovation Partners case experience.

(4) This report does not attempt to determine “base” or “typical” IRRs associated with a given market or region. Results and viability are purely illustrative and may differ from actual project results.

Illustrative Value Snapshots

Lazard's LCOS analyzes the financial viability of illustrative energy storage projects for selected use cases; geographic regions, assumed installed and operating costs and associated revenue streams reflect current market activity

- Actual project returns may vary due to differences in location-specific costs, revenue streams and owner/developer risk preferences
- Detailed cash flow statements for each project, along with underlying assumptions, follow below

Use Case	Location	Owner	Revenue Streams
Peaker Replacement	CAISO (SP-15)	<ul style="list-style-type: none"> • IPP in a competitive wholesale market 	<ul style="list-style-type: none"> • Wholesale market settlement • Local capacity resource programs
Distribution	NYISO (New York City)	<ul style="list-style-type: none"> • Wires utility in a competitive wholesale market 	<ul style="list-style-type: none"> • Capital recovery in regulated rates, avoided cost to wires utility, NY-BEST and other avoided cost incentives
Microgrid – RE Integration	ISO-NE (Boston)	<ul style="list-style-type: none"> • IPP in a competitive wholesale market 	<ul style="list-style-type: none"> • Wholesale market settlement, avoided costs to loads within the microgrids, and direct payments from loads within the microgrid, investment tax credit
Commercial	CAISO (San Francisco)	<ul style="list-style-type: none"> • Customer or financier in a competitive wholesale area 	<ul style="list-style-type: none"> • Wholesale market settlement, tariff settlement, DR participation, avoided costs to commercial customer (PG&E E-19 TOU rate), local capacity resource programs
Residential	CAISO (San Francisco)	<ul style="list-style-type: none"> • Customer or financier 	<ul style="list-style-type: none"> • DR participation, tariff settlement, avoided costs to residential customer (PG&E TOU E-6) and SGIP

Illustrative Value Snapshots—Summary Results and Assumptions

Region	<u>Peaker Replacement</u> CAISO	<u>Distribution</u> NYISO	<u>Microgrid</u> ISO-NE	<u>Commercial</u> CAISO	<u>Residential</u> CAISO
Revenue Sources⁽¹⁾					
Energy Arbitrage	24.1%	--	37.0%	--	--
Frequency Regulation	4.1%	2.2%	2.3%	--	--
Spin/Non-Spin Reserve	--	--	--	--	--
Resource Adequacy	71.8%	17.4%	--	55.4% ⁽²⁾	--
Dist. Deferral	--	42.5%	--	--	--
Trans. Deferral	--	37.9%	--	--	--
DR-Wholesale	--	--	60.7%	--	--
DR-Utility	--	--	--	11.6%	77.8%
Bill Management	--	--	--	33.0%	22.2%
Energy Storage Configuration					
Battery Size (MWh)	400	80	4	0.250	0.010
Inverter Size (MW)	100	10	1	0.125	0.005
C-Rating	C/4	C/6	C/4	C/2	C/2
Cycles Per Year (Full DoD)	91	15	127	169	200
IRR	8.8%	20.8% ⁽³⁾	N/A	10.9%	N/A ⁽⁴⁾
Economic Viability⁽⁵⁾	Potentially Viable	Viable	Not Viable	Viable	Not Viable

Source: DOE, Lazard and Enovation Partners estimates.

Note: Augmentation costs are adjusted to reflect the number of actual cycles versus projected cycles outlined in the operational parameters.

(1) Percentages reflect share of total project revenue and cost savings associated with each source of such revenue/cost savings. Revenue includes savings, market revenue and incentives/subsidies.

(2) Includes benefits from Local Capacity Resource programs.

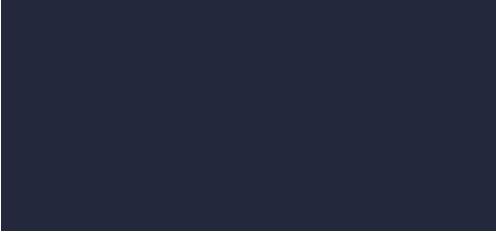
(3) Includes 50% NYSERDA ("NY-BEST") incentive.

(4) Includes 40% Self-Generation Incentive Program ("SGIP") incentive.

(5) Systems are considered economically viable if they generate levered returns over 10%. Required returns/hurdle rates may vary in practice by market participant.

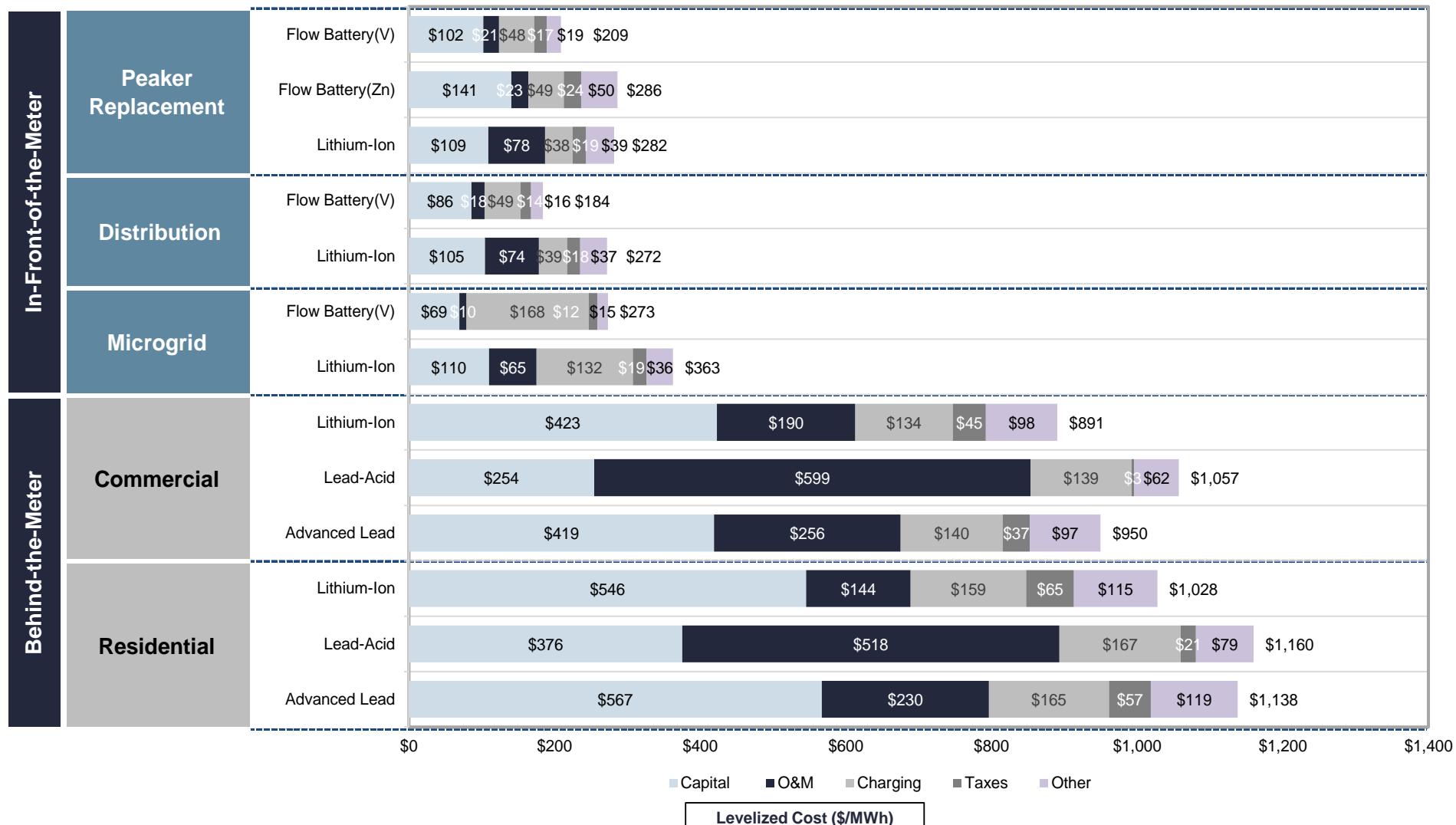


Appendix



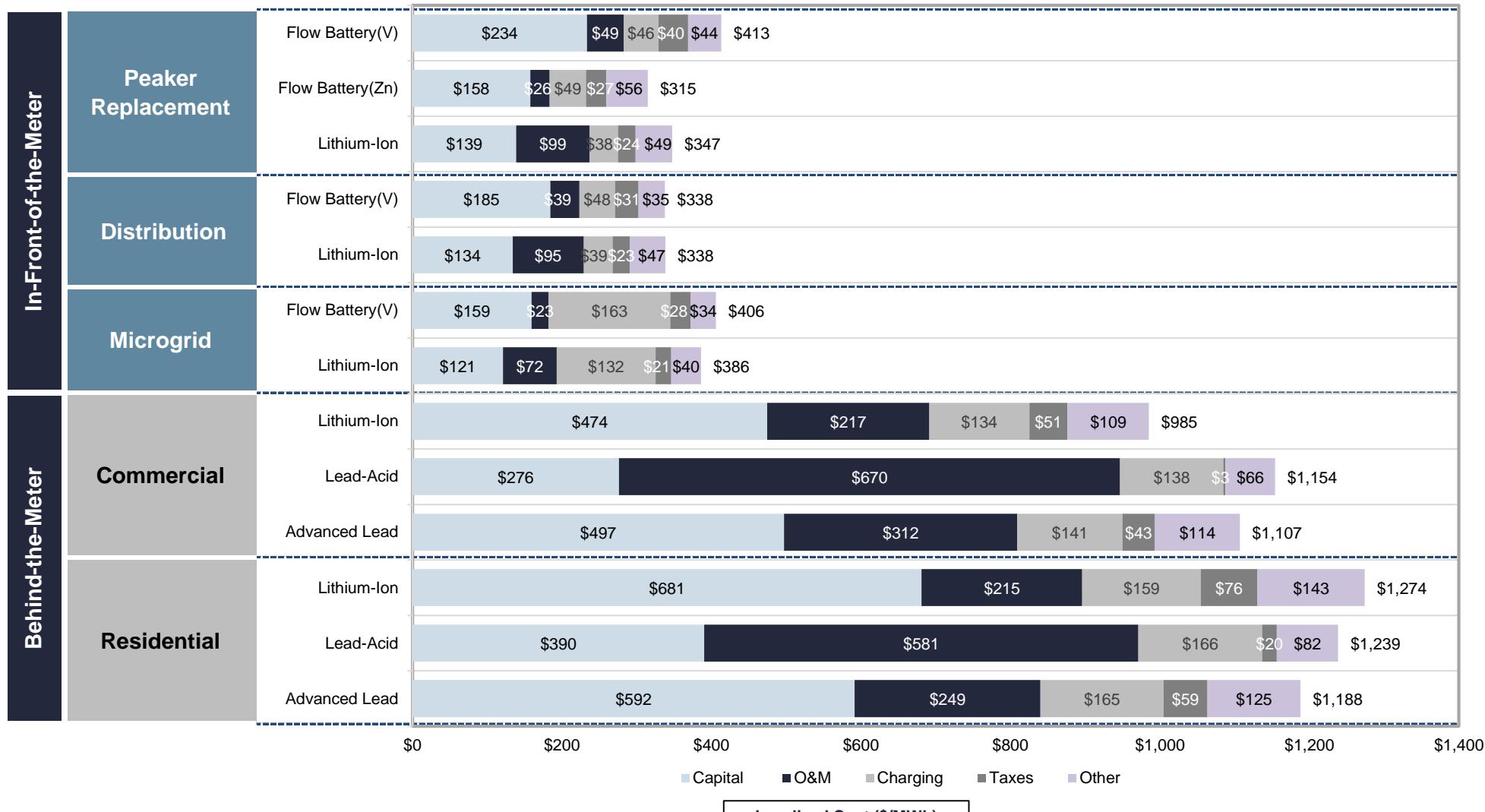
A Supplementary LCOS Analysis Materials

Levelized Cost of Storage Components—Low



Source: Lazard and Enovation Partners estimates.
Note: O&M costs include augmentation costs.

Levelized Cost of Storage Components—High



Source: Lazard and Enovation Partners estimates.

Note: O&M costs include augmentation costs.

Levelized Cost of Storage—Key Assumptions

	Units	Peaker Replacement				Distribution Substation				Microgrid			
		Flow Battery (Vanadium)		Flow Battery (Zinc-Bromine)		Lithium		Flow Battery (Vanadium)		Lithium		Flow Battery (Vanadium)	
		MW	MWh	MW	MWh	MW	MWh	MW	MWh	MW	MWh	MW	MWh
Power Rating	MW	100	—	100	—	100	—	100	—	10	—	10	—
Duration	Hours	4	—	4	—	4	—	4	—	6	—	6	—
Usable Energy	MWh	400	—	400	—	400	—	400	—	60	—	60	—
100% Depth of Discharge Cycles/Day		1	—	1	—	1	—	1	—	1	—	1	—
Operating Days/Year		350	—	350	—	350	—	350	—	350	—	350	—
Project Life	Years	20	—	20	—	20	—	20	—	20	—	10	—
Memo: Annual Used Energy	MWh	140,000	—	140,000	—	140,000	—	140,000	—	21,000	—	21,000	—
Memo: Project Used Energy	MWh	2,800,000	—	2,800,000	—	2,800,000	—	2,800,000	—	420,000	—	420,000	—
Initial Capital Cost—DC	\$/kWh	\$313	—	\$713	—	\$400	—	\$450	—	\$307	—	\$397	—
Initial Capital Cost—AC	\$/kWh	\$0	—	\$0	—	\$28	—	\$28	—	\$28	—	\$28	—
Initial Other Owners Costs	\$/kWh	\$47	—	\$107	—	\$64	—	\$72	—	\$50	—	\$64	—
Total Initial Installed Cost	\$/kWh	\$360	—	\$819	—	\$492	—	\$550	—	\$385	—	\$489	—
O&M Cost	\$/kWh	\$2.88	—	\$6.56	—	\$3.08	—	\$3.43	—	\$2.44	—	\$3.06	—
O&M % of Capex	%	0.80%	—	0.80%	—	0.63%	—	0.62%	—	0.63%	—	0.63%	—
Warranty Expense	\$	\$0.000	—	\$0.000	—	\$3.423	—	\$3.823	—	\$2.676	—	\$3.400	—
Augmentation Charge	\$	\$0.000	—	\$0.000	—	\$0.000	—	\$0.000	—	\$8.029	—	\$10.200	—
Augmentation Charge (Oversize)	\$	\$0.000	—	\$0.000	—	\$0.000	—	\$0.000	—	\$0.000	—	\$0.000	—
Augmentation Charge (Year 6)	\$	\$0.000	—	\$0.000	—	\$0.000	—	\$0.000	—	\$0.000	—	\$0.000	—
Investment Tax Credit	%	0.0%	—	0.0%	—	0.0%	—	0.0%	—	0.0%	—	0.0%	—
Production Tax Credit	\$/MWh	\$0	—	\$0	—	\$0	—	\$0	—	\$0	—	\$0	—
Charging Cost	\$/MWh	\$30	—	\$30	—	\$30	—	\$30	—	\$30	—	\$30	—
Charging Cost Escalator	%	0.9%	—	0.9%	—	0.9%	—	0.9%	—	0.9%	—	0.9%	—
Efficiency	%	67%	—	70%	—	67%	—	67%	—	86%	—	86%	—
Levelized Cost of Storage	\$/MWh	\$209	—	\$413	—	\$286	—	\$315	—	\$282	—	\$347	—
										\$184	—	\$338	—
										\$272	—	\$338	—
										\$273	—	\$406	—
										\$273	—	\$363	—
													\$386

Levelized Cost of Storage—Key Assumptions (cont'd)

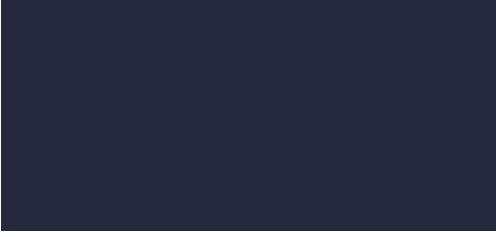
	Units	Commercial						Residential											
		Lithium			Lead			Advanced Lead			Lithium			Lead			Advanced Lead		
		MW	0.125	—	0.125	0.125	—	0.125	0.125	—	0.125	0.005	—	0.005	0.005	—	0.005	0.005	—
Power Rating	MW	0.125	—	0.125	0.125	—	0.125	0.125	—	0.125	0.005	—	0.005	0.005	—	0.005	0.005	—	0.005
Duration	Hours	2	—	2	2	—	2	2	—	2	2	—	2	2	—	2	2	—	2
Usable Energy	MWh	0.25	—	0.25	0.25	—	0.25	0.25	—	0.25	0.01	—	0.01	0.01	—	0.01	0.01	—	0.01
100% Depth of Discharge Cycles/Day		1	—	1	1	—	1	1	—	1	1	—	1	1	—	1	1	—	1
Operating Days/Year		250	—	250	250	—	250	250	—	250	250	—	250	250	—	250	250	—	250
Project Life	Years	10	—	10	10	—	10	10	—	10	10	—	10	10	—	10	10	—	10
<i>Memo: Annual Used Energy</i>	MWh	63	—	63	63	—	63	63	—	63	3	—	3	3	—	3	3	—	3
<i>Memo: Project Used Energy</i>	MWh	625	—	625	625	—	625	625	—	625	25	—	25	25	—	25	25	—	25
Initial Capital Cost—DC	\$/kWh	\$520	—	\$597	\$322	—	\$362	\$516	—	\$634	\$517	—	\$775	\$284	—	\$321	\$562	—	\$609
Initial Capital Cost—AC	\$/kWh	\$123	—	\$123	\$123	—	\$123	\$123	—	\$123	\$314	—	\$314	\$314	—	\$314	\$314	—	\$314
Initial Other Owners Costs	\$/kWh	\$161	—	\$180	\$111	—	\$121	\$160	—	\$189	\$200	—	\$200	\$200	—	\$200	\$200	—	\$200
Total Initial Installed Cost	\$/kWh	\$804	—	\$900	\$556	—	\$606	\$800	—	\$946	\$1,031	—	\$1,289	\$798	—	\$835	\$1,076	—	\$1,123
O&M Cost	\$/kWh	\$0.00	—	\$0.00	\$0.00	—	\$0.00	\$0.00	—	\$0.00	\$0.00	—	\$0.00	\$0.00	—	\$0.00	\$0.00	—	\$0.00
O&M % of Capex	%	0.00%	—	0.00%	0.00%	—	0.00%	0.00%	—	0.00%	0.00%	—	0.00%	0.00%	—	0.00%	0.00%	—	0.00%
Warranty Expense	\$	\$0.001	—	\$0.001	\$0.001	—	\$0.001	\$0.001	—	\$0.001	\$0.000	—	\$0.000	\$0.000	—	\$0.000	\$0.000	—	\$0.000
Augmentation Charge	\$	\$0.000	—	\$0.000	\$0.000	—	\$0.000	\$0.000	—	\$0.000	\$0.000	—	\$0.000	\$0.000	—	\$0.000	\$0.000	—	\$0.000
Augmentation Charge (Oversize)	\$	\$0.055	—	\$0.063	\$0.125	—	\$0.140	\$0.080	—	\$0.098	\$0.002	—	\$0.003	\$0.004	—	\$0.005	\$0.003	—	\$0.004
Augmentation Charge (Year 6)	\$	\$0.000	—	\$0.000	\$0.125	—	\$0.140	\$0.000	—	\$0.000	\$0.000	—	\$0.000	\$0.004	—	\$0.005	\$0.000	—	\$0.000
Investment Tax Credit	%	0.0%	—	0.0%	0.0%	—	0.0%	0.0%	—	0.0%	0.0%	—	0.0%	0.0%	—	0.0%	0.0%	—	0.0%
Production Tax Credit	\$/MWh	\$0	—	\$0	\$0	—	\$0	\$0	—	\$0	\$0	—	\$0	\$0	—	\$0	\$0	—	\$0
Charging Cost	\$/MWh	\$106	—	\$106	\$106	—	\$106	\$106	—	\$106	\$124	—	\$124	\$124	—	\$124	\$124	—	\$124
Charging Cost Escalator	%	1.0%	—	1.0%	1.0%	—	1.0%	1.0%	—	1.0%	1.0%	—	1.0%	1.0%	—	1.0%	1.0%	—	1.0%
Efficiency	%	86%	—	86%	72%	—	72%	82%	—	82%	85%	—	85%	72%	—	72%	82%	—	82%
Levelized Cost of Storage	\$/MWh	\$891	—	\$985	\$1,057	—	\$1,154	\$950	—	\$1,107	\$1,028	—	\$1,274	\$1,160	—	\$1,239	\$1,138	—	\$1,188

Source: Lazard and Enovation Partners estimates.

Note: Assumed conservative capital structure of 80% equity (with a 12% cost of equity) and 20% debt (with an 8% cost of debt). Capital cost units are the total investment divided by the storage equipment's energy capacity (kWh rating) and inverter rating (kW rating).

Charging Cost and Escalation Assumptions

	Charging Cost (\$/MWh)	Charging Cost Source	Charging Cost Escalation (%)	Charging Cost Escalation Source
Peaker Replacement	\$29.50	EIA 2016 Wholesale Price \$/MWh—Weighted Average (Low)	0.9%	EIA AEO 2017 Energy Source—Electric Price Forecast (10-year CAGR)
Transmission/Distribution	\$30.30	EIA 2016 Wholesale Price \$/MWh—Weighted Average	0.9%	EIA AEO 2017 Energy Source—Electric Price Forecast (10-year CAGR)
Microgrid	\$106.40	EIA Average Commercial Retail Price 2016	1.0%	EIA AEO 2017 Commercial Electric Price Forecast (10-year CAGR)
Commercial	\$106.40	EIA Average Commercial Retail Price 2016	1.0%	EIA AEO 2017 Commercial Electric Price Forecast (10-year CAGR)
Residential	\$124.40	EIA Average Residential Retail Price 2016	1.0%	EIA AEO 2017 Residential Electric Price Forecast (10-year CAGR)



B Supplementary Value Snapshot Materials

Illustrative Value Snapshots—Assumptions

	Revenue Source	Description	Modeled Price	Annual Rev. (\$/kW-year)	Cost Assumptions
Peaker Replacement	Energy Arbitrage	<ul style="list-style-type: none"> Energy prices based on 2015 CAISO-SP-15 real-time Annual escalation of 0.9% 	Hourly LMP	\$80.09	<ul style="list-style-type: none"> AC system: \$28/kWh DC system: \$346/kWh EPC: 15% Efficiency: 85% Augmentation Costs: 3.3% of BESS
	Frequency Regulation	<ul style="list-style-type: none"> Includes Reg-Up and Reg-Down products; participation based on hourly price and battery state of charge 	\$7.6/MWh	\$13.64	
	Resource Adequacy	<ul style="list-style-type: none"> Assumes participation in SCE Local Capacity Resource programs Reliability (\$/kW-mo.) payment amounts vary by contract and are not publicly available Estimates assume a modified Net CONE methodology based on assumed technology costs and other available revenue sources 	\$19.83/kW-mo	\$283	
Distribution	Frequency Regulation	<ul style="list-style-type: none"> Includes Reg-Up and Reg-Down products; participation based on hourly price and battery state of charge 	\$7.9/MWh	\$11.89	<ul style="list-style-type: none"> AC system: \$14/kWh DC system: \$341/kWh EPC: 15% Efficiency: 85% Augmentation Costs: 3.0% of BESS
	Resource Adequacy	<ul style="list-style-type: none"> NYC Zone J ICAP annual estimates 	Summer: \$12/kW-mo Winter: \$3.5/kW-mo	\$93.00	
	Brooklyn-Queens Demand Management (BQDM)	<ul style="list-style-type: none"> Program based on deferred \$1.2 billion substation upgrade, driven by contracts for demand reductions and distributed resource investments Estimates based on program expense and capacity 	\$4,545.45/kW	\$227.27	
	NYSERDA Energy Storage Programs	<ul style="list-style-type: none"> Upfront incentives for storage projects supporting technology development, demonstrating value stacking, and reducing soft costs 	50% of eligible installed capital	\$81.31	

Source: ISO/RTO markets, DOE, Lazard and Enovation Partners estimates.

Note: Capital cost units are the total investment divided by the storage equipment's energy capacity (kWh rating) and inverter rating (kW rating).

Illustrative Value Snapshots—Assumptions (cont'd)

	Revenue Source	Description	Modeled Price	Modeled Rev. (\$/kW-yr.)	Cost Assumptions
Microgrid	Energy Arbitrage	<ul style="list-style-type: none"> Energy prices based on 2015 ISO-NE NEMASSBOS real-time Annual escalation of 2.5% 	Hourly LMP	39.07	<ul style="list-style-type: none"> AC system: \$39/kWh DC system: \$478/kWh EPC: 20% Efficiency: 85% Augmentation Costs: 3.2% of BESS
	Frequency Regulation	<ul style="list-style-type: none"> Participation based on hourly price and battery state of charge 	\$5/MWh	2.42	
	Capacity	<ul style="list-style-type: none"> Behind-the-meter resources providing capacity to meet ISO-NE generation requirements 	\$5.3/kW-mo.	64.00	
Commercial	Local Capacity Resources	<ul style="list-style-type: none"> IOUs acquire RA from bidders in a pay-as-bid 10-year contract auction Focused on providing capacity to constrained zones 	\$238kW-yr.	238.31	<ul style="list-style-type: none"> AC system: \$123/kWh DC system: \$542/kWh EPC: 25% Efficiency: 85% Augmentation Costs: 22.0% of BESS
	Demand Bidding Program ("DBP")	<ul style="list-style-type: none"> Year-round, event-based program; credited for 50% – 200% of event performance; no underperformance penalties 	\$0.5/kWh	50.00	
	Bill Management	<ul style="list-style-type: none"> Reduction of demand and energy charges through time shifting Prices netted on PG&E E-19 TOU rate Annual escalation of 2.5% 	PG&E E-19 TOU Tariff	141.81	
Residential	Self-Generation Incentive Program	<ul style="list-style-type: none"> Provides incentives to support DER projects via performance-based rebates for qualifying distributed energy systems 	\$0.35/Wh	46.65	<ul style="list-style-type: none"> AC system: \$314/kWh DC system: \$652/kWh EPC: 0% Efficiency: 85% Augmentation Costs: 30.0% of BESS
	Third-Party Demand Response	<ul style="list-style-type: none"> Electric Rule 24 allows participation in 3rd party offered demand response programs Rates are negotiated between 3rd party and customer, not PG&E 	\$0.5/kWh	100.00	
	Bill Management	<ul style="list-style-type: none"> Reduction of demand and energy charges through time shifting Prices netted on PG&E E-6 TOU rate Annual escalation of 2.5% 	PG&E E-6 TOU Tariff	28.57	

Source: ISO/RTO markets, DOE, Lazard and Enovation Partners estimates.

Note: Capital cost units are the total investment divided by the storage equipment's energy capacity (kWh rating) and inverter rating (kW rating).

Illustrative Value Snapshot—CAISO Peaker Replacement

(\$ in thousands, unless otherwise noted)

CA	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Total Revenue	\$0	\$33,205	\$33,290	\$33,375	\$33,461	\$33,547	\$33,635	\$33,723	\$33,812	\$33,902	\$33,992
Energy Arbitrage ⁽¹⁾	0	8,009	8,081	8,154	8,227	8,301	8,376	8,451	8,528	8,604	8,682
Frequency Regulation ⁽²⁾	0	1,365	1,377	1,390	1,402	1,415	1,427	1,440	1,453	1,466	1,480
Spin / Non-Spin Reserve	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Resource Adequacy	0	23,831	23,831	23,831	23,831	23,831	23,831	23,831	23,831	23,831	23,831
Dist. Deferral	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Trans. Deferral	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DR - Wholesale	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DR – Utility	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bill Management	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Backup Power	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Local Incentive Payments	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Operating Costs	\$0	(\$6,465)	(\$6,532)	(\$8,902)	(\$8,972)	(\$9,044)	(\$9,118)	(\$9,193)	(\$9,269)	(\$9,348)	(\$9,428)
O&M	0	(2,359)	(2,418)	(2,479)	(2,541)	(2,604)	(2,669)	(2,736)	(2,804)	(2,875)	(2,946)
Warranty ⁽³⁾	0	0	0	(2,302)	(2,302)	(2,302)	(2,302)	(2,302)	(2,302)	(2,302)	(2,302)
Augmentation Costs	0	(3,221)	(3,221)	(3,221)	(3,221)	(3,221)	(3,221)	(3,221)	(3,221)	(3,221)	(3,221)
Augmentation Costs (Y0)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Charging ⁽⁴⁾	0	(885)	(893)	(901)	(909)	(917)	(926)	(934)	(942)	(951)	(959)
EBITDA	\$0	\$26,740	\$26,757	\$24,472	\$24,488	\$24,503	\$24,517	\$24,530	\$24,543	\$24,554	\$24,564
Less: MACRS D&A ⁽⁵⁾	0	(24,366)	(41,758)	(29,822)	(21,297)	(15,227)	(15,210)	(15,227)	(7,605)	0	0
EBIT	\$0	\$2,374	(\$15,001)	(\$5,350)	\$3,191	\$9,277	\$9,308	\$9,304	\$16,938	\$24,554	\$24,564
Less: Interest Expense	0	(2,728)	(2,669)	(2,604)	(2,535)	(2,460)	(2,378)	(2,291)	(2,196)	(2,094)	(1,984)
Less: Cash Taxes	0	0	0	0	0	0	0	0	(3,970)	(8,759)	(8,806)
Tax Net Income	\$0	(\$354)	(\$17,669)	(\$7,954)	\$657	\$6,817	\$6,929	\$7,013	\$10,771	\$13,700	\$13,774
MACRS D&A	0	24,366	41,758	29,822	21,297	15,227	15,210	15,227	7,605	0	0
EPC	(20,784)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Storage Module Capital	(97,600)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Inverter / AC System Capital	(11,167)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Balance of System Capital	(40,960)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Maintenance Capital	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ITC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Principal	0	(745)	(805)	(869)	(939)	(1,014)	(1,095)	(1,183)	(1,277)	(1,379)	(1,490)
After Tax Levered Cash Flow	(\$170,511)	\$23,267	\$23,284	\$20,999	\$21,015	\$21,030	\$21,044	\$21,057	\$17,099	\$12,321	\$12,284
Levered Project IRR		8.8%									
Levered Project NPV		(\$15,038.3)									
End of project NOL credits		\$0									

Model Assumptions

Size (MW)	100,000	Extended Warranty (%)	1.5%	Debt	20.0%	Combined Tax Rate	39%
Capacity (MWh)	400,000	EPC Cost (%) ⁽⁷⁾	15.0%	Cost of Debt	8.0%	Charging Cost Escalation	1%
Cycles Per Year ⁽⁶⁾	91	O&M Cost (%) ⁽⁸⁾	1.5%	Equity	80.0%		
Depth of Discharge (%)	100%	Useful Life (years) ⁽⁹⁾	20	Cost of Equity	12.0%		
Efficiency (%)	85.0%	Regional EPC Scalar ⁽¹⁰⁾	1.05	WACC	10.6%		

Source: DOE, Lazard and Enovation Partners estimates.

(1) Energy curve modeled as real-time prices at SP-15.

(2) Assumes 0.9% revenue escalation.

(3) Represents extended warranty costs that provide coverage beyond the initial two-year product warranty (included in equipment capital costs).

(4) Assumes 0.9% charging cost escalation.

(5) Assumes 7-year MACRS depreciation.

(6) Reflects full depth of discharge cycles per year.

(7) Sized as a percentage of total installed capex, annually, after expiration of initial two-year product warranty.

(8) Assumes EPC costs as a percentage of AC and DC raw capital costs.

(9) Sized as a portion of total installed capital cost. Assumes O&M escalation of 2.25%.

(10) Scalars are adjustment factors for the national averages, determined by Bloomberg estimates and Labor Department statistics.

Illustrative Value Snapshot—NYISO Distribution

(\$ in thousands, unless otherwise noted)

NY	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Total Revenue ⁽¹⁾	\$12,337	\$5,352	\$5,353	\$5,354	\$5,356	\$5,357	\$5,358	\$5,359	\$5,360	\$5,361	\$5,362
Energy Arbitrage ⁽²⁾	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Frequency Regulation	0	119	120	121	122	123	124	125	127	128	129
Spin / Non-Spin Reserve	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Resource Adequacy ⁽³⁾	0	930	930	930	930	930	930	930	930	930	930
Dist. Deferral ⁽⁴⁾	0	2,273	2,273	2,273	2,273	2,273	2,273	2,273	2,273	2,273	2,273
Trans. Deferral ⁽⁵⁾	0	2,031	2,031	2,031	2,031	2,031	2,031	2,031	2,031	2,031	2,031
DR - Wholesale	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DR - Utility	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bill Management	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Backup Power	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Local Incentive Payments	12,337	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Operating Costs	\$0	(\$791)	(\$799)	(\$1,138)	(\$1,147)	(\$1,156)	(\$1,165)	(\$1,175)	(\$1,185)	(\$1,195)	(\$1,205)
O&M ⁽⁶⁾	0	(338)	(346)	(355)	(364)	(373)	(382)	(392)	(402)	(412)	(422)
Warranty	0	0	0	(330)	(330)	(330)	(330)	(330)	(330)	(330)	(330)
Augmentation Costs	0	(439)	(439)	(439)	(439)	(439)	(439)	(439)	(439)	(439)	(439)
Augmentation Costs (Y0)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Charging ⁽⁷⁾	0	(14)	(14)	(14)	(14)	(14)	(14)	(14)	(14)	(15)	(15)
EBITDA	\$12,337	\$4,562	\$4,554	\$4,217	\$4,209	\$4,201	\$4,193	\$4,184	\$4,175	\$4,166	\$4,157
Less: MACRS D&A ⁽⁸⁾	0	(3,526)	(6,042)	(4,315)	(3,082)	(2,203)	(2,201)	(2,203)	(1,100)	0	0
EBIT	\$12,337	\$1,036	(\$1,488)	(\$98)	\$1,127	\$1,998	\$1,992	\$1,981	\$3,075	\$4,166	\$4,157
Less: Interest Expense	0	(395)	(386)	(377)	(367)	(356)	(344)	(331)	(318)	(303)	(287)
Less: Cash Taxes	(4,811)	(250)	0	0	(20)	(643)	(643)	(1,075)	(1,507)	(1,509)	
Tax Net Income	\$7,525	\$391	(\$1,874)	(\$475)	\$761	\$1,621	\$1,005	\$1,006	\$1,682	\$2,357	\$2,361
MACRS D&A	0	3,526	6,042	4,315	3,082	2,203	2,201	2,203	1,100	0	0
EPC	(3,073)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Storage Module Capital	(14,640)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Inverter / AC System Capital	(1,117)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Balance of System Capital	(5,844)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Maintenance Capital	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ITC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Principal	0	(108)	(116)	(126)	(136)	(147)	(158)	(171)	(185)	(200)	(216)
After Tax Levered Cash Flow	(\$17,148)	\$3,809	\$4,052	\$3,714	\$3,706	\$3,678	\$3,047	\$3,038	\$2,597	\$2,157	\$2,145
Levered Project IRR		20.8%									
Levered Project NPV		\$8,883.9									
End of project NOL credits		\$0									
Model Assumptions											
Size (MW)	10,000	Extended Warranty (%)	1.5%	Debt	20.0%	Combined Tax Rate	39%				
Capacity (MWh)	60,000	EPC Cost % ⁽¹⁰⁾	15.0%	Cost of Debt	8.0%	Charging Cost Escalation	1%				
Cycles Per Year ⁽⁹⁾	15	O&M Cost % ⁽¹¹⁾	1.5%	Equity	80.0%						
Depth of Discharge (%)	100%	Useful Life (years) ⁽¹²⁾	20	Cost of Equity	12.0%						
Efficiency (%)	85.0%	Regional EPC Scalar ⁽¹³⁾	1.21	WACC	10.6%						

Source: DOE, Lazard and Enovation Partners estimates.

(1) Energy curve modeled as real-time prices at NY ZONE_J.

(2) Assumes 0.9% revenue escalation.

(3) Resource adequacy was determined to be estimate of \$1,800/kW from the NYSERDA/ConEdison programs from the BQDM project.

(4) Distribution deferral estimates of \$227/kW-yr. from DOE estimates in ConEdison territory.

(5) Transmission savings assume the incremental benefit of avoiding transmission upgrades at \$221/kW as estimated by the University of Texas.

(6) Represents extended warranty costs that provide coverage beyond the initial two-year product warranty (included in equipment capital costs).

(7) Assumes 0.9% charging cost escalation.

(8) Assumes 7-year MACRS depreciation.

(9) Reflects full depth of discharge cycles per year.

(10) Sized as a percentage of total installed capex, annually, after expiration of initial two-year product warranty.

(11) Assumes EPC costs as a percentage of AC and DC raw capital costs.

(12) Sized as a portion of total installed capital cost. Assumes O&M escalation of 2.25%.

(13) Scalars are adjustment factors for the national averages, determined by Bloomberg estimates and Labor Department statistics.

Illustrative Value Snapshot—ISO-NE Microgrid

(\$ in thousands, unless otherwise noted)

MA	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Total Revenue	\$0	\$105	\$107	\$108	\$109	\$110	\$111	\$112	\$113	\$114	\$115
Energy Arbitrage ⁽¹⁾	0	39	39	40	40	41	41	41	42	42	43
Frequency Regulation	0	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3
Spin / Non-Spin Reserve	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Resource Adequacy	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Dist. Deferral	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Trans. Deferral	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DR - Wholesale ⁽²⁾	0	64	65	65	66	67	67	68	69	69	70
DR - Utility	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bill Management	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Backup Power	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Local Incentive Payments	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Operating Costs	\$0	(\$95)	(\$96)	(\$125)	(\$126)	(\$127)	(\$128)	(\$129)	(\$130)	(\$131)	(\$132)
O&M	0	(29)	(29)	(30)	(31)	(32)	(33)	(33)	(34)	(35)	(36)
Warranty ⁽³⁾	0	0	0	(28)	(28)	(28)	(28)	(28)	(28)	(28)	(28)
Augmentation Costs	0	(41)	(41)	(41)	(41)	(41)	(41)	(41)	(41)	(41)	(41)
Augmentation Costs (Y0)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Charging ⁽⁴⁾	0	(25)	(25)	(25)	(25)	(26)	(26)	(26)	(27)	(27)	(27)
EBITDA	\$0	\$11	\$11	(\$17)	(\$17)	(\$17)	(\$17)	(\$17)	(\$17)	(\$17)	(\$17)
Less: MACRS D&A ⁽⁵⁾	0	(283)	(452)	(271)	(163)	(163)	(81)	0	0	0	0
EBIT	\$0	(\$272)	(\$441)	(\$289)	(\$180)	(\$180)	(\$98)	(\$17)	(\$17)	(\$17)	(\$17)
Less: Interest Expense	0	(32)	(30)	(28)	(25)	(22)	(19)	(16)	(12)	(9)	(4)
Less: Cash Taxes	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tax Net Income	\$0	(\$304)	(\$472)	(\$316)	(\$205)	(\$202)	(\$118)	(\$33)	(\$29)	(\$26)	(\$21)
MACRS D&A	0	283	452	271	163	163	81	0	0	0	0
EPC ⁽⁶⁾	(200)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Storage Module Capital	(1,292)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Inverter / AC System Capital	(154)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Balance of System Capital ⁽⁶⁾	(373)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Maintenance Capital	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ITC ⁽⁷⁾	606	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Principal	0	(28)	(30)	(33)	(35)	(38)	(41)	(44)	(48)	(52)	(56)
After Tax Levered Cash Flow	(\$1,413)	(\$50)	(\$49)	(\$77)	(\$77)	(\$77)	(\$77)	(\$77)	(\$77)	(\$77)	(\$77)

Levered Project IRR N/A
Levered Project NPV (\$1,850)
End of project NOL credits \$1,726

Model Assumptions

Size (MW)	1.000	Extended Warranty (%) ⁽⁹⁾	1.5%	Debt	20.0%	Combined Tax Rate	39%
Capacity (MWh)	4,000	EPC Cost (%) ⁽¹⁰⁾	12.0%	Cost of Debt	8.0%	Charging Cost Escalation	1%
Cycles Per Year ⁽⁸⁾	127	O&M Cost (%) ⁽¹¹⁾	1.5%	Equity	80.0%		
Depth of Discharge (%)	100%	Useful Life (years)	10	Cost of Equity	12.0%		
Efficiency (%)	85.0%	Regional EPC Scalar ⁽¹²⁾	1.09	WACC	10.6%		

Source: DOE, Lazard and Enovation Partners estimates.

(1) Energy arbitrage was calculated as the benefit from the spread between the PPA price during solar producing hours and the real-time market price (NEMASSBOST).

(2) Assumes 1.0% revenue escalation.

(3) Represents extended warranty costs that provide coverage beyond the initial two-year product warranty (included in equipment capital costs).

(4) Assumes 1.0% charging cost escalation.

(5) Assumes 5-year MACRS depreciation.

(6) EPC and BOS equipment was assumed to be 60% of the total for non-solar integrated energy storage projects.

(7) ITC benefits of 30% were captured for the eligible equipment.

(8) Reflects full depth of discharge cycles per year.

(9) Sized as a percentage of total installed capex, annually, after expiration of initial two-year product warranty.

(10) Assumes EPC costs as a percentage of AC and DC raw capital costs.

(11) Sized as a portion of total installed capital cost. Assumes O&M escalation of 2.25%.

(12) Scalars are adjustment factors for the national averages, determined by Bloomberg estimates and Labor Department statistics.

Illustrative Value Snapshot—CAISO Commercial

(\$ in thousands, unless otherwise noted)

CA	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Total Revenue	\$0.0	\$53.8	\$53.9	\$54.1	\$54.3	\$54.5	\$54.7	\$54.9	\$55.0	\$55.2	\$55.4
Energy Arbitrage	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Frequency Regulation	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Spin / Non-Spin Reserve	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Resource Adequacy ⁽¹⁾	0.0	29.8	29.8	29.8	29.8	29.8	29.8	29.8	29.8	29.8	29.8
Dist. Deferral	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Trans. Deferral	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
DR - Wholesale	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
DR – Utility	0.0	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3
Bill Management ⁽²⁾	0.0	17.7	17.9	18.1	18.3	18.4	18.6	18.8	19.0	19.2	19.4
Backup Power	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Local Incentive Payments	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total Operating Costs	(\$29.8)	(\$2.7)	(\$2.8)	(\$3.5)	(\$3.5)	(\$3.6)	(\$3.7)	(\$3.8)	(\$3.8)	(\$3.9)	(\$4.0)
O&M	0.0	(2.7)	(2.8)	(2.9)	(2.9)	(3.0)	(3.1)	(3.1)	(3.2)	(3.3)	(3.4)
Warranty ⁽³⁾	0.0	0.0	0.0	(0.6)	(0.6)	(0.6)	(0.6)	(0.6)	(0.6)	(0.6)	(0.6)
Augmentation Costs	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Augmentation Costs (Y0)	(29.8)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Charging ⁽⁴⁾	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
EBITDA	(\$29.8)	\$51.0	\$51.2	\$50.7	\$50.8	\$50.9	\$51.0	\$51.1	\$51.2	\$51.3	\$51.4
Less: MACRS D&A ⁽⁵⁾	0.0	(28.6)	(49.0)	(35.0)	(25.0)	(17.9)	(17.9)	(17.9)	(8.9)	0.0	0.0
EBIT	(\$29.8)	\$22.4	\$2.1	\$15.6	\$25.8	\$33.0	\$33.1	\$33.2	\$42.3	\$51.3	\$51.4
Less: Interest Expense	0.0	(3.2)	(3.0)	(2.7)	(2.5)	(2.2)	(1.9)	(1.6)	(1.2)	(0.9)	(0.4)
Less: Cash Taxes	0.0	0.0	0.0	(0.6)	(9.1)	(12.0)	(12.2)	(12.3)	(16.0)	(19.7)	(19.9)
Tax Net Income	(\$29.8)	\$19.2	(\$0.9)	\$12.3	\$14.2	\$18.8	\$19.0	\$19.3	\$25.0	\$30.8	\$31.1
MACRS D&A	0.0	28.6	49.0	35.0	25.0	17.9	17.9	17.9	8.9	0.0	0.0
EPC	(33.9)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Storage Module Capital	(85.8)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Inverter / AC System Capital	(30.8)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Balance of System Capital	(49.8)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Maintenance Capital	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ITC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Principal	0.0	(2.8)	(3.0)	(3.2)	(3.5)	(3.8)	(4.1)	(4.4)	(4.7)	(5.1)	(5.5)
After Tax Levered Cash Flow	(\$230.1)	\$45.1	\$45.2	\$44.1	\$35.7	\$32.9	\$32.8	\$32.8	\$29.2	\$25.7	\$25.6
Levered Project IRR		10.9%									
Levered Project NPV		\$2.5									
End of project NOL credits		\$0									
Model Assumptions											
Size (MW)	0.125	Extended Warranty (%)	0.4%	Debt	20.0%	Combined Tax Rate	39%				
Capacity (MWh)	0.250	EPC Cost (%) ⁽⁷⁾	25.0%	Cost of Debt	8.0%	Charging Cost Escalation	1%				
Cycles Per Year ⁽⁶⁾	169	O&M Cost (%) ⁽⁸⁾	1.6%	Equity	80.0%						
Depth of Discharge (%)	100%	Useful Life (years) ⁽⁹⁾	10	Cost of Equity	12.0%						
Efficiency (%)	85.0%	Regional EPC Scalar ⁽¹⁰⁾	1.05	WACC	10.6%						

Source: DOE, Lazard and Enovation Partners estimates.

(1) CAISO Commercial storage benefits come from participation in the Local Capacity Resource (LCR) resource adequacy program, with payments modeled at \$175/kW-yr.

(2) Assumes 1.0% revenue escalation.

(3) Represents extended warranty costs that provide coverage beyond the initial two-year product warranty (included in equipment capital costs).

(4) Charging cost is a function of BTM utility rates (PG&E E-19).

(5) Assumes 7-year MACRS depreciation.

(6) Reflects full depth of discharge cycles per year.

(7) Sized as a percentage of total installed capex, annually, after expiration of initial two-year product warranty.

(8) Assumes EPC costs as a percentage of AC and DC raw capital costs.

(9) Sized as a portion of total installed capital cost. Assumes O&M escalation of 2.25%.

(10) Scalars are adjustment factors for the national averages, determined by Bloomberg estimates and Labor Department statistics.

Illustrative Value Snapshot—CAISO Residential

(\$ in thousands, unless otherwise noted)

CA	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Total Revenue	\$2.3	\$1.1	\$1.1	\$1.1	\$1.1	\$1.1	\$0.7	\$0.7	\$0.7	\$0.7	\$0.7
Energy Arbitrage	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Frequency Regulation	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Spin / Non-Spin Reserve	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Resource Adequacy	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Dist. Deferral	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Trans. Deferral	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
DR - Wholesale	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
DR – Utility ⁽¹⁾	0.0	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
Bill Management ⁽²⁾	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Backup Power	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Local Incentive Payments	2.3	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total Operating Costs	(\$2.0)	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0
O&M	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Warranty ⁽³⁾	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Augmentation Costs	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Augmentation Costs (Y0)	(2.0)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Charging ⁽⁴⁾	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
EBITDA	\$0.4	\$1.1	\$1.1	\$1.1	\$1.1	\$1.1	\$0.7	\$0.7	\$0.7	\$0.7	\$0.7
Less: MACRS D&A ⁽⁵⁾	0.0	(1.7)	(2.9)	(2.0)	(1.5)	(1.0)	(1.0)	(1.0)	(0.5)	0.0	0.0
EBIT	\$0.4	(\$0.6)	(\$1.7)	(\$0.9)	(\$0.3)	\$0.1	(\$0.4)	(\$0.4)	\$0.1	\$0.7	\$0.7
Less: Interest Expense	0.0	(0.2)	(0.2)	(0.2)	(0.1)	(0.1)	(0.1)	(0.1)	(0.1)	(0.0)	(0.0)
Less: Cash Taxes	(0.1)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Tax Net Income	\$0.2	(\$0.7)	(\$1.9)	(\$1.1)	(\$0.5)	(\$0.1)	(\$0.5)	(\$0.5)	\$0.1	\$0.6	\$0.6
MACRS D&A	0.0	1.7	2.9	2.0	1.5	1.0	1.0	1.0	0.5	0.0	0.0
EPC	(2.0)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Storage Module Capital	(5.5)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Inverter / AC System Capital	(3.1)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Balance of System Capital	(1.0)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Maintenance Capital	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ITC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Principal	0.0	(0.2)	(0.2)	(0.2)	(0.2)	(0.2)	(0.2)	(0.2)	(0.3)	(0.3)	(0.3)
After Tax Levered Cash Flow	(\$11.4)	\$0.8	\$0.8	\$0.8	\$0.8	\$0.8	\$0.3	\$0.3	\$0.3	\$0.3	\$0.3
Levered Project IRR	N/A										
Levered Project NPV	(\$7.7)										
End of project NOL credits	\$4.0										
Model Assumptions											
Size (MW)	0.005	Extended Warranty (%) ⁽⁷⁾	0.0%	Debt	20.0%	Combined Tax Rate	39%				
Capacity (MWh)	0.010	EPC Cost (%) ⁽⁸⁾	30.7%	Cost of Debt	8.0%	Charging Cost Escalation	1%				
Cycles Per Year ⁽⁶⁾	200	O&M Cost (%)	0.0%	Equity	80.0%						
Depth of Discharge (%)	100%	Useful Life (years) ⁽⁹⁾	10	Cost of Equity	12.0%						
Efficiency (%)	85.0%	Regional EPC Scalar ⁽¹⁰⁾	1.05	WACC	10.6%						

Source: DOE, Lazard and Enovation Partners estimates.

(1) Assumes 1.0% revenue escalation.

(2) Assumes the 40% of eligible installed capital cost is covered under step 2 of the revised Self-Generation Incentive Program (“SGIP”).

(3) Represents extended warranty costs that provide coverage beyond the initial two-year product warranty (included in equipment capital costs).

(4) Charging cost is a function of BTM utility rates (PG&E E-6).

(5) Assumes 7-year MACRS depreciation.

(6) Reflects full depth of discharge cycles per year.

(7) Sized as a percentage of total installed capex, annually, after expiration of initial two-year product warranty.

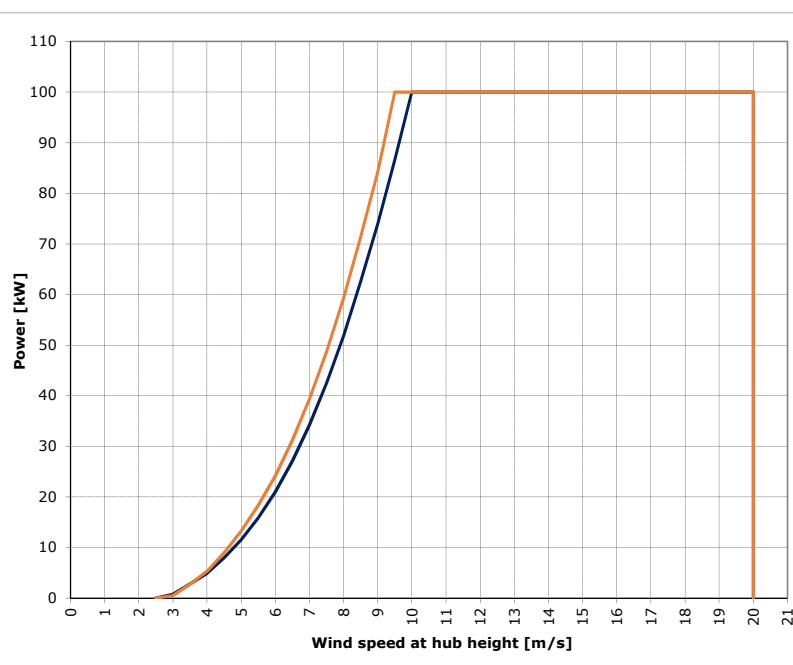
(8) Assumes EPC costs as a percentage of AC and DC raw capital costs.

(9) Sized as a portion of total installed capital cost. Assumes O&M escalation of 2.25%.

(10) Scalars are adjustment factors for the national averages, determined by Bloomberg estimates and Labor Department statistics.

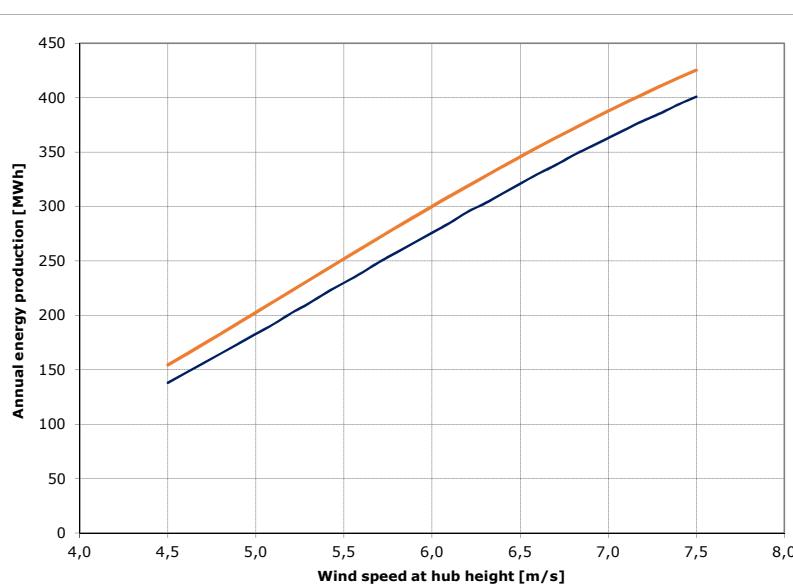
nED100 POWER CURVES ($\varnothing 22$, $\varnothing 24$)

Wind speed [m/s]	Power [kW]	
	$\varnothing 22$	$\varnothing 24$
< 2,5	0,0	0,0
3,0	0,8	0,5
3,5	2,8	2,7
4,0	4,9	5,2
4,5	8,0	9,0
5,0	11,5	13,2
5,5	15,8	18,3
6,0	21,0	24,2
6,5	27,1	31,2
7,0	34,2	39,3
7,5	42,5	48,7
8,0	51,8	59,3
8,5	62,5	71,3
9,0	74,0	84,3
9,5	86,6	100,0
10,0	100,0	100,0
10,5	100,0	100,0
11,0	100,0	100,0
11,5	100,0	100,0
12,0	100,0	100,0
12,5	100,0	100,0
13,0	100,0	100,0
13,5	100,0	100,0
14,0	100,0	100,0
14,5	100,0	100,0
15,0	100,0	100,0
15,5	100,0	100,0
16,0	100,0	100,0
16,5	100,0	100,0
17,0	100,0	100,0
17,5	100,0	100,0
18,0	100,0	100,0
18,5	100,0	100,0
19,0	100,0	100,0
19,5	100,0	100,0
20,0	100,0	100,0
> 20,0	0,0	0,0



- Static power curve (turbulence intensity = 0%)
- Power at converter output, for standard air density (1.225 kg/m³).

Wind speed [m/s]	AEP [MWh]	
	$\varnothing 22$	$\varnothing 24$
4,5	138	155
4,6	147	164
4,7	156	174
4,8	165	183
4,9	174	193
5,0	183	203
5,1	192	213
5,2	202	222
5,3	211	232
5,4	221	242
5,5	230	252
5,6	239	262
5,7	249	271
5,8	258	281
5,9	267	291
6,0	276	300
6,1	285	309
6,2	295	319
6,3	303	328
6,4	312	337
6,5	321	346
6,6	330	354
6,7	338	363
6,8	347	371
6,9	355	380
7,0	363	388
7,1	371	396
7,2	379	403
7,3	386	411
7,4	394	418
7,5	401	425



Energy production at converter output, for 100% availability, standard air density (1.225 kg/m³) and Rayleigh wind distribution.

V01.03	24 m diameter rotor is added.
V01.02	AEP is given for each 0.1 m/s. The calculation method of the AEP is improved, leading to very slight differences in AEP in respect to V01.01.
V01.01	A typing error is corrected in the header of the annual energy production table (production is shown in MWh).
V01.00	First edition. Replaces DA100-THD-000B_V01.00
Elaborado:	
Firmado:	griygy
Revisado:	
Firmado:	mhojos
Aprobado:	
Firmado:	mhojos

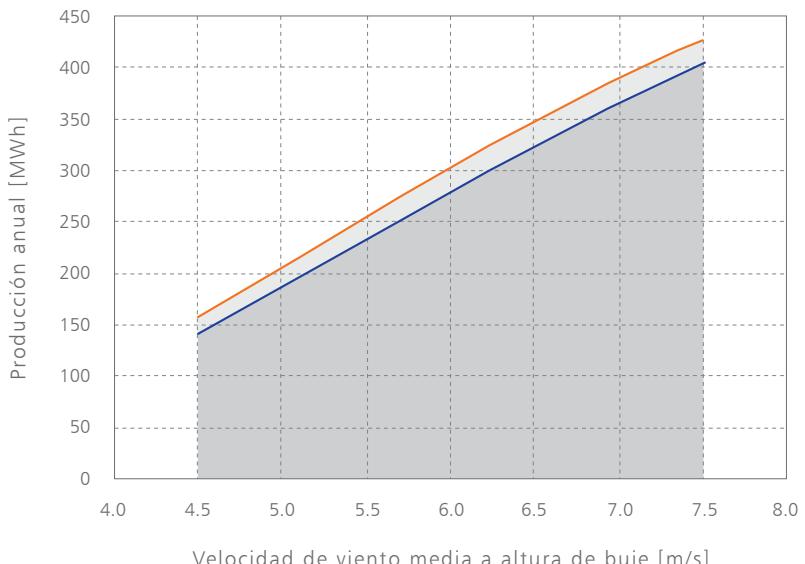


Aerogenerador nED100
tu camino hacia la independencia energética

Producción Energética

Velocidad del viento [m/s]	ABI [MWh]	
	Ø22	Ø24
4.5	138	155
5.0	183	203
5.5	230	252
6.0	276	300
6.5	321	346
7.0	363	388
7.5	401	425
8.0	435	----
8.5	464	----

(A la salida del convertidor, con 100% de disponibilidad, densidad del aire estándar de 1,225 kg/m³ y distribución Rayleigh)



Características generales

Potencia nominal	100 kW
Velocidad nominal	10 m/s
Velocidad de arranque	3 m/s
Velocidad de corte	20 m/s
Clase de viento	IEC IIA IEC IIIA
Ráfaga máxima	59.5 m/s 52.5 m/s
Control de potencia	Control activo de ángulo de ataque Control activo de velocidad
Tren de Potencia	Accionamiento directo - Generador de imanes permanentes
Entrega de potencia	a través de convertidor electrónico
Vida útil	20 años

Configuración

Rotor	
Tipo	Tripala, barlovento
Palas	Material compuesto: Fibra de vidrio - Epoxi
Tren de potencia	
Generador	Multipolo de imanes permanentes
Multiplicadora	No
Ventilación	Refrigeración Pasiva con aire
Sistema eléctrico de control	
Controlador	PLC industrial
Actuador de Pitch	Electromecánico, sin aceite
Sistema de orientación	Sistema piñón-corona con dos motores.
Convertidor electrónico de potencia	
Tipo	Back-to-Back, 100% potencia
Tecnología de conmutación	Modulación del ancho de pulso con IGBTs
Sistema de frenado	
Aerodinámico	Palas en bandera
Eléctrico	Chopper de frenado controlado por convertidor electrónico
Mecánico	2 pinzas de freno
Alimentación de emergencia	2 sistemas independientes de baterías
Torre	
Tipo	Torre tubular de acero
Tramos	2 o 3, en función de su altura

Adaptación al emplazamiento

Alturas de torre disponibles	24.5 m (IEC IIA) - 29.5 m (IEC IIIA) - 36.0 m (IEC IIIA)
Diámetros de rotor disponible	22 m (IEC IIA) - 24 m (IEC IIIA)

Normativa de calidad y seguridad

Turbina

Fabricación conforme a IEC 61400-22:2010	TÜV SÜD
Seguridad conforme a Directiva 2006/42/CE	SGS
EMC ensayada de acuerdo a Directiva 2006/42/CE	SGS
Seguridad eléctrica conforme a Directiva 2006/42/CE	SGS
Calidad energía medida conforme a IEC 61400-21:2008	Barlovento
Curva sonido medida conforme a la IEC61400-11:2012	ARESSE

Palas

Diseño para IEC IIIA conforme a IEC 61400-1:2005	TÜV SÜD
Ensayos carga y fatiga conforme a IEC 61400-22:2010, 23:2014	TÜV SÜD

Monitorización, operación y mantenimiento

Monitorización	Supervisión remota vía internet con aplicación de cliente
	Centro de control de Norvento (disponible 24/7/365)
Acceso a la Góndola	Por el interior de la torre
Trabajos en la Góndola	Hasta 12m/s velocidad media del viento; óptima ergonomía para el operario

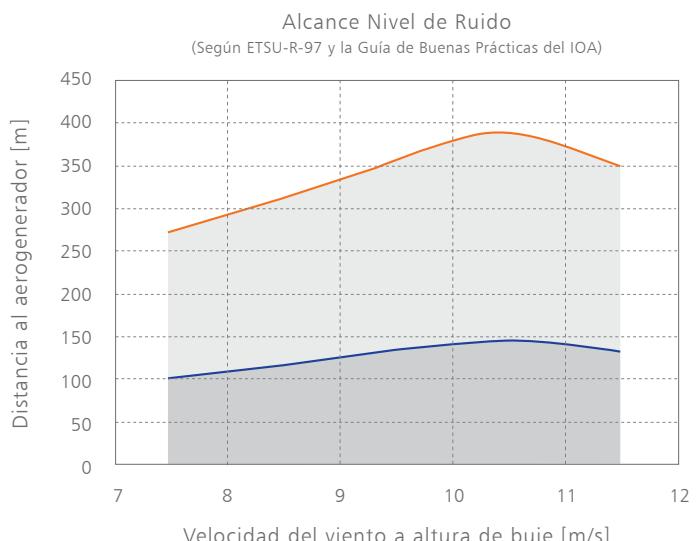
Conección a red e interoperabilidad

Interconexión eléctrica	
Tipo de salida	Corriente alterna, Trifásica
Tensión	400 V
Frecuencia	50 Hz / 60 Hz
Servicios auxiliares de red y prestaciones	
Control de entrega de potencia en tiempo real	
Control de potencia reactiva	
Compensación de factor de potencia	
Soporta huecos de tensión	
Capacidad de crear red	
Arranque con caída de red	
Interoperabilidad	
Comunicación con Smart-grid y operador del sistema	
Contribución activa a la estabilidad de potencia y ángulo de la red	
Contribución a la estabilidad de tensiones	
Aplicaciones	
Conectada a la red de distribución	
Conectada a redes débiles	
Como parte de una micro-red	
Operando en isla	
Operando en sistemas híbridos con diésel y/o fotovoltaica y/o baterías	

Emisión acústica

Velocidad del viento a altura de buje [m/s]	Distancia al aerogenerador[m]	
	$L_{A90} = 45 \text{ dB(A)}$	$L_{A90} = 35 \text{ dB(A)}$
7 - 8	100	275
8 - 9	115	310
9 - 10	130	350
10 - 11	145	385
11 - 12	130	350

El nED100 puede operar en modo de Ruido Bajo reduciendo en 2dB el nivel máximo de ruido que emitiría funcionando en su modo Normal.



Los datos técnicos están sujetos a modificación sin previo aviso. Edición Mayo 2016

Generador síncrono de imanes permanentes

Rendimiento Garantizado durante toda la vida de la máquina

Accionamiento directo

Mínimas necesidades de mantenimiento
Sin sistemas hidráulicos
Sin multiplicadora

Paso variable

Coloca las palas en el ángulo óptimo según la velocidad del viento

Palas certificadas

Ensayadas y validadas para cargas extremas y fatiga

Control de velocidad

Mantiene las palas girando a velocidad óptima

Acceso rápido y seguro a la góndola

Por el interior de la torre, con todos los componentes en un espacioso y ergonómico habitáculo



Productividad

Aprovecha de forma óptima la energía del viento. nED100 ofrece la mayor producción eléctrica del mercado en su rango de potencia gracias a su aerodinámica, generador, y sistema de control.

Nuestro Centro de Control monitorizará el comportamiento de nED100 en tiempo real asegurando la máxima disponibilidad de éste.

Fiabilidad

La configuración del nED100, sin caja multiplicadora de velocidades y sin sistemas hidráulicos, minimiza el número de actuaciones, tanto de mantenimiento preventivo como correctivo.

nED100 ha sido concebida para soportar condiciones extremas de viento, temperatura, humedad y salinidad.



Seguridad

nED100 cumple las normativas de diseño y fabricación más exigentes, proporcionando un funcionamiento seguro a lo largo de toda su vida útil. Esto ha sido certificado por los mismos organismos que trabajan con la gran eólica.

El equipo de mantenimiento podrá trabajar sin riesgo y cómodo, accediendo por el interior de la torre a una amplia y ergonómica góndola.



Fabricamos los aerogeneradores nED100 en nuestra planta de Villalba (Lugo) conforme a las más estrictas normas internacionales



Produce tu propia energía con el aerogenerador nED100 de Norvento

Conectado a la red de distribución

En redes débiles, con pobre calidad de suministro

En micro-redes y sistemas híbridos, con fotovoltaica, diésel, o baterías

O incluso aislado, como única fuente de energía



norvento[®]
e n e r x í a

www.norvento.com

Contacto: comercial@norvento.com

BioPlant 50/150 de Norvento

Plantas de biogás para generación de calor y electricidad con potencias nominales entre los 50 y los 150 kWe, diseñadas para ayudarte a avanzar hacia la independencia energética



norvento
enerxía

BioPlant 50/150 de Norvento

¿En qué consiste?

La BioPlant 50/150 de Norvento es una solución llave en mano para el procesamiento de residuos orgánicos obteniendo de ellos energía eléctrica y térmica totalmente renovable. Proporcionando importantes ahorros en las facturas de energía y contribuyendo a la sostenibilidad ambiental y económica de tu negocio.

¿Para quién está concebida?

Con una potencia nominal eléctrica que varía de 50 a 150 kW y térmica nominal de 200 a 600 kW, la BioPlant 50/150 está concebida pensando en aquellas industrias cuyos procesos tienen una alta producción de residuos orgánicos

¿Qué tipo de residuos utiliza?

Nuestra planta puede operar con una amplia gama de residuos orgánicos, nuestros ingenieros adaptarán el producto a la composición específica de tus residuos.



Desperdicios de granjas



Desperdicios industriales



EDAR



Vertederos

¿Cómo funciona el proceso?

Tratamiento de los residuos

Residuos agrícolas, industriales, residuos de plantas de tratamiento de agua y demás desechos son recogidos, almacenados y tratados antes de avanzar hacia el proceso de digestión anaerobia.

Almacenamiento de gas

El biogás es producido en el digestor y almacenado en el gasómetro. Posteriormente, se refina y envía a la caldera o al motor de cogeneración.

Generación de energía

El biogás se bombea hacia la nueva/existente caldera o motor de cogeneración para producir calor y electricidad, cuando esto sea aplicable.

¿Qué lo hace diferente?

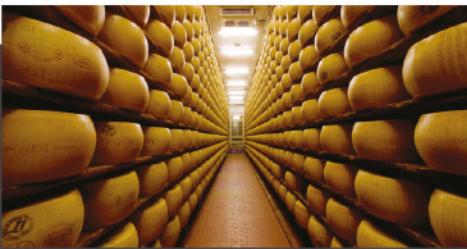
- Conseguimos una prolongada vida útil gracias a un diseño integral del sistema en el que los mejores componentes han sido seleccionados cuidadosamente para una perfecta integración.
- Un avanzado sistema de control conectado con el controlador de la planta permite al usuario su integración con el sistema de planificación de la producción de cara a optimizar los resultados económicos de la inversión, maximizando el impacto en su factura eléctrica y térmica.
- Proveemos de visibilidad continua y en tiempo real, 365 días al año las 24 horas, pudiendo acceder a toda la información de la planta de un vistazo desde tu smartphone, facilitando tu supervisión y la de tu proveedor de O&M.

Adaptado a una amplia variedad de industrias

Nuestras plantas han sido diseñadas pensando en aquellas industrias cuyos procesos tienen una alta producción de residuos orgánicos:



Ganadería: con necesidades eléctricas y térmicas



Procesamiento de alimentos: como productores de lácteos, lecherías, cervecerías, destilerías, mataderos o la industria conservera



Planta de agua y/o tratamiento de residuos, plantas químicas y farmacéuticas

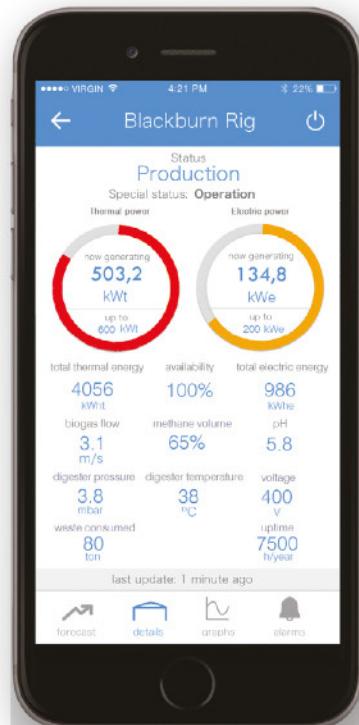
Características técnicas

Diseñadas para adaptarse a diferentes capacidades de generación de residuos así como requisitos eléctricos y térmicos. Nuestros dos tamaños de producto comparten una arquitectura de sistema común pudiendo adaptarse a tus necesidades específicas de forma modular a través de componentes adaptables y opcionales.

	Norvento-BioPlant 50	Norvento-BioPlant 150
ENERGÍA ELÉCTRICA (kW)	hasta 50	hasta 150
ENERGÍA TÉRMICA (kW)	hasta 200	hasta 600
TIEMPO DE OPERACIÓN (horas/año)	7.500	7.500
RESIDUOS CONSUMIDOS (toneladas/año)	2.000-4.000	6.000-12.000
PRODUCCIÓN ELÉCTRICA ANUAL (MWh)	hasta 375	hasta 1.125
PRODUCCIÓN TÉRMICA ANUAL (MWh)	hasta 1.500	hasta 4.500
SALIDA ELÉCTRICA	200 V (monofásico), 400 V (trifásico)	400 V (trifásico)
VIDA ÚTIL (años)	20	20

Control total de tu planta

Sabemos que nuestros clientes ponen extrema atención en supervisar la rentabilidad de sus inversiones. Por esto les proporcionamos inteligencia en tiempo real facilitándoles el acceso al comportamiento de su planta en cada instante.



- ✓ Datos históricos de producción eléctrica y térmica en tiempo real
- ✓ Eficiencia global del sistema
- ✓ Datos del sistema de producción de electricidad
 - Tensión
 - Factor de potencia
 - Potencia injectada en la red
 - Niveles de aceite
- ✓ Datos del sistema de producción de calor
 - Temperatura en la caldera y el digestor
 - Calor entregado a sus instalaciones
- ✓ Niveles de los residuos pre-procesados y procesados
- ✓ Composición y rendimiento de los sub-productos
- ✓ Alarmas e información de operación

Gracias a nuestras apps de monitorización, nuestros clientes y las empresas de mantenimiento tienen acceso permanente al estado de la planta a través de su smartphone/tablet.

Cómo trabajamos con nuestros clientes



¿ES NORVENTO BIOPLANT 50/150 ADECUADA PARA TI?

- › Habla con nuestros consultores de proyecto
- › Ellos te ayudarán a seleccionar dentro de nuestra gama el producto ideal en función de tu actividad, procesos y necesidades
- › Te proporcionaremos un presupuesto inicial y un análisis de la rentabilidad de tu inversión



ADÁPTALA A TUS INSTALACIONES

- › Nuestros ingenieros evaluarán en detalle la viabilidad de tu Proyecto y ayudarán a definir la solución óptima
- › Escogiendo entre los componentes opcionales y personalizados encontraremos la configuración ideal de tu planta



OBTÉN UN PRESUPUESTO DETALLADO

- › Te entregaremos un presupuesto final así como un análisis de la rentabilidad de manera que puedas incorporarlo a tu plan de inversiones



DISFRUTA DE UN SERVICIO LLAVE EN MANO

- › Trabajamos con nuestros clientes hasta completar el proyecto, con plena responsabilidad sobre la ingeniería, compras, construcción y puesta en marcha
- › Elaboraremos un diseño detallado poniendo en marcha las mejores subcontratas para el trabajo
- › Toda la Gestión de Proyectos, inspecciones de calidad y actividades de puesta en marcha serán realizadas directamente por el equipo experimentado de Norvento

¿Todavía tienes dudas?

Contacta con nuestro equipo de ventas, ellos estarán encantados de comunicarte con nuestros ingenieros de campo, quienes podrán resolver todas tus preguntas sobre el potencial de la digestión anaerobia y el biogás así como el positivo impacto que podría tener en tus actividades.

Contáctanos en:
+34 982 22 78 89
comercial@norvento.com

Algunos clientes ya disfrutan de nuestras BioPlantas 50/150

Granja Xustás



Localización: Galicia (España)

Actividad del cliente: ganadería intensiva, 110 cabezas de ganado vacuno, 8 m³/día de purín y 150 toneladas/año de residuos vegetales

Producción:

- Electricidad, 280.000 kWh/año inyectados a la red
- Utilización del calor para el procesado de la leche

Impacto: Potencial suficiente para cubrir el 100% de la demanda eléctrica y térmica

Quesería Casa Macán



Localización: Galicia (España)

Actividad del cliente: quesería verticalmente integrada con 140 cabezas de ganado vacuno, produciendo hasta 3.800 m³/año de purín y 1.500 toneladas/año de residuos vegetales

Producción:

- Energía eléctrica, cubriendo el 90% de la demanda total durante el fin de semana
- Calor, cubriendo el 25% de la demanda total

Impacto: 40% de las necesidades energéticas primarias cubiertas con el biogás generado



Contacto:

+34 982 22 78 89

comercial@norvento.com



Performance of Grid-connected PV

NOTE: before using these calculations for anything serious, you should read [\[this\]](#)

PVGIS estimates of solar electricity generation

Location: 41°33'16" North, 0°12'51" West, Elevation: 473 m a.s.l.,

Solar radiation database used: PVGIS-CMSAF

Nominal power of the PV system: 1.0 kW (crystalline silicon)

Estimated losses due to temperature and low irradiance: 10.0% (using local ambient temperature)

Estimated loss due to angular reflectance effects: 2.6%

Other losses (cables, inverter etc.): 14.0%

Combined PV system losses: 24.6%

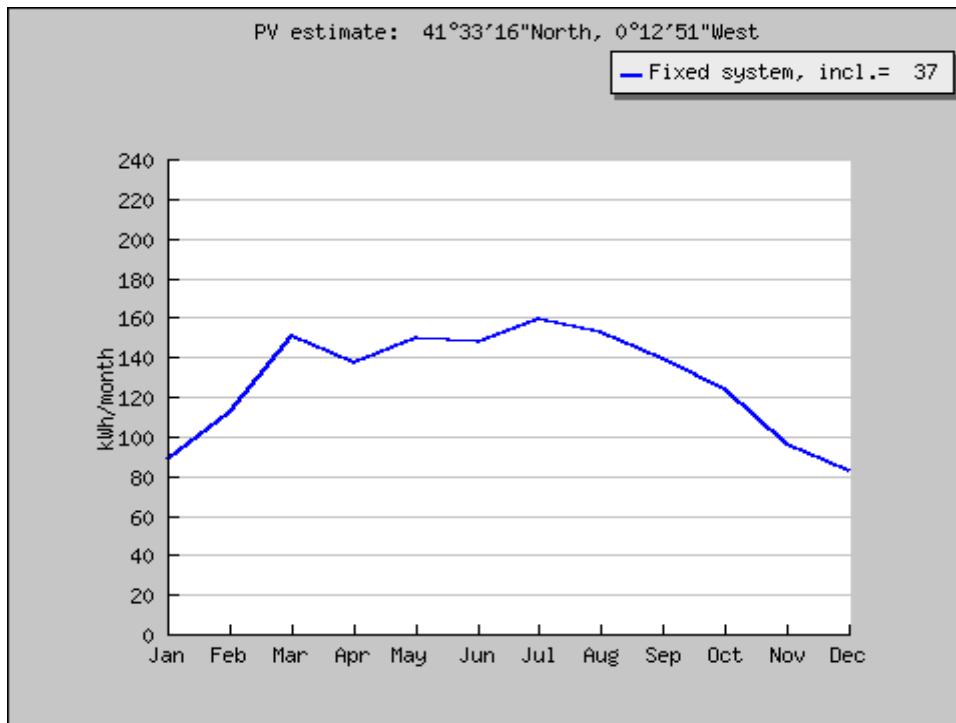
Fixed system: inclination=37°, orientation=-2°				
Month	E_d	E_m	H_d	H_m
Jan	2.84	88.0	3.52	109
Feb	4.00	112	5.01	140
Mar	4.86	151	6.29	195
Apr	4.57	137	6.06	182
May	4.82	149	6.51	202
Jun	4.92	148	6.78	204
Jul	5.13	159	7.16	222
Aug	4.92	153	6.87	213
Sep	4.64	139	6.33	190
Oct	4.00	124	5.30	164
Nov	3.19	95.7	4.04	121
Dec	2.66	82.6	3.30	102
Yearly average	4.21	128	5.60	170
Total for year		1540		2040

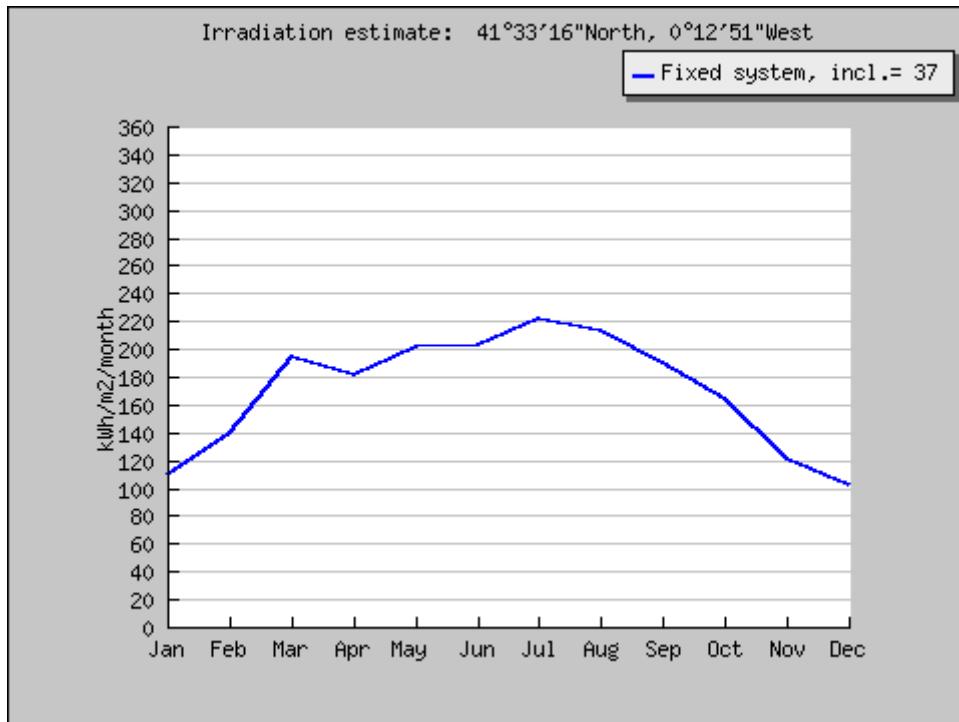
E_d : Average daily electricity production from the given system (kWh)

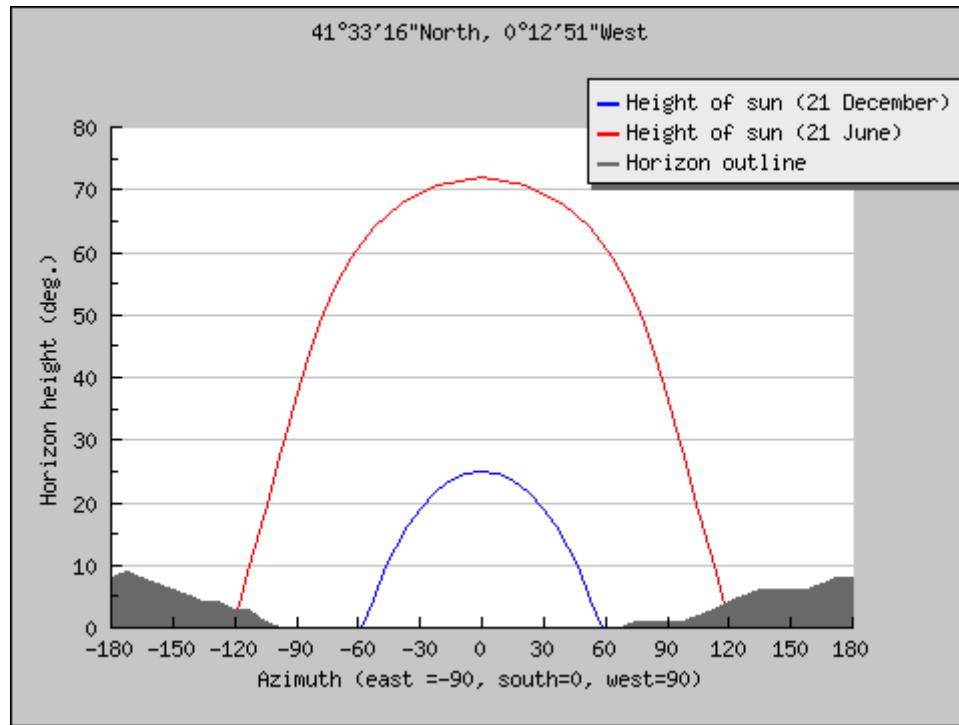
E_m : Average monthly electricity production from the given system (kWh)

H_d : Average daily sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m^2)

H_m : Average sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m^2)







PVGIS © European Communities, 2001-2012

Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged

See the disclaimer [here](#)