

Claudino Franklim Pereira Mendes

Análisis de la integración de
tecnología Smart Grid en sistemas
eléctricos insulares con elevada
penetración de energías
renovables

Departamento

Centro de Investigación de Recursos y Consumos
Energéticos (CIRCE)

Director/es

Bernal Agustín, José Luis
Dufo López, Rodolfo

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



Reconocimiento – NoComercial – SinObraDerivada (by-nc-nd): No se permite un uso comercial de la obra original ni la generación de obras derivadas.

© Universidad de Zaragoza
Servicio de Publicaciones

ISSN 2254-7606

Tesis Doctoral

ANÁLISIS DE LA INTEGRACIÓN DE TECNOLOGÍA
SMART GRID EN SISTEMAS ELÉCTRICOS
INSULARES CON ELEVADA PENETRACIÓN DE
ENERGÍAS RENOVABLES

Autor

Claudino Franklim Pereira Mendes

Director/es

Bernal Agustín, José Luis
Dufo López, Rodolfo

UNIVERSIDAD DE ZARAGOZA

Centro de Investigación de Recursos y Consumos Energéticos (CIRCE)

2019

UNIVERSIDAD DE ZARAGOZA
ESCUELA DE DOCTORADO

**ANÁLISIS DE LA INTEGRACIÓN DE TECNOLOGÍAS SMART GRID
EN SISTEMAS ELÉCTRICOS INSULARES CON ELEVADA
PENETRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES**

Claudino Mendes

TESIS DOCTORAL

Febrero 2019
UNIVERSIDAD DE ZARAGOZA
ESCUELA DOCTORADO

**ANÁLISIS DE LA INTEGRACIÓN DE TECNOLOGÍAS SMART GRID
EN SISTEMAS ELÉCTRICOS INSULARES CON ELEVADA
PENETRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES**

AUTOR:

Claudino Franklim Pereira Mendes

DIRECTORES:

José Luis Bernal Agustín

Rodolfo Dufo López

Febrero 2019

Resumen

Uno de los grandes desafíos a nivel mundial de los sistemas eléctricos es la necesidad de satisfacer la creciente demanda de energía eléctrica. Este desafío es más exigente y complejo en los pequeños países insulares con escasos recursos naturales.

Cabo Verde ha tenido que hacer frente a varios problemas de su sistema eléctrico, relacionados con la ineficiencia operacional del sistema, la dificultad de integrar grandes cantidades de energía eléctrica generada con fuentes renovables y las elevadas pérdidas eléctricas, principalmente causadas por el robo de energía.

En este contexto, la presente tesis doctoral estudia el impacto de la transición de un sistema eléctrico convencional hacia uno en el que se implemente una red inteligente (Smart Grid) para el archipiélago de Cabo Verde, considerando aspectos técnicos, económicos y ambientales.

Se han analizado diversos escenarios de integración de tecnologías Smart Grid; recurriendo a simuladores, análisis de casos de estudio y modelos matemáticos, tratando de obtener la máxima información posible sobre la viabilidad de la integración de las energías renovables y las tecnologías Smart Grid en Cabo Verde.

Los trabajos realizados en el desarrollo de esta tesis doctoral revelaron que se pueden obtener muchos beneficios cuando se integran tecnologías Smart Grid, pero que para que ello sea posible son necesarios profundos cambios, tanto a nivel técnico-operacional por parte de las compañías eléctricas, como por parte de los consumidores y de la regulación existente.

Palabras Claves: Sistemas Eléctricos, Smart Grid, Energías Renovables, Eficiencia Energética, Sistemas Insulares.

A mis padres.

A mis hermanos y a mi hermana querida.

A mis hijas y a mis sobrinos...

A mi esposa, compañera y amiga de todas las luchas, "Nha Bé".

Agradecimientos

Agradecer a mis colegas de la Universidade de Cabo Verde, por la comprensión y apoyo en los momentos de mayor apuro.

A mis alumnos, en especial Alexsandro Baptista, por su ayuda en la recolección y tratamiento de los datos.

A mi familia por el amor y cariño demostrado en todo este recorrido.

A mis orientadores por su tolerancia y por indicarme el camino correcto para la concretización de esta etapa.

Y un agradecimiento muy especial a mi colega y amigo Álvaro Elgueta Ruiz, por su apoyo y asistencia, y por estar siempre presente en todos los momentos de este trabajo.

God bless you all.

Índice

Capítulo 1. Motivación, Objetivos y Estructura de la tesis	1
1.1 Motivación	1
1.2 Objetivos	4
1.3 Estructura de la tesis	5
Capítulo 2. Perspectiva Smart Grid para el archipiélago de Cabo Verde: beneficios y dificultades	7
2.1. - Introducción	7
2.2. - Caracterización del sistema eléctrico de Cabo Verde	8
2.2.1. Marco histórico del sistema eléctrico de Cabo Verde	12
2.2.2 - Recursos y generación	13
2.2.3. - Políticas y estrategias	16
2.3. Visión general de las Smart Grids.....	18
2.3.1. Definición	18
2.3.2. Operación y tecnologías.....	19
2.3.3. Proyectos e iniciativas mundiales	21
2.3.4 Smart Grid en África	24
2.4. Beneficios de las Smart Grid para el archipiélago de Cabo Verde	27
2.4.1. Fiabilidad	28
2.4.2. Eficiencia	28
2.4.3. Economía.....	28
2.4.4. Medio ambiente	29
2.4.5. Seguridad.....	29
2.4.6. Los Stakeholders	30
2.5. Desafíos para la implementación de las Smart Grids.....	31
2.5.1. Seguridad y privacidad	31
2.5.2. Impacto en la sociedad	32
2.5.3. Políticas y regulación.....	32
2.5.4. Recursos humanos	33
2.5.5. Sistemas de comunicación y operación	34
2.5.6. Costes económicos.....	35
2.6. Conclusiones.....	36
Capítulo 3. Impacto de la integración de la generación distribuida en la expansión de un sistema eléctrico insular	41
3.1 – Introducción	41
3.2 – Integración de recursos energéticos distribuidos en la red	43

3.2.1	Generación distribuida de energía	43
3.2.2	Utilización de DER en sistemas insulares	44
3.3	– Planificación de la expansión del sistema eléctrico	45
3.3.1	Determinación del perfil de demanda	45
3.3.2	Recursos energéticos y generación	47
3.3.3	Configuración de la red	48
3.4	– Optimización del sistema híbrido	49
3.4.1	Simulación y análisis de resultados	50
3.4.2	Análisis de sensibilidad	52
3.5	– Evaluación del funcionamiento del sistema híbrido	55
3.5.1	Simulación y análisis de resultados	56
3.5.2	Impacto técnico de la integración	56
3.6	– Tecnologías Smart Grid para la optimización de la integración de generación distribuida	60
3.7	- Conclusiones	61
Capítulo 4.	Estructura avanzada de medición (AMI) en la reducción de las pérdidas eléctricas en un sistema eléctrico aislado	67
4.1	- Introducción	67
4.2	– Pérdidas eléctricas	68
4.2.1	Pérdidas técnicas	70
4.2.2	Pérdidas no técnicas	71
4.3	– Caracterización de la AMI	72
4.3.1	Smart Meters (SM)	73
4.3.2	Tecnologías de comunicación	74
4.3.3	Meter Data Management Systems (MDMS)	75
4.4	– Reducción de pérdidas no técnicas con AMI	76
4.4.1	Reducción de pérdidas administrativas	77
4.4.2	Reducción de pérdidas en operación	77
4.4.3	Eliminación de hurtos y robo	78
4.5	– Coste y beneficio de la AMI para el SE de Santiago	80
4.5.1	Estimación de costes	80
4.5.2	Beneficios	82
4.6	- Conclusiones	85
Capítulo 5.	Integración de tecnologías de comunicación en la red eléctrica de la ciudad de Praia	89
5.1	Introducción	89
5.2	Infraestructuras de comunicación existentes	90

5.3 Sistemas de comunicación para Smart Grid.....	92
5.3.1 Normalización	93
5.3.2 Arquitectura de red.....	94
5.3.3 Tecnologías de comunicación	95
5.3.4 Requisitos de comunicación.....	96
5.4. Arquitectura de la red de comunicación para el sistema eléctrico propuesto.....	99
5.4.1 Funcionamiento de la red	100
5.4.2 Impacto esperado	101
5.5 Principales desafíos	105
5.6 Conclusiones.....	106
Capítulo 6. Efecto de las tecnologías Smart Grid en la eficiencia energética de la red eléctrica de la isla de Santiago.....	111
6.1. Introducción	111
6.2 – Sistema eléctrico de la isla de Santiago.....	112
6.2.1 Producción de energía	113
6.2.2 Red de transporte y distribución.....	114
6.3 – Análisis de la eficiencia energética.....	115
6.3.1 Parámetros de rendimiento	116
6.3.2 Pérdidas eléctricas	118
6.3.3 Medidas para mejorar el rendimiento del sistema eléctrico.....	123
6.4 – Contribución de las tecnologías Smart Grid	125
6.4.1 Contribución de EMS/DMS	127
6.4.2 Contribución de Smart Meters y AMI	127
6.4.3 Contribución de Demand Response.....	129
6.4.4 Contribución DER	131
6.5 – Beneficios esperados.....	132
6.5.1 Beneficios técnicos.....	132
6.5.2 Beneficios económicos.....	134
6.6 – Conclusiones.....	136
Capítulo 7. Aportaciones y Trabajos futuros	143
7.1 - Aportaciones	143
7.2 - Trabajos futuros	144
Anexo: Artículos publicados	145

Lista de figuras

Figura 1.1 - Mapa de Cabo Verde. Fuente: www.freemapviewer.com	9
Figura 1.2- Generación de electricidad entre 2003 y 2013.....	15
Figura 2.1 - Modelo conceptual de Smart Grids según el NIST.....	20
Figura 2.2- Tecnologías Smart Grids por subsector del SE.....	20
Figura 2.3- Previsión de crecimiento del consumo de electricidad: 2007 – 2050.	24
Figura 2.4 - Esquema simplificado del sistema de comunicación para Smart Grids.....	34
Figura 3.1 - Evolución del pico de consumo.....	46
Figura 3.2 - Curva de carga diaria estimada para 2030.....	47
Figura 3.3 - Red de distribución de la isla de Maio.	49
Figura 3.4 - Configuración del sistema eléctrico de la isla con HOMER.....	50
Figura 3.5 - Producción media mensual de electricidad.	51
Figura 3.6 – Variación del coste de inversión y de las emisiones de CO ² en función del precio del diésel.	53
Figura 3.7 - Variación del coste de inversión en función de la demanda diaria.	54
Figura 3.8 - Producción de energía en función de la velocidad del viento.	54
Figura 3.9- Esquema simplificado de la red eléctrica de Santiago en PowerWorld.	57
Figura 3.10 – Variación de tensión en la zona de Morro.	59
Figura 3.11- Variación de nivel de tensión en el nudo de interconexión de generación fotovoltaica.	59
Figura 3.12– Impacto de las tecnologías Smart Grid en un sistema eléctrico.	60
Figura 4.1- Evolución de las pérdidas eléctricas en la isla de Santiago.....	68
Figura 4.2 - Clasificación de las pérdidas de energía eléctrica.....	69
Figura 4.3 – Configuración de la estructura AMI.	73
Figura 4.4- Estructura de Comunicación para AMI.	75
Figura 4.5– Sistema centralizado de gestión de datos de los contadores.	76
Figura 4.6 - Distribución media de costes por categoría.....	81
Figura 4.7 – Análisis de beneficios al implantar un sistema AMI respecto del sistema tradicional.	84
Figura 5.1- Esquema de comunicación del sistema SCADA en Cabo Verde.....	91
Figura 5.2- Visión general de las infraestructuras para Smart Grid	93
Figura 5.3- Requisitos para las comunicaciones en Smart Grids.....	94
Figura 5.4– Capas del sistema Smart Grid para el sistema eléctrico de Praia.	99
Figura 5.5– Análisis de cobertura GSM en la ciudad de Praia con software Atoll.	100
Figura 5.6- Beneficios de las telecomunicaciones.....	102
Figura 6.1 – Evolución de la producción de 2006 a 2016.....	114
Figura 6.2- Configuración de la red de transmisión eléctrica de la isla de Santiago.....	115
Figura 6.3 - Energías vendida e inyectada en la red de 2006 a 2016.....	117

Figura 6.4 - Variación de cortes (Blackouts) en los últimos años.....	118
Figura 6.5- Pérdidas eléctricas en la isla de Santiago en 2016.....	119
Figura 6.6- Demanda diaria de la isla de Santiago.	121
Figura 6.7- Esquema simplificado de la red eléctrica de Santiago.....	122
Figura 6.8 - Motivación para la adopción de Smart Grid por países [1].	126
Figura 6.9- Arquitectura de funcionamiento de una AMI.....	129
Figura 6.10- Diagrama de bloque de la aplicación de tecnologías SG en la red de Santiago....	132
Figura 6.11 - Diagrama de carga diario con la aplicación de DR y TOU.....	133
Figura 6.12 - Comparación de los beneficios con la aplicación de SG y el sistema convencional.	134

Lista de tablas

Tabla 2.1 - Evolución histórica del Sistema Eléctrico de Cabo Verde.	13
Tabla 3.1– Variación de densidad poblacional de la isla de Maio.....	45
Tabla 3.2– Consumos de agua y electricidad en la desalinización.....	47
Tabla 3.3- Características de los cables de MT.....	49
Tabla 3.4 - Producción y consumo anual.	51
Tabla 3.5 - Costes del sistema híbrido.....	51
Tabla 3.6 - Emisión de gases contaminantes.	52
Tabla 3.7– Impacto técnico de la integración de generación distribuida con diferentes capacidades.....	58
Tabla 3.8 – Variación de tensión por zona.	59
Tabla 4 1 - Comparación entre AMR y AMI.....	74
Tabla 4.2– Comparación entre Método Convencional y AMI en la resolución de PNT.	79
Tabla 4.3 – Categorías de costes para la implementación de una AMI.	81
Tabla 4.4– Distribución de costes para implementación de AMI.	82
Tabla 4.5 - Beneficios operativos directos, cuantitativos y adicionales para los consumidores y la sociedad en general de AMI.	84
Tabla 5.1- Espectros de las tecnologías sin cable en la ciudad de Praia.	91
Tabla 5.2– Tecnologías de Comunicación para Smart Grids.	97
Tabla 6.1- Parámetros de la red de transmisión.	120
Tabla 6.2– Características de los transformadores en las subestaciones.	120
Tabla 6.3 - Sistema generador de la isla de Santiago.....	121
Tabla 6.4- Medidas para mejorar la eficiencia energética de una red.....	124
Tabla 6.5– Aplicación de DMS y sus beneficios.....	128
Tabla 6.6– Valor medio de producción y facturación en 10 años.....	134
Tabla 6.7- Consumo y coste de combustible en los últimos 10 años.....	135

Capítulo 1

Motivación, Objetivos y Estructura de la tesis

1.1 Motivación

En todo el mundo se está llevando a cabo la transformación del sistema eléctrico de energía, pasando de una estructura convencional unidireccional a una estructura más abierta y participativa por parte de los consumidores y de otros actores del sector eléctrico. Este cambio posee varias motivaciones, que difieren de unos países a otros. Independientemente de las motivaciones, la finalidad es la misma en todos los casos: satisfacer la demanda con la máxima fiabilidad y calidad de servicio, con mínimos costes económicos y ecológicos, con la máxima seguridad para las personas y equipos, manteniendo los valores de tensión y frecuencia dentro de unos límites determinados. Sin embargo, a causa de la evolución de la demanda de energía eléctrica, tanto a nivel cuantitativo como cualitativo, las compañías eléctricas han tenido que realizar un enorme esfuerzo con el fin de cumplir con todos los requisitos que se le exigen a un sistema eléctrico.

A nivel cuantitativo, la escasez de recursos, la fluctuación del precio del petróleo, el acceso a nuevas formas de producción de energía y la ineficiencia del sistema, son las principales dificultades que es necesario superar. En países en vías de desarrollo, y en países insulares de pequeña dimensión, estas dificultades se magnifican. A nivel cualitativo, las compañías eléctricas se enfrentan a la necesidad de cumplir con todos los parámetros técnicos requeridos, y de reducir el número de interrupciones de suministro.

Con el fin de mejorar el funcionamiento del sistema eléctrico, una de las acciones que se han planteado y aplicado ha sido la integración de generación de energía eléctrica mediante fuentes de energías renovables, así como la aplicación de medidas que permitan aumentar la eficiencia energética en todos los subsectores del sistema eléctrico, integrando tecnologías avanzadas inteligentes para la monitorización y gestión de la red eléctrica. Todas estas acciones, para tener los resultados deseados, requieren de una actualización del sistema eléctrico con el fin de que sea capaz de responder muy rápidamente a las variaciones de la demanda de energía eléctrica, gestionando de forma óptima los recursos disponibles. En este sentido, la transformación del sistema eléctrico tradicional añadiendo

tecnologías de Smart Grids, se ha convertido en una necesidad, principalmente para los países en los que los recursos energéticos naturales, como el petróleo, el carbón o el gas, son escasos. El sistema eléctrico del archipiélago de Cabo Verde presenta mejores características que los de la mayor parte de los países del África subsahariana. Sin embargo, se encuentra muy por debajo de lo que se podría considerar un funcionamiento óptimo, principalmente en lo que se refiere a las pérdidas eléctricas, la tasa de integración de energías renovables, la eficiencia de la gestión de los recursos y la calidad de los servicios prestados. En Cabo Verde se ha planteado, como principal objetivo, integrar la mayor cantidad posible de generación basada en fuentes de energías renovables. En concreto se desea que en el año 2030, como mínimo, el 50% de la energía eléctrica generada se obtenga con centrales de gran tamaño que hagan uso de fuentes renovables, así como con generación distribuida y micro-generación, utilizando para ello pequeñas unidades residenciales. Para que sea viable alcanzar este objetivo es necesario disponer de un sistema eléctrico capaz de responder adecuadamente a estos cambios, garantizando no sólo la seguridad energética, sino también garantizando una elevada calidad en los índices de funcionamiento técnico, económico y ambiental.

Las tecnologías Smart Grid son el medio idóneo para llevar al sector de la energía eléctrica a una nueva era de fiabilidad, disponibilidad y eficiencia mejorando nuestra economía y medio ambiente. No obstante, durante el período de transición, será necesario realizar pruebas, aplicar mejoras tecnológicas, educar al consumidor, desarrollar estándares y regulaciones, y compartir información entre quienes trabajan en el sector eléctrico con el fin de garantizar que los beneficios esperados de las Smart Grids sean una realidad. Por todo ello, es necesario prever el impacto real que las diversas tecnologías asociadas a este cambio tendrán, tanto para las compañías eléctricas como para los consumidores y los agentes que interactúan en el sector eléctrico.

Teniendo en cuenta los beneficios que las tecnologías Smart Grid pueden proporcionar a un sistema eléctrico, y teniendo también en consideración los desafíos que su implementación requiere, surge la motivación central para la realización de esta tesis doctoral. Siendo el objetivo principal estudiar y contribuir al conocimiento del impacto de estas tecnologías en la mejora de la seguridad, fiabilidad y calidad del sistema eléctrico del archipiélago de Cabo Verde.

En Cabo Verde, a causa de una mala gestión del SE y de la dependencia energética del exterior, la energía eléctrica tiene uno de los costes más elevados del mundo para los consumidores. Sin embargo, teniendo en cuenta las excelentes condiciones climáticas para la generación de energía a partir de la irradiación solar y del viento, el aprovechamiento de estos recursos propios permitirían reducir los elevados costes actuales, reduciendo la dependencia que existe del exterior para conseguir combustibles fósiles con los que se genera energía eléctrica. Así, el Plan de Energías Renovables del año 2011, realizado por Gesto Energía, apunta a la dependencia de los combustibles fósiles como uno de los principales problemas del sector energético en Cabo Verde.

Pero además de la dependencia del exterior, también existe una deficiente gestión del sistema eléctrico, viéndose los consumidores perjudicados económicamente y con una baja calidad de servicio. Por ello, los consumidores suelen manifestar quejas ante la falta de calidad y continuidad del suministro eléctrico, y las compañías eléctricas también están descontentas en lo que se refiere al abono de las facturas por parte de los consumidores. Se tiene, por lo tanto, una situación en la que el sistema eléctrico carece de medios para satisfacer la demanda de energía eléctrica de forma adecuada y, simultáneamente, llevar a cabo una correcta facturación.

Ante esta situación, la actividad de distribución de energía eléctrica presenta resultados financieros negativos.

La conexión ilegal y el robo de energía ha sido una práctica habitual desde hace varios años, no habiéndose aplicado medidas técnicas y sociales que puedan revertir esta situación. Como resultado se producen elevadas pérdidas para las compañías eléctricas, y además se pone en riesgo la vida de los consumidores.

A causa de la falta de la infraestructura necesaria, Cabo Verde no posee vehículos eléctricos, lo que obliga a que la totalidad de los medios de transporte usen combustibles derivados del petróleo, con el consiguiente impacto medioambiental y dependencia del exterior, ya que Cabo Verde no posee petróleo.

Existe un deficiente registro de la información en los Centros de Transformación, siendo necesario desplazarse hasta ellos para recopilar datos de su funcionamiento, por lo que los técnicos han de desplazarse con gran pérdida de tiempo. Además, en el caso de los Centros de Transformación más alejados, en caso de cualquier defecto, la reparación puede durar varias horas o incluso días.

En toda la red existen grandes dificultades para actuar cuando se producen anomalías, ya que no existe un sistema de comunicación ni un centro de control que monitorice el sistema eléctrico, y que permitiría obtener información en tiempo real con el fin de dar una rápida respuesta ante las variaciones de la demanda de energía eléctrica.

Por todo lo indicado se justifican los trabajos desarrollados durante la realización de esta tesis doctoral, y la realización del análisis de un sistema más avanzado que el actual que aporte las mejores herramientas para la gestión y control, y que mejore la comunicación interna en el sistema eléctrico. Las tecnologías Smart Grid que se proponen aplicar deben seguir los preceptos de la “red justa” (en inglés Just Grid), siendo de interés determinar cuáles de estas tecnologías son las más adecuada para países insulares con escasos recursos económicos. Por ello, se ha estudiado cómo gestionar el sistema eléctrico con el fin de reducir las pérdidas y robos de energía eléctrica, además de mejorar el mecanismo de información con los consumidores, optimizando el aprovechamiento de los recursos renovables existentes, causando un menor impacto ambiental, es decir, obteniendo un sistema eléctrico sostenible.

1.2 Objetivos

Tal y como se ha indicado anteriormente, el objetivo principal de esta tesis ha sido analizar y evaluar el impacto de la transición del sistema eléctrico actual del archipiélago de Cabo Verde hacia uno basado en tecnologías Smart Grid, teniendo en cuenta el carácter insular del país y sus aspectos socioeconómicos. Para ello se ha planteado un sistema basado en el uso de tecnologías Smart Grid que se adapte adecuadamente a las exigencias técnicas y económicas de las islas, aprovechando al máximo las tecnologías y recursos endógenos existentes. Se han analizado varios escenarios de integración de estas tecnologías, considerando generación distribuida y estructura avanzada de medición (AMI, de Advanced Metering Interface). Por otro lado, se ha evaluado el impacto del sistema eléctrico propuesto evaluando la mejora de su funcionamiento y de su eficiencia energética, considerando principalmente las pérdidas no técnicas.

Para alcanzar este objetivo principal, los objetivos específicos son:

- Estudiar y caracterizar el sistema eléctrico actual teniendo como referencia a la isla de Santiago, por ser ésta la mayor isla del archipiélago y porque su SE presenta unas

características que incluyen todos los aspectos negativos que pueden encontrarse en una isla.

- Identificar los principales beneficios y las dificultades en la implementación de una tecnología SG, teniendo en cuenta para ello el análisis de los casos estudiados, así como otros trabajos que se han llevado a cabo por parte de otros investigadores.
- Simular y evaluar el rendimiento, para varios escenarios, de la integración de las energías renovables distribuidas. Para realizar este estudio, se ha utilizado como modelo la isla de Maio, que es una pequeña isla con un elevado recurso solar y eólico, y cuyo crecimiento en los próximos años se prevé que sea elevado teniendo en cuenta la inminente construcción de nuevas infraestructuras turísticas. Para la simulación se ha utilizado la herramienta PowerWorld, que permite, entre otros cálculos, obtener el flujo de carga del SE.
- Evaluar el impacto de la implantación de un sistema AMI en la reducción de las pérdidas eléctricas no técnicas, así como analizar los costes y beneficios para la implementación de un sistema AMI en la isla de Santiago.

1.3 Estructura de la tesis

En primer lugar se ha justificado, en los apartados anteriores, la necesidad de apostar por tecnologías Smart Grid, dado que su implementación es una evolución natural de los sistemas eléctricos de energía, destacando su importancia para los pequeños países insulares. En este capítulo inicial se justifica el porqué de la elección del tema de esta tesis doctoral y el porqué de la elección del archipiélago de Cabo Verde como caso de estudio en particular, presentando las motivaciones y objetivos propuestos para la tesis.

En el capítulo 2 se muestra una visión del panorama mundial en la aplicación de tecnologías Smart Grid, mostrando argumentos que demuestran los beneficios de la adopción de estas tecnologías. Además se indican los principales problemas que pueden dificultar su implementación. Estos problemas están relacionados con la seguridad, con las necesidades técnicas y operacionales, con la necesaria participación de la sociedad y con los costes económicos.

En los capítulos 3 y 4 se analiza el impacto de la implantación de dos de estas tecnologías, en particular la generación distribuida y el AMI, en la mejora del rendimiento de los sistemas eléctricos. En primer lugar, se simula el impacto de un sistema híbrido,

considerando generación diésel junto a eólica y fotovoltaica. Para ello se lleva a cabo la optimización de la generación en la isla de Maio considerando un escenario de crecimiento exponencial de la demanda de energía eléctrica. En el segundo caso se evalúa el impacto de AMI en la reducción de las pérdidas, principalmente pérdidas no técnicas, y se presenta un análisis de coste-beneficio para la implementación de todo el sistema AMI.

En el capítulo 5 se indican las tecnologías de comunicación existentes y que podrían aplicarse en la transformación del sistema eléctrico actual en uno que incluya tecnologías Smart Grid. Se analizan las ventajas e inconvenientes de las diferentes tecnologías, determinando cuáles serían las más adecuadas para el sistema eléctrico de Praia.

En el capítulo 6 se muestra la evaluación de la eficiencia energética de un sistema aislado cuando se integran varias tecnologías Smart Grid. Tomando como referencia la isla de Santiago se analizan las mejoras en el funcionamiento del SE que proporcionaría el uso de estas tecnologías, así como los beneficios técnicos y económicos que se obtendrían.

En cada uno de los capítulos se presentan las principales conclusiones.

Finalmente, en el capítulo 7, se indican las aportaciones de esta tesis doctoral y los trabajos futuros que se prevé realizar con el fin de seguir avanzando en las líneas de investigación desarrolladas en los trabajos presentados en este documento.

Capítulo 2

Perspectiva Smart Grid para el archipiélago de Cabo Verde: beneficios y dificultades

2.1. - Introducción

Una red eléctrica inteligente (Smart Grid) y justa (Just Grid), y la forma en que esta podría contribuir a un acceso global, eficiente y sostenible a la electricidad, ha sido un reto para los países africanos, sobre todo en la región subsahariana como es el caso de Cabo Verde [1]. Los países en vías de desarrollo han tenido que hacer frente a enormes dificultades para encontrar soluciones técnicas y financieras que fuesen fiables y robustas, y que puedan dar respuestas adecuadas a la evolución de la demanda de energía eléctrica. Estas dificultades se deben, en la mayor parte de los casos, a la falta de organización del sector eléctrico, así como a la necesidad de políticas claras y concretas que puedan estimar y predecir la evolución del consumo con el fin de facilitar la gestión de la generación de energía eléctrica. Como posible solución surgen las tecnologías Smart Grid, como respuesta natural a la evolución del sector, planteándose nuevos retos a los agentes del sistema [2].

La red eléctrica inteligente es una evolución de la red eléctrica convencional, que posee las capacidades de comunicación, monitorización, análisis y control, con el fin de maximizar la eficiencia en todas las fases de funcionamiento del sistema eléctrico [3]. Utilizando tecnología digital avanzada las Smart Grids posibilitan un uso más eficiente en la generación, transporte y distribución de la energía eléctrica, al proporcionar flujos de energía y de información de forma bidireccional entre los sistemas de suministro y el cliente final, permitiendo un uso más racional de la energía, y una mayor flexibilidad y mayores opciones en la gestión del uso de la electricidad. Todo esto se reflejará, naturalmente, en una reducción de costes, lo que permitirá una gama de nuevos servicios, abriendo la posibilidad de crear nuevos mercados [4].

El archipiélago de Cabo Verde es un país insular formado por 10 islas y cerca de 500.000 habitantes, y carece de recursos naturales. Gracias a su inversión en educación y al auge de la industria turística, ha crecido rápidamente, estando su gobierno interesado en convertir a las islas en una plataforma de comercio y transporte [5]. El país necesita un sector

eléctrico sólido y bien estructurado, que dé garantías de continuidad y calidad de servicio, siendo así posible impulsar otros sectores de la economía que garanticen un crecimiento sostenible. Para ello es necesario encontrar soluciones que ayuden a suplir las principales debilidades del sistema eléctrico tradicional vigente, principalmente en lo que se refiere a la intermitente disponibilidad de energía, a las elevadas pérdidas técnicas y comerciales, y a la deficiente gestión de recursos.

El presente estudio pretende, a través de la caracterización del sistema eléctrico de Cabo Verde, explorar cómo se podría llevar a cabo la transformación de su sistema eléctrico tradicional en uno en el que se incluyan tecnologías Smart Grid. Se pretende evaluar el impacto de estas tecnologías en los agentes del sector eléctrico nacional y cómo esto podría solucionar o mitigar los problemas que actualmente existen. Además, se desea estudiar cómo estas nuevas tecnologías podrían facilitar una expansión más acelerada de la red y mejorar la cobertura eléctrica nacional; definir cómo podrían ayudar a mejorar la prestación del servicio y reducir el coste de la electricidad, la integración de las energías renovables y la reducción del impacto ambiental.

El análisis que se muestra en los siguientes apartados se basa en varios estudios de casos de países de América, Europa, Asia y África, centrandose el interés en las regiones insulares. Se ha evaluado el impacto de la implementación de tecnologías Smart Grid en varios países, tanto a nivel económico, como social y medioambiental, así como sobre la integración de las energías renovables. Además, se ha realizado un análisis a nivel de tecnologías, gestión, supervisión, regulación y su repercusión en el precio de la electricidad con el fin de entender cómo se podrían aplicar estas tecnologías a Cabo Verde.

2.2. - Caracterización del sistema eléctrico de Cabo Verde

Cabo Verde es un archipiélago que consta de diez islas, situadas en el Océano Atlántico a unos 450 km de la costa occidental africana. Posee una longitud costera de unos 2000 km, una superficie de 4.033 km², y una Zona Económica Exclusiva (ZEE) de 734.256 km². De las diez islas nueve están habitadas, y se encuentran geográficamente divididas en dos grupos: las seis islas de Barlovento, al norte, y las cuatro de Sotavento, más al sur, tal y como se muestra en la Figura 1.1. Con recursos minerales limitados, y al no existir ríos, presenta una fuerte dependencia de las posibles lluvias, que normalmente se producen entre los meses de agosto y septiembre. Con cerca de medio millón de habitantes, el 57% vive

en la isla de Santiago, que es la isla más grande y donde se encuentra la ciudad de Praia, capital del país [6].



Figura 1.1 - Mapa de Cabo Verde. Fuente: www.freemapviewer.com

Varios datos demuestran que Cabo Verde se está desarrollando rápidamente, lo que en gran medida se debe a su creciente industria del turismo. La política económica centrada en los servicios, las remesas de los emigrantes (con una importante diáspora cabo-verdiana), y el turismo, constituyen la palanca de su economía. Este notable desarrollo se debe principalmente a una buena gobernanza, a una gestión macroeconómica sólida, a la liberalización del comercio y a la adopción de políticas de desarrollo social eficaces, lo que le permitió a Cabo Verde ser considerado un país de ingresos medios en 2007 [7]. A pesar de su tamaño, con un PIB de 2,2 billones de dólares, Cabo Verde participa en dos grandes comunidades, la Comunidad Económica de Estados de África Occidental (CEDEAO) y la Comunidad de Países de Lengua Portuguesa (CPLP). Esta participación le permite acceder a un mercado de más de 334,6 millones de personas en la CEDEAO, lo que representa aproximadamente un tercio de la población del África subsahariana, y a 260 millones de la población de la CPLP, que es el tercer bloque comercial más grande del mundo, lo que

permite a Cabo Verde integrarse económicamente en todos los ámbitos de la actividad productiva, incluida la industria, la energía, el transporte y los recursos naturales [8, 9].

El sistema eléctrico de Cabo Verde es administrado, en su mayor parte, por una empresa público-privada en la que el accionista mayoritario es el Estado de Cabo Verde. Electra SARL¹ está presente en 9 de las 10 islas del país. También han surgido algunas pequeñas empresas como la AEB² y APP³, que actúan como sub concesionarias de Electra a nivel de generación, transporte y distribución de electricidad y agua en las islas de Boa Vista y Sal, respectivamente. A nivel de producción eólica, la empresa privada Cabeólica⁴ posee parques eólicos en cuatro islas.

De los 140 MW de la potencia eléctrica total instalada que existía en 2013, las centrales térmicas (diésel y fuel) generaban el 77% del total de la energía eléctrica. El 23% se generó mediante energías renovables: el 18,5% mediante parques eólicos y el 4,5% mediante fotovoltaica. En 2003 el consumo de energía eléctrica fue de 198.658 MWh, y en 2013 esta cifra se había duplicado hasta alcanzar los 390.708 MWh, valores muy superiores a los 8.450 MWh generados en 1976. Esto demuestra la dimensión del crecimiento económico del país, reflejado en el aumento de la demanda de energía eléctrica. En 2013 Cabo Verde poseía una tasa de cobertura de alrededor del 96% [10].

Desde 2004 la regulación del sector eléctrico es responsabilidad de la Agencia de Regulación Económica (ARE), y entre sus varias misiones destaca la de proteger los derechos e intereses de los consumidores, específicamente en materia de precios, tarifas y calidad del servicio. Se encarga de asegurar el cumplimiento de las normas de regulación y de transparencia en las relaciones comerciales entre los operadores de los sectores regulados, y entre éstos y los consumidores; regular el acceso a las actividades de los sectores de energía y agua; proteger el equilibrio económico y financiero de los prestadores de servicios; y velar por la aplicación y fiscalización del cumplimiento por parte de los

¹ **Electra** - es la principal compañía de electricidad de Cabo Verde y se subdivide en 3 grupos: Electra SARL, Electra Norte y Electra Sur.

² **AEB** - Empresa de Aguas y Energía de Boa Vista, es la compañía que posee el monopolio en la producción y distribución de agua y energía en la Isla de Boa Vista en Cabo Verde, en el marco de protocolos de concesión y acuerdos celebrados con el gobierno y Electra, SA.

³ **APP** - Aguas de Ponta Preta, es una empresa fundada en el año 2000, responsable de abastecer servicios básicos de energía, agua y saneamiento en la zona hotelera de Ponta Preta. Sus actividades engloban todo el ciclo integral del agua: desde la desalinización hasta la reutilización a través de la purificación, distribución y tratamiento de aguas residuales. Además de eso, APP produce y distribuye energía eléctrica.

⁴ **Cabeólica** - Es una empresa pionera en el área de la energía eólica en Cabo Verde, posee 4 parques eólicos en 4 islas de Cabo Verde: Santiago, Sao Vicente, Sal y Boa Vista.

operadores de las disposiciones de los respectivos títulos de ejercicio de actividades o contratos. Además, es la entidad responsable de establecer los precios de los productos derivados del petróleo y el precio de la electricidad de acuerdo con los operadores del sector [11].

El gran reto del país ha sido, y es, cómo reducir el elevado precio de la energía eléctrica. En la actualidad el coste de generación es de 0,25 €/kWh, considerado como uno de los más elevados en el mundo, siendo hasta tres veces superior al precio medio en la Unión Europea [12]. Este elevado precio de la electricidad se debe a varios factores:

- A la falta de recursos naturales como el petróleo, gas o carbón, y de metales preciosos que podrían servir como moneda de cambio, por lo que el país está obligado a importar estos productos.
- Al carácter insular del país, lo que obliga a tener sistemas de generación independientes, siendo necesario realizar grandes adquisiciones de combustible, con elevados costes asociados a su transporte, siendo extremadamente difícil integrar a todas las islas en un proyecto único de generación y distribución de energía.
- A las elevadas pérdidas técnicas y comerciales en las redes eléctricas, destacando el robo de energía, situándose el promedio nacional de pérdidas en el 30% de la producción [10].

Con el fin de intentar reducir el precio de la energía eléctrica, a través del Proyecto “Cape Verde 100% Renewable: A Roadmap to 2020” se plantearon las medidas necesarias para llevar al país al 100% de generación mediante energía renovable en el año 2020. Para implementar este proyecto se creó el Plan Nacional de Acción para las Energías Renovables (PNAER), que considera que una apuesta por las Energías Renovables permitiría una mayor independencia energética del exterior, además de permitir el suministro de electricidad a familias y empresas a costes competitivos. En el plan se destaca que la promoción de las Energías Renovables, y que la mejora de la Eficiencia Energética, sólo se conseguirá de manera efectiva mediante cambios en el comportamiento de los consumidores, tanto industriales como domésticos, y que la evaluación y validación de la eficacia y del impacto de las medidas que se adopten debe tener en cuenta aspectos cuantitativos y medibles y, al mismo tiempo, también aspectos sociales y culturales, que en general son intangibles [13].

2.2.1. Marco histórico del sistema eléctrico de Cabo Verde

La historia del sistema eléctrico de Cabo Verde tiene como referencia el año 1975, ya que antes de ese año prácticamente no existía un sistema energético como tal, aunque sí existían pequeños centros independientes de generación diésel, que estaban a cargo de los municipios y que trabajaban de forma autónoma. La Dirección Nacional de Industria, Energía y Recursos Naturales (DNIERN) en 1975, y el Departamento de Electricidad en 1976, crearon los primeros programas del sistema eléctrico nacional, cuyo objetivo fue la electrificación de las principales ciudades y pueblos de los diferentes municipios del país [14]. Hasta 1982 no se creó una empresa nacional estatal (Electra EP), cuya misión era ser una empresa con capacidad técnica y financiera que garantizase la generación y distribución de electricidad y agua desalinizada en las islas de San Vicente, Sal y Santiago, en condiciones económicas y seguras [15].

En 1998 otro paso importante para el sector fue la privatización de la empresa Electra EP, como resultado de un nuevo gobierno y una nueva política energética para el país. El Plan Nacional de Desarrollo para el periodo 1997-2000, con el fin de introducir nuevas reformas económicas, creó la sociedad anónima Electra SARL. La nueva compañía pudo gestionar en el año 2001 todos los municipios del país, favoreciendo el desarrollo nacional. En 2002, como resultado del crecimiento económico y el aumento de población de la ciudad de Praia⁵, fue construida una nueva planta generadora, la central de Palmarejo, con una potencia de 11.200 kW, y en 2007 esta misma central se amplió con otros 14.600 kW, y posteriormente con 22.000 kW en 2011. Una reestructuración más amplia y profunda fue inevitable para satisfacer el crecimiento exponencial de la demanda de electricidad en la ciudad de Praia, lo que llevó a Electra, en 2008, a construir una nueva sala de máquinas en Palmarejo, invertir en una línea eléctrica de 60 kV, y en la construcción de un sistema directo de recepción y almacenamiento de combustibles (fuel y gasoil) junto a la misma central [14, 15, 16].

En 2013 la compañía se reestructuró y pasó a ser representada por tres nuevas empresas: Electra SA, Electra Sur y Electra Norte, siendo la primera la que se encarga actualmente de la parte administrativa, siendo las otras dos responsables de proporcionar la electricidad y el agua en las Islas de Barlovento y Sotavento, respectivamente. Más tarde se implementó

⁵ Ciudad de Praia - Es la ciudad capital de Cabo Verde y mayor del país, alberga cerca del 26% de la población nacional.

el sistema de central única en la isla de Santiago, que conecta la central de Palmarejo con la central de Calheta, en el interior de la isla, a través de una línea de Alta Tensión (AT) con una longitud de 50 km. En 2015, un proyecto similar se llevó a cabo creando la central única de la isla de Santo Antão [15]. La Tabla 2.1 muestra los acontecimientos más importantes en la evolución del Sistema Eléctrico de Cabo Verde en términos de las inversiones en infraestructuras.

Tabla 2.1 - Evolución histórica del Sistema Eléctrico de Cabo Verde.

Año	Acontecimiento
1975	Creación de la DNIERN.
1976	Construcción de la 1ª Central Eléctrica en Praia y Mindelo.
1978	Creación de las empresas estatales regionales: Electricidad y Aguas de Mindelo, Central Eléctrica de Praia y Electricidad y Agua de Sal.
1982	Creación de la Empresa Pública de Electricidad y Agua, Electra EP.
1998	Privatización de la empresa Electra, pasa a ser Electra SARL.
2002	Construcción de la Nueva Central de Palmarejo con 11,2 MW de potencia.
2007	Adquisición de más 14,6 MW para la Central da Palmarejo.
2008	Reestructuración y ampliación de la línea de MT de la isla de Santiago y creación de la línea de transporte en AT a 60 kV, entre varias subestaciones de la isla.
2011	Adquisición de más 22 MW para la Central de Palmarejo.
2013	Reestructuración de la empresa Electra, se divide en Electra SARL Electra Sul y Electra Norte. Creación de la Central Única de Santiago, uniendo las centrales de Palmarejo y de Calheta, con línea de 50 km en AT.
2015	Creación de la Central Única de Santo Antonio.

2.2.2 - Recursos y generación

Los costes de generación de electricidad en sistemas insulares son generalmente más altos que en regiones continentales, principalmente a causa de los costes asociados al transporte de la energía primaria convencional. Por otro lado, las islas suelen disponer de un significativo potencial de energía renovable en términos de viento, radiación solar y energía mareomotriz, variando la abundancia de estos recursos en función de la ubicación de las islas [17]. Cabo Verde se encuentra dentro de este contexto, ya que es un archipiélago que carece de recursos energéticos convencionales, pero con excelentes condiciones climáticas que le permiten generar energía eléctrica a partir del viento y de la radiación solar. No obstante, actualmente la generación de electricidad principalmente proviene de las importaciones de productos derivados del petróleo, lo que da lugar a la necesidad de destinar elevados recursos financieros para su adquisición, consumiéndose un elevado

porcentaje de los escasos recursos del país [18, 19]. La electricidad consumida en cada isla se genera localmente, principalmente utilizando diésel o fuel. El fuel se utiliza en las principales centrales en las islas de São Vicente, Sal y Santiago (Praia), mientras las plantas más pequeñas utilizan diésel. La adquisición de combustibles derivados del petróleo está a cargo de dos empresas privadas: Enacol y Vivo Energy. En 2013 Enacol tuvo una participación en el mercado interno de más del 65%. El mercado de combustibles ascendió a poco más de 80% del total de la oferta de energía primaria interna en 2013 (84,9% en 2010), equivalente a 161.610 toneladas de combustible consumido, de las cuales el 42,8% se destinaron a la generación de electricidad [20]. La única fuente de energía primaria endógena consumida en Cabo Verde durante muchos años fue la biomasa (leña). Con la construcción de dos parques eólicos y dos parques solares, las fuentes de energía renovable pasaron a ser estadísticamente visibles en la oferta total de energía en Cabo Verde.

A causa de su ubicación geográfica, situado en pleno Atlántico entre las latitudes 140 23' y 170 12' norte, y longitud 220 40' y 250 22' Oeste, Cabo Verde es parte del grupo de países del Sahel y por ello presenta un clima árido y semi-árido, cálido y seco, con escasez de precipitaciones, una temperatura promedio de 25°C y una pequeña amplitud térmica [21], lo que le confiere un alto potencial para el aprovechamiento de la energía eólica y solar. Los residuos sólidos urbanos también pueden ser una fuente de energía competitiva, principalmente en Santiago y São Vicente, mientras que las olas y la energía geotérmica presentan una alta incertidumbre, asociada con la tecnología y los recursos, respectivamente [22].

Con el propósito de definir las Zonas de Desarrollo de Energías Renovables, en 2007, el Riso National Laboratory elaboró un estudio que muestra que el archipiélago presenta recursos excepcionales, con áreas con vientos medios de 8 m/s. Con el mismo propósito, el estudio de recursos solares muestra que, en términos de media anual, una gran parte del territorio presenta una radiación global entre 1800 y 2000 kWh/m²/año para la inclinación y exposición natural del terreno, y más de la mitad del territorio tiene un potencial de más de 3750 horas de sol al año. También se identificaron otros recursos como los de centrales de bombeo, de residuos sólidos urbanos, recursos geotérmicos y recursos marítimos, pero debido a su escasez o complejidad, por ahora son sólo proyectos futuros o son poco relevantes en el sistema energético nacional [23].

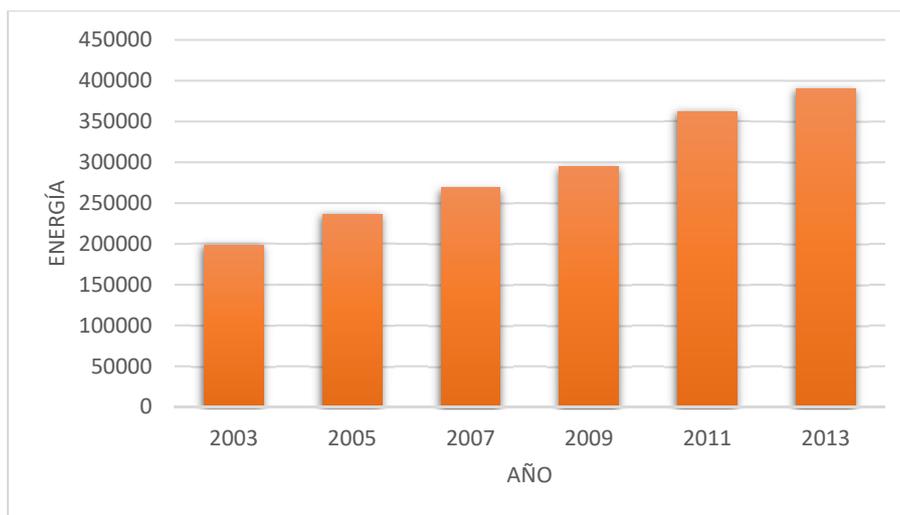


Figura 1.2- Generación de electricidad entre 2003 y 2013.

En la actualidad, la generación de energía eléctrica nacional se lleva a cabo mediante centrales térmicas de diésel, plantas fotovoltaicas y parques eólicos repartidos en nueve islas, lo que permitió generar cerca de 364.978 MWh en 2013, casi el doble que en 2003 (Figura 1.2), correspondiendo la mitad a la isla de Santiago. Con esta energía se suministró electricidad a 141.000 clientes, lo que supone un promedio de 716 kWh por consumidor. La energía proveniente del petróleo es la mayoritaria, con un 75%, y el resto está garantizada por la producción a través de Energías Renovables [10, 24]. Esta situación colocó en 2014 a Cabo Verde entre los 10 países de África y de Oriente Medio con mayor potencia eólica instalada, con 24MW, en una lista encabezada por Marruecos, Egipto y Sudáfrica, con 787 MW, 610 MW y 570 MW, respectivamente [25]. Debido a las nuevas políticas para fomentar la generación a partir de fuentes renovables, la tendencia es una reducción gradual de las importaciones de combustibles convencionales. Entre 2003 y 2013 hubo una disminución en el consumo de diésel y fuel para la producción de electricidad en un 33% y 6%, respectivamente [10]. Toda la generación del Sistema Eléctrico Nacional es controlada por la empresa pública Electra SA, que coordina los sistemas aislados de energía en nueve islas, y que tiene como base de generación centrales térmicas de diésel y fuel, explota dos parques solares fotovoltaicos en las islas de Santiago y Sal, y controla 5 parques eólicos, 4 de ellos a través de una asociación público-privada con la empresa Cabeólica, responsable de los parques de Santiago, Sao Vicente, Sal y Boa Vista [15]. La distribución se realiza principalmente en media y baja tensión, ya que gran parte de la red de baja tensión

es aérea; sólo dos islas tienen red de alta tensión, la isla de Santiago y Santo Antao, utilizadas en la interconexión de las centrales, constituyendo la llamada central única.

2.2.3. - Políticas y estrategias

Las políticas del sector eléctrico, según algunos especialistas, deberían plantearse a largo plazo, garantizando así el acceso universal de la población a energía de calidad, y favoreciendo un mercado competitivo, dinámico y diversificado. Los objetivos de política energética del país deben garantizar las necesidades energéticas de la población, proporcionando energía de calidad y en cantidad suficiente, con un coste que contribuya a mejorar el bienestar y la calidad de vida, contribuyendo a la competitividad de la economía sin crear desequilibrios macroeconómicos o ambientales, y reduciendo la dependencia externa [26]. Las políticas y estrategias aplicadas al sector energético en Cabo Verde no han sido las adecuadas en algunos casos, o se han aplicado con años de retraso. De los principales objetivos establecidos para el sector eléctrico nacional desde 1975, pocos se han alcanzado en el plazo establecido, por lo que no ha sido posible satisfacer el 15% de tasa de crecimiento de la demanda energética del país. La generación ha estado tan desfasada respecto de la demanda que durante mucho tiempo la sensación transmitida a los consumidores ha sido que el sistema eléctrico nacional nunca estaría 100% operativo para poder suministrar energía siempre que lo necesitasen [14, 16].

Ante esta situación, en 2006 Cabo Verde asumió el compromiso de tener un país con un 50% de Energías Renovables en 2020, lo que llevó a que en 2012 ya se hubiesen construido dos plantas de energía solar fotovoltaica y cuatro parques eólicos. Otro hito importante fue la instalación de la Secretaría del Centro de Energía Renovables y Eficiencia Energética de la CEDEAO (ECREEE), en la ciudad de Praia en 2011. El Centro tenía como objetivo contribuir al desarrollo económico, social y ambiental sostenible de África Occidental a través de la mejora en el acceso a servicios energéticos modernos, fiables y asequibles, aumentando la seguridad energética y reduciendo las externalidades ambientales negativas de los sistemas energéticos [27]. También en 2011 se presentó un estudio realizado por la consultora Gesto Energy, que llevó a la creación de la Estrategia y Plan de Acción para las Energías Renovables. En enero de ese año se publicó el Decreto Ley 1/2011 que estableció un régimen de licencias y ejercicio de actividades específicas y adaptadas a las energías renovables. Al año siguiente, a través de la Resolución 7/2012, se creó el Plan Estratégico

Sectorial de Energías Renovables (PESER) y las Zonas de Desarrollo de Energías Renovables (ZDER) [22, 28]. Desde 2013 Cabo Verde tiene la intención de poder suministrar el 100% de la energía eléctrica mediante el uso de fuentes renovables para el año 2020, en lugar del 50% anteriormente indicado, basándose la nueva propuesta en los siguientes supuestos:

- Los costes de importación de fuel continuarán siendo elevados y no están garantizados (pese al actual bajo precio internacional del crudo).
- 100% renovable implica una ingeniería más inteligente y debería ser una oportunidad para re-educar y comprometer a toda la sociedad civil.
- Se generará una gran cantidad de excedentes de energía que alimentarán a nuevos consumidores, por lo que crecerá la inversión en Cabo Verde.

El estudio indica que para aprovechar el enorme potencial de las energías renovables en Cabo Verde es necesaria una elevada inversión, de al menos mil millones de euros para la instalación de centrales de energías renovables (eólica, solar y biomasa), y una gran capacidad de almacenamiento. El coste promedio de la energía generada podría caer hasta 0,10 ó 0,13 €/kWh, que en comparación con los precios actuales (alrededor de € 0,19 €/kWh para fuel y 0,30 €/kWh para diésel) significa que los costes de generación podrían reducirse a la mitad, utilizando energía eólica y solar, y transformando los residuos orgánicos domésticos en biogás y fertilizantes, obteniendo así una significativa reducción de costes [29].

Para lograr este ambicioso proyecto, el gobierno de Cabo Verde, elaboró tres grandes planes: el Plan Nacional de Acción para las Energías Renovables (PNAER); el Plan Nacional de Acción para la Eficiencia Energética (PNAEE); y la Agenda de Acción para la Energía Sostenible Para Todos (AASE4ALL). Estos planes de acción tienen como meta no sólo crear las condiciones para la ejecución del proyecto CV 100% renovable, sino también alcanzar las metas y estrategias del ECREEE y de la ONU a través de la ECOWAS Renewable Energy Policy (EREP) y de Sustainable Energy For All (SE4ALL), respectivamente. Estas políticas internacionales definen que, para resolver el problema energético, la apuesta del gobierno debería centrarse en la producción de energía basada en Energías Renovables. Además, debe existir una política integrada de energías renovables para los 15 estados miembros de la CEDEAO, considerando que el estado actual de los sistemas eléctricos ha dificultado el desarrollo social, económico e industrial de la región.

La escasez de electricidad en las zonas urbanas, la falta de acceso a servicios energéticos modernos, fiables y asequibles, en las zonas rurales, están entrelazados con problemas de nivel social, económico, ambiental y político [30]. De acuerdo con las políticas SE4ALL, hasta el año 2030 los gobiernos, el sector privado y la sociedad civil deberán trabajar juntos para lograr tres objetivos:

1. Garantizar el acceso universal a servicios energéticos modernos.
2. Duplicar la tasa global de mejoras de eficiencia energética.
3. Duplicar la cuota de energías renovables en la matriz energética global.

Estos objetivos deben ser catalizadores para el desarrollo de actividades que sean el motor para el desarrollo e instrumento para combatir la pobreza [31].

2.3. Visión general de las Smart Grids

2.3.1. Definición

Smart Grid es una red eléctrica que puede integrar de forma inteligente y simultánea las acciones de todos los usuarios conectados a la misma, desde los generadores a los consumidores y usuarios, con el fin de proporcionar energía eléctrica de manera eficiente, económica, segura y sostenible [32]. Generalmente, se refiere a un conjunto de tecnologías aplicadas a los sistemas de distribución de electricidad, y que ponen a disposición de los consumidores un servicio moderno, lo que posibilita una comunicación bidireccional utilizando procesos informáticos y tecnologías de la comunicación. Es decir, consiste en un conjunto de controladores, ordenadores, equipos de automatización y nuevas tecnologías que trabajan en conjunto, de forma similar a Internet, pero aplicado a la red eléctrica, con el objetivo de dar una respuesta más rápida y eficaz a los crecientes desafíos del sector eléctrico [33, 34]. La Unión Europea, a través de la Plataforma Europea para las Redes Eléctricas del Futuro (ETP), define las Smart Grids como redes eléctricas que integran servicios y productos innovadores mediante tecnologías inteligentes de monitorización, control y comunicación, y que tiene como objetivos [35]:

- Facilitar la conexión y operación de generadores de todos los tamaños y tecnologías.
- Ayudar a los consumidores a optimizar el funcionamiento del sistema.

- Suministrar a los consumidores más información y opciones para la elección de un proveedor de energía.
- Reducir significativamente el impacto medioambiental de todo el sistema de suministro de energía eléctrica.
- Mantener o mejorar la seguridad, la calidad y la fiabilidad del sistema de suministro
- Mantener o mejorar la eficiencia de los servicios existentes.
- Fomentar el desarrollo de un mercado europeo integrado.

Las Smart Grids también pueden ayudar a mejorar la integración de las energías renovables, combinando información sobre la demanda de energía con las previsiones del tiempo para ayudar a los operadores de red a planificar adecuadamente la generación cuando la irradiación y/o el viento sean escasos. Las Smart Grids también permiten a los consumidores producir su propia energía y vender el excedente generado [36].

2.3.2. Operación y tecnologías

El funcionamiento de las Smart Grids incluye el uso de software, hardware y tecnologías que ayudan a las compañías eléctricas a identificar y a corregir instantáneamente los desequilibrios entre la generación y la demanda, corrigiendo dicho desequilibrio con el fin de mejorar la calidad del servicio, aumentar la fiabilidad y reducir los costes [37]. Existen varias formas de representar el esquema de funcionamiento de las Smart Grids. El National Institute for Standards and Technology (NIST) y el Smart Grid Interoperability Panel (SGIP), crearon un modelo que puede ayudar a la organización y planificación de las diferentes interconexiones de una red Smart Grid, y que describe los siete dominios principales que la constituyen: generación, transporte, distribución, cliente, mercado, operadores y proveedores de servicios. Este modelo se representa en la Figura 2.1, y muestra que hay motivos para la discusión sobre las características, comportamientos, usos, interfaces, requisitos y conceptos de una red inteligente [38].

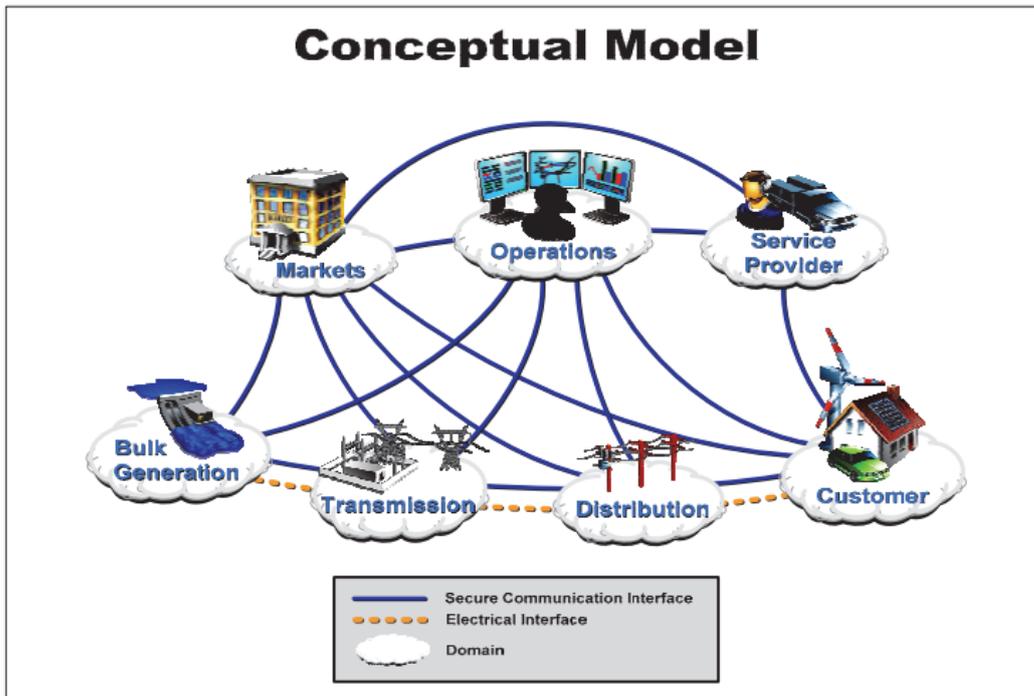
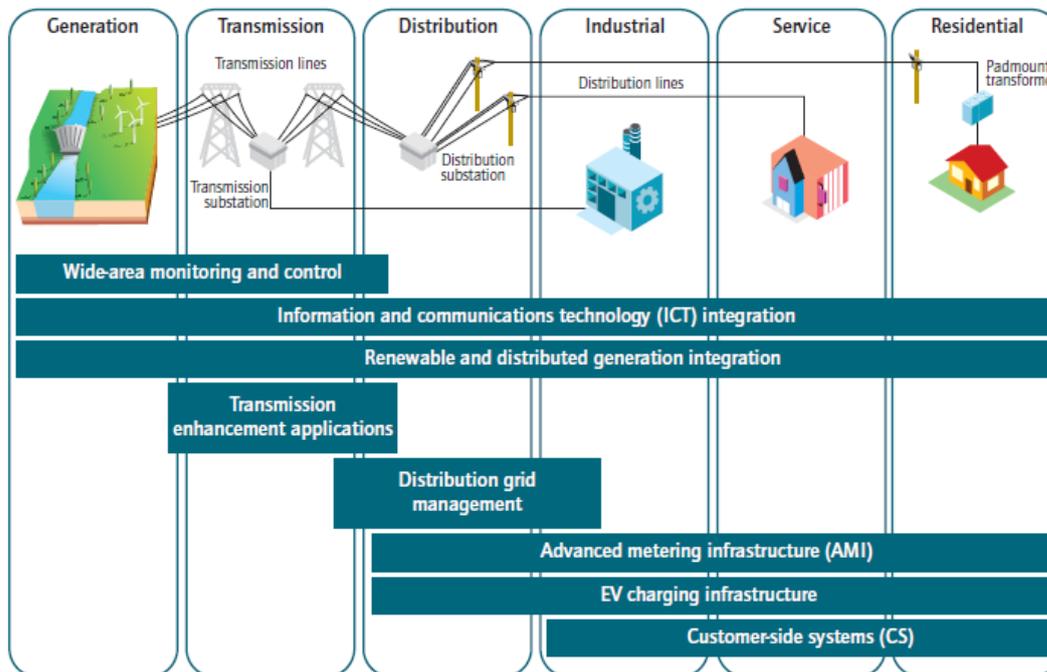


Figura 2.1 - Modelo conceptual de Smart Grids según el NIST.



Source: Technology categories and descriptions adapted from NETL, 2010 and NIST, 2010.

Figura 2.2- Tecnologías Smart Grids por subsector del SE.

Las distintas áreas de la tecnología Smart Grid abarcan todo el sistema eléctrico, desde la generación hasta los diferentes tipos de consumidores. Varias de estas tecnologías ya se consideran maduras, tanto en su desarrollo como en términos de su aplicación, mientras

que otras requieren todavía un mayor desarrollo. Un sistema eléctrico totalmente optimizado debería tener tecnologías en todos los ámbitos. Como se muestra en la Figura 2.2, estas tecnologías permiten la monitorización y control, posibilitan la integración de tecnologías de información y comunicación, facilitan la integración de generación dispersa, simplifican la gestión de las redes de transporte y distribución, permiten la integración de contadores inteligentes, y proporcionan la integración de vehículos inteligentes, posibilitando tener un sistema de gestión para todos los clientes industriales y residenciales [39].

Las tecnologías de comunicación juegan un papel clave en el funcionamiento de las Smart Grids, ya que es necesario gestionar una enorme cantidad de datos de diferentes tecnologías y aplicaciones, monitorizarlos y analizarlos en detalle, con el fin de enviar una respuesta en tiempo real [40]. El gran reto para las empresas de energía es el de definir los requisitos de comunicación y determinar cuál es la mejor tecnología de comunicaciones para gestionar los datos y dar respuesta asegurando un servicio seguro, de bajo coste y fiable para todo el sistema. Existen varias tecnologías de comunicación que permiten la conexión entre medidores inteligentes y el centro de control [39, 40]. En el capítulo 5 se describen las más importantes.

2.3.3. Proyectos e iniciativas mundiales

El concepto de Smart Grid ha sido objeto de varias actualizaciones a medida que se ha ido implementado en función de las necesidades reales de cada región, pero a pesar de las diversas definiciones que se le dan, en casi todos los casos existen los mismos requisitos y recomendaciones comunes [41]:

- Integración de las fuentes de energía y almacenamiento de la generación distribuida.
- Uso de sistemas inteligentes y tecnologías de la información y la comunicación (TIC).
- Sistemas eléctricos eficientes y sostenibles.
- Mejora de las estructuras actuales hacia un sistema completamente nuevo.
- Tener el funcionamiento de las tecnologías de redes descentralizadas.
- Integrar a los consumidores-productores.
- Uso inteligente de los equipos.
- Utilizar las mejores funcionalidades de las TIC en los sistemas de gestión y distribución de energía, etc.

Existen muchas razones para la implementación de las Smart Grids. A continuación, se enumeran algunas de las razones que llevaron a la evolución de las tecnologías Smart Grids [42]:

1. El envejecimiento y la falta de inversión en infraestructuras.
2. Aumento de la demanda mundial causando una enorme sobrecarga en el sistema eléctrico y sus componentes.
3. Los grupos de interés público han puesto gran presión sobre los políticos para reducir las emisiones de CO₂ a través del uso de las energías renovables y la regulación de la eficiencia energética.
4. Aumentar la distancia entre los lugares de producción y los centros de consumo.
5. El incremento constante en plantas de producción en paralelo con una gran cantidad de pequeñas producciones descentralizadas.
6. Disponibilidad de recursos renovables de forma intermitente y fluctuante. Esta intermitencia debe ser gestionada con almacenamiento y con más inteligencia en la red.
7. Nuevas formas de consumo, como las conexiones inteligentes para vehículos eléctricos, casas inteligentes y edificios inteligentes.
8. Aumento de la presión de costes y de regulación.
9. Aumento de compañías eléctricas y del comercio de la energía.
10. Necesidad de transparencia en el consumo y en el precio para el consumidor.
11. La presión para una regulación para obtener un precio más bajo y competitivo.
12. La necesidad de garantizar el suministro.
13. Los proveedores de energía precisan adoptar tecnologías de la información y la comunicación para hacer frente a los nuevos escenarios y desafíos operacionales, manteniendo la rentabilidad y la capacidad de invertir en infraestructura.
14. La eficiencia y confianza en la distribución y transporte de energía eléctrica es esencial para mantener las economías y las sociedades en funcionamiento.
15. La sostenibilidad.

Los objetivos de la aplicación de tecnologías Smart Grid en todo el mundo son variadas, pero en general los países invierten en estas tecnologías para reducir las emisiones de CO₂, para mejorar la eficacia de la red, como un compromiso con la mejora de los servicios y para la búsqueda de un mercado tecnológico emergente [3]. La diferencia entre unos casos y otros puede estar en el enfoque y en los medios tecnológicos, que pueden variar según el

país o región. Por ejemplo, en Europa el medidor inteligente y otras iniciativas relacionadas con las Smart Grids son impulsadas en gran medida por políticas cuyo fin es alcanzar objetivos medioambientales. La Unión Europea determinó que en 2020 los países miembros tendrían que reducir su tasa de emisiones de CO₂ al 20% respecto de los niveles de 1990. En Estados Unidos los principales factores para el desarrollo de Smart Grids son económicos, para la creación de empleo, para mejorar la calidad de los servicios públicos, y como una forma de agregar valor y aumentar la eficiencia del sistema. Para las tecnologías de comunicación asociadas a las Smart Grids, los EE.UU. prefieren tecnologías basadas en comunicación Wireless Mesh, principalmente por la flexibilidad de la regulación sobre el uso de las comunicaciones wireless, mientras que en Europa se prefiere la tecnología Power Line Carrier (PLC), que es un sistema de comunicación que utiliza las líneas eléctricas existentes para enviar y recibir información [43].

Australia entiende su apuesta por estas tecnologías como una garantía para el futuro del sector, ya que tienen el potencial de mejorar la calidad de vida, la economía y el medio ambiente de los australianos. Pretenden crear un sistema eléctrico basado en principios técnicos y operativos, pero que también respete los principios medioambientales, y que permita un nuevo mercado que revolucione la forma en que la electricidad se genera, distribuye y consume [44]. China está promoviendo el desarrollo de las Smart Grids debido al elevado incremento de la demanda y la necesidad de integrar las fuentes de energía renovables.

De acuerdo con el Secretario de Energía de la India, "La implementación de las SG es una necesidad, no un lujo". Debido a las elevadas pérdidas técnicas y comerciales, su sistema eléctrico es ineficiente, lo que ha llevado al país a apostar por los contadores inteligentes y por la flexibilidad de los sistemas de generación con el fin de mejorar la respuesta del sistema [45,46]. En el caso de Brasil, donde aproximadamente el 84% de la generación corresponde a centrales hidroeléctricas, por lo que no depende de los recursos fósiles, la motivación para la implementación de estas tecnologías se centra en la ineficiencia energética del sistema y en el alto porcentaje de pérdidas, por lo que como primera medida se aprobó el uso de medidores inteligentes con el fin de reducir las altas pérdidas y los robos de energía [47].

Un informe de la consultora Zpryme Research & Consulting, en enero de 2010, mostró el ranking de los diez países que más habían invertido hasta ese momento en tecnologías

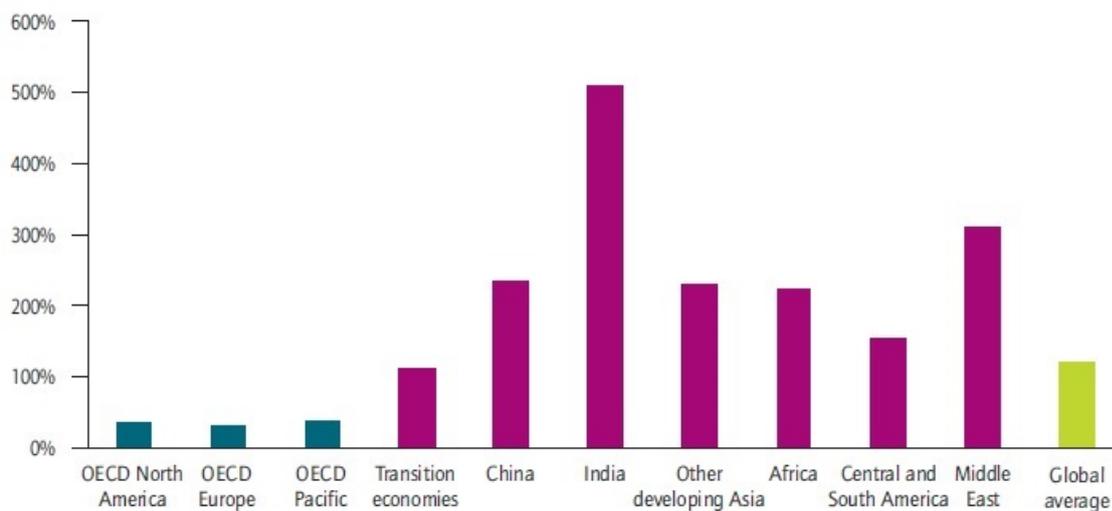
Smart Grid. China y los Estados Unidos figuran en las dos primeras posiciones, con más de siete mil millones de dólares de inversión cada uno de ellos (Tabla 2.2). Estas inversiones demuestran que los países desarrollados y los emergentes han apostado por estas tecnologías con el fin de mejorar sus redes eléctricas.

Tabla 2.2 - Los diez países que más invirtieron en Smart Grids en 2010. Fuente: Zpryme Research & Consulting, 2010.

Country	Invested (U.S. Million Dollars)
China	\$7,323
United States	\$7,092
Japan	\$849
South Korea	\$824
Spain	\$807
Germany	\$397
Australia	\$360
United Kingdom	\$290
France	\$265
Brazil	\$204

2.3.4 Smart Grid en África

Según la Agencia Internacional de Energía (IEA) el consumo de electricidad seguirá aumentando los próximos años. Se prevé un aumento de más del 150% en 2050 respecto de 2010 (Figura 2.3). Se recomienda que las economías emergentes usen las Smart Grids para satisfacer eficientemente la creciente demanda de electricidad. Recientemente África ha comenzado a dar los primeros pasos hacia la implantación de estas tecnologías, llevando un importante retraso en comparación con EE.UU., Europa o China [39].



Source: IEA, 2010.

Figura 2.3- Previsión de crecimiento del consumo de electricidad: 2007 – 2050.

África posee un enorme potencial en términos de recursos fotovoltaicos, geotérmicos, eólicos e hídricos. La región del África subsahariana posee casi el 30% de los yacimientos de petróleo y de gas descubiertos en los últimos cinco años, lo que ha despertado el interés de grandes compañías como Siemens, Schneider, General Electric o Alstom, entre otras. Sin embargo, el mayor problema energético del continente es el de la disponibilidad de electricidad, principalmente en las zonas rurales. Algunos países africanos ven las Smart Grids, asociadas a sus recursos naturales, como una forma de resolver o atenuar sus problemas de energía. Es el caso de Ghana, Ruanda, Angola, Tunez, Nigeria, Egipto y Sudáfrica, ya han planteado posibles proyectos que permitan disponer de una red eléctrica más justa e inteligente [48].

Ghana ha hecho frente a varios problemas relacionados con el envejecimiento y la sobrecarga de sus redes eléctricas. La demanda ha crecido durante los últimos años un 3,2%, pero las inversiones no han aumentado en ese porcentaje. Esta situación ha dado lugar a pérdidas superiores al 30%, falta de fiabilidad y calidad de la energía, y cuellos de botella en la distribución y transporte. Por todo esto se ha comenzado a valorar el uso de tecnologías Smart Grids como una posible solución a los problemas energéticos que tiene el país [49].

Nigeria posee abundantes recursos fósiles (petróleo y gas), así como recursos renovables. Sin embargo, más de la mitad de la población no tiene acceso a la electricidad. La causa principal de esta falta de suministro es la escasez de centrales eléctricas, su ineficiencia, y la no explotación de las fuentes de energías renovables. Además, el deterioro físico de las líneas de transporte, el robo de electricidad y la existencia de contadores de energía obsoletos [50], son otras de las causas que provocan la situación actual. Con la adopción de las tecnologías Smart Grid Nigeria sería capaz de aprovechar sus fuentes de energía renovable, como la eólica, solar, biomasa e hidráulica; en primer lugar, para satisfacer sus necesidades inmediatas de electricidad, y posteriormente para alcanzar un desarrollo sostenible, próspero y con fuentes de energía limpias [51].

Algunos países africanos ya están estudiando y analizando la posibilidad de implementar estas tecnologías, incluso han comenzado a realizar algunas inversiones, como en Sudáfrica y Egipto, donde se han organizado mediante plataformas adecuadas.

El South Africa National Energy Development Institute (SANEDI), tuvo la iniciativa de crear la South African Smart Grid Initiative (SASGI), cuyo objetivo es promover un mercado especializado y desarrollar una visión estratégica de estas tecnologías, mediante

una plataforma para el intercambio de conocimientos [52]. La implementación de Smart Grids en Sudáfrica tiene como objetivos [53]:

- La reducción sostenible en un 20% de la demanda máxima de electricidad, teniendo como referencia el año 2012.
- Tener un 100% de disponibilidad de la red para suministrar energía a todas las cargas críticas a nivel nacional.
- Alcanzar una mejora del 40% en todo el sistema nacional mediante la reducción de las pérdidas técnicas y no técnicas.
- Llegar a 8 GW de potencia instalada de energías renovables.
- Aumentar la tasa de satisfacción de los clientes hasta un 80% gracias a la mejora de la calidad del servicio y de la confianza del consumidor.

Egipto es un país con excelentes condiciones de viento e irradiación, pero debido al rápido aumento de la demanda y al envejecimiento de sus redes eléctricas, como consecuencia de la escasa inversión en infraestructuras, el sistema eléctrico es ineficiente. En este caso, la apuesta por las Smart Grids permitiría gestionar e integrar las centrales fotovoltaicas, eólicas e hidroeléctricas, reducir el impacto ambiental, y facilitar la gestión de la red y su planificación mediante la integración de contadores inteligentes [54]. En cuanto a la financiación necesaria, algunas grandes multinacionales ya están invirtiendo en el sector eléctrico de Egipto, como IBM y Siemens. En el caso de Siemens, ha mostrado interés en la implantación de Smart Grids en Egipto, ya que así se obtendría un sistema eléctrico más estable y fiable, contribuyendo a la reducción de las interrupciones de suministro, y permitiendo monitorizar continuamente la red nacional [55].

África ofrece la oportunidad de explorar no sólo las tecnologías para la producción de energías renovables, sino también la oportunidad de aplicar nuevas estrategias y tecnologías adaptadas a las características y necesidades específicas de la región. El continente ha dado muestras de su capacidad de innovación en el ámbito de la informática y las comunicaciones, como es el caso de movil money. África tiene el potencial de convertirse en una de las regiones más fértiles en innovación de Smart Grid. Necesita de una red eléctrica que sea inteligente, pero que también sea equitativa. De esta forma, las tecnologías Smart Grids pueden contribuir a facilitar el acceso a la energía eléctrica a toda la población. El África subsahariana requiere de un sistema eléctrico que además de ser inteligente sea socialmente justo con el fin de garantizar el acceso a servicios energéticos modernos, sin marginar a quienes dispongan de pocos recursos económicos, ya que dos

tercios de su población no tiene acceso a la energía eléctrica. Las tecnologías avanzadas de las Smart Grids deben ayudar a los países del África subsahariana a superar las limitaciones del sistema eléctrico tradicional, posibilitando el aprovechamiento del enorme potencial en energía solar e hidroeléctrica, que representan el 45% de la generación eléctrica en toda África [56-58].

2.4. Beneficios de las Smart Grid para el archipiélago de Cabo Verde

El sistema eléctrico del archipiélago de Cabo Verde ha pasado por varias transformaciones y se han realizado abundantes inversiones. No obstante, estos cambios no han dado el resultado deseado porque la base de la matriz energética sigue siendo dependiente de los combustibles fósiles, por las dificultades inherentes a su condición de insularidad, y por la mala gestión del sistema eléctrico. Muchos de los problemas detectados se han mantenido y empeorado con el tiempo, problemas que ya han sido indicados anteriormente, y que básicamente son:

- Frecuentes cortes de energía por apagones o falta de potencia.
- Elevado porcentaje de pérdidas técnicas en los diferentes niveles del sistema y de pérdidas comerciales por robo de energía.
- La falta de calidad en el suministro de energía eléctrica.
- La falta de acciones claras en la promoción del uso de energías renovables.
- La falta de interconexión de los distintos sistemas eléctricos.
- Reglamentaciones deficitarias.
- La falta de competitividad.
- Quiebra de la confianza en el sector.

Estudiando estos problemas y las posibles soluciones que ofrecen las tecnologías Smart Grid, se pueden determinar los beneficios que para Cabo Verde supondría la aplicación de estas tecnologías. La reestructuración de la red eléctrica del país permitiría contar con un sistema eléctrico más moderno y sostenible, con beneficios para todos los agentes interesados en el sector, desde los consumidores hasta las compañías eléctricas, pasando por el gobierno y las entidades reguladoras. Por estas razones, la transición hacia un sistema eléctrico moderno y sostenible parece inevitable, siendo necesario que los beneficios se basen en principios básicos que aseguren la sostenibilidad, tales como: la fiabilidad, la eficiencia, la economía, el respeto al medio ambiente, y la garantía y seguridad [30], pero

también deben reflejar a todos los agentes que interactúan con el sistema, como las compañías eléctricas, los consumidores y la sociedad en su conjunto.

2.4.1. Fiabilidad

Para el sector eléctrico, fiabilidad significa tener energía eléctrica disponible siempre y cuando el consumidor la requiera, en cantidad y con calidad, y sin perjuicio para el proveedor. La implementación de las tecnologías Smart Grids ayudaría a mejorar la fiabilidad en el sector, reduciría la frecuencia y duración de los cortes de energía y los numerosos trastornos que se producen debido a la falta de calidad de la energía. Mediante una gestión inteligente de los recursos sería posible aumentar la disponibilidad de energía, lo que elevaría la fiabilidad tanto para las compañías eléctricas como para los consumidores de energía, incluyendo la industria y el turismo [59, 60].

2.4.2. Eficiencia

Ineficiencia es la palabra que caracteriza al sistema eléctrico de Cabo Verde, especialmente en lo que se refiere a las pérdidas y a la integración de la generación dispersa y renovable, con un impacto directo sobre las finanzas de las compañías y en el coste final de la electricidad para los consumidores. La evolución hacia una red eléctrica inteligente permitiría una mejor integración de la generación con recursos renovables, reduciendo la dependencia del petróleo y satisfaciendo la creciente demanda de los consumidores sin necesidad de nuevas infraestructuras, reduciéndose los costes de generación, distribución y consumo de electricidad, y se podría prever y corregir los trastornos del sistema, reduciéndose las pérdidas técnicas y los picos de demanda, siendo así posible actuar de forma preventiva en casos de interrupciones y equipos dañados [42, 59, 60].

2.4.3. Economía

A causa de la situación geográfica de Cabo Verde, y a que está formado por un conjunto de islas, el coste del transporte del combustible para la generación de electricidad es muy elevado, siendo muy costoso lograr un sistema eléctrico nacional integrado. La integración de micro-generadores con la red pública no ha sido viable, ya que no ha existido motivación para ello dado el elevado porcentaje de pérdidas comerciales por el robo de energía, que ha llegado a ser un tercio de la energía total generada. La implementación de Smart Grids

permitiría crear nuevas oportunidades y mercados. Así, la interconexión con el sistema facilitaría el uso de generación renovable para la producción de electricidad, permitiendo a los clientes generar electricidad para su consumo y vender los excedentes. Como consecuencia, se obtendría una reducción de los costes de la electricidad, una reducción significativa en el precio pagado por los consumidores, y creación de empleos [42, 59, 60].

2.4.4. Medio ambiente

Las tecnologías Smart Grids permitirían una ralentización del cambio climático y proporcionarían una nueva vía para reducir el impacto medioambiental, ya que el nivel de emisiones de CO₂ durante la generación, transporte y distribución de electricidad depende de la cantidad de recursos fósiles utilizados, así como de la tecnología utilizada en las diversas etapas [42]. La falta de supervisión por parte de las autoridades competentes, o la falta de una entidad autónoma para este fin, ha permitido que los generadores nacionales no tengan ningún control sobre el nivel de emisiones de sus plantas. La gestión automatizada que proporcionan las Smart Grids ayudaría a reducir este efecto, ya que sería posible intervenir cambiando los recursos y las fuentes de generación cuando fuese necesario. Teniendo en cuenta la necesidad de Cabo Verde de generar tanta energía renovable como sea posible, estas tecnologías serían de gran ayuda en esta gestión.

2.4.5. Seguridad

La cuestión de la seguridad en la red de electricidad de Cabo Verde no suele tenerse en cuenta, pero es de gran importancia. Se han producido accidentes mortales por electrocución, principalmente en situaciones en las que se intentaba robar electricidad. Los cortes de energía que se deben a cortocircuitos en las redes de distribución podrían evitarse mediante una adecuada gestión y monitorización. Además, la garantía de operación a menudo es cuestionada por la negligencia de las compañías eléctricas. Las Smart Grids garantizarían una mayor seguridad de la red mediante el uso de un sistema de sensores y tecnologías de comunicación e información inteligentes que estarían conectados a un centro avanzado de control de redes, donde una de sus principales características sería la monitorización continua del sistema eléctrico, siendo así posible detectar cualquier situación de deficiencia o inseguridad que podría poner en duda la fiabilidad de sus

operaciones, aumentando la robustez de la red, y minimizándose las consecuencias de posibles ataques o desastres naturales [59].

2.4.6. Los Stakeholders

La forma en que el sector eléctrico de Cabo Verde ha funcionado ha afectado a todos los stakeholders, ya que en todos los niveles de su funcionamiento ha habido problemas y considerables pérdidas financieras. Las principales quejas de los consumidores están relacionadas con la disponibilidad de energía, la calidad de esta y, sobre todo, el precio de la electricidad. Por otra parte, las compañías ven en las pérdidas técnicas y comerciales, y en el coste de la adquisición de combustibles derivados del petróleo, sus mayores limitaciones. A nivel de la sociedad en general, las quejas se han centrado en las políticas poco transparentes en relación al proyecto 100% renovables, en la falta de competencia en la comercialización de la electricidad, en la falta de gestión y en una regulación deficiente, en la falta de incentivos para la microgeneración, en la existencia de una tarifa única, y en la mala calidad del servicio prestado por Electra, tanto en términos de la disponibilidad de energía como en el servicio postventa. Todas las partes interesadas en el sector tendrían mucho que ganar con la implementación de las Smart Grids. Los consumidores podrían comunicarse en tiempo real con los proveedores de energía, permitiéndoles elegir de acuerdo a sus preferencias individuales, en base a los precios o a las preocupaciones medioambientales [42]. Tendrían la capacidad de gestionar su consumo mediante equipos inteligentes de medición y control, así como darles la oportunidad de participar a pequeña escala en la generación de electricidad a través de micro-producción. La posibilidad de reducir los cortes y apagones traería confianza a los consumidores, lo que en última instancia se traduciría en una mejora de la reputación de la compañía eléctrica. Una mejora en la gestión de los recursos y de la seguridad proporcionadas por estas tecnologías sería de ayuda para reducir el coste de la energía eléctrica [61]. Los consumidores caboverdianos también podrían beneficiarse de la reducción de las pérdidas en los negocios, al disponer de un servicio más fiable, reduciendo los costes de transporte mediante el uso de vehículos eléctricos, y logrando una significativa disminución en el coste de su factura de electricidad [60]. Las compañías eléctricas caboverdianas ganarían reconocimiento, principalmente por la reducción de pérdidas técnicas y comerciales, se mejoraría el sistema de medición y facturación que pasaría a ser más preciso y automatizado, se mejoraría la gestión de las

interrupciones, se optimizaría el mantenimiento y el proceso de planificación, lo que a su vez ayudaría en la gestión de la integración de las energías renovables [60].

2.5. Desafíos para la implementación de las Smart Grids

En la sección anterior se han indicado los beneficios de las Smart Grids para Cabo Verde, pero estas tecnologías no se implementan fácilmente, especialmente en un país con la situación económica de Cabo Verde. Por ello es crucial identificar los principales desafíos, siendo así posible estudiar las posibles soluciones, que deberán ser contextualizadas teniendo en cuenta las perspectivas sociales, y las normativas técnicas y financieras [62, 36]. Las principales dificultades para la implementación de esta tecnología a nivel mundial, y que también se aplica a Cabo Verde, están vinculadas a los siguientes aspectos: seguridad y privacidad, leyes y reglamentos, recursos humanos, costes financieros, y gestión y seguimiento [62].

2.5.1. Seguridad y privacidad

Siendo Cabo Verde un país tranquilo, con una democracia consolidada, y donde reina el respeto por la dignidad humana, la única amenaza podría venir de un ataque del exterior. Internamente, y en relación con el sector eléctrico, la mayor preocupación tiene que ver con el robo de electricidad, que además de los costes que supone para las compañías eléctricas, provoca víctimas por electrocución, por lo que este sería uno de los principales retos a superar en la implementación de las Smart Grids a nivel de seguridad. Por otro lado, la privacidad es la primera preocupación que surge cuando se transmite información. Esta preocupación se centra en la ciber-inseguridad y el posible uso indebido de datos privados. En Cabo Verde no existen informes de daños causados por ataques informáticos, pero se han producido pequeños incidentes, como el acceso no autorizado a cuentas bancarias. Cabo Verde ha apostado por las Tecnologías de la Información y Comunicación (TIC). Según el informe de 2015 de la Unión Internacional de Telecomunicaciones (UIT), Cabo Verde ocupa la cuarta posición en el campo de las TIC en África, y es líder en el África Occidental [63]. En este ámbito de actuación, se implementó, con éxito, el sistema de gobierno electrónico, y a través de la política de Cluster TIC se construyó un parque tecnológico que alberga un Data Center de alto nivel con equipos de procesamiento y de almacenamiento de datos del estado, empresas, bancos y otras entidades nacionales e

internacionales. Es uno de los objetivos del país constituirse en una plataforma de servicios internacionales en el ámbito de las TIC. Estas tecnologías podrían aplicarse para gestionar el sistema eléctrico, recopilando datos de los consumidores y optimizando el sistema, pero también podría tener un efecto perverso sobre el mismo. Por lo tanto, para la integración de las Smart Grids es esencial garantizar el compromiso de los proveedores de estos servicios [62].

2.5.2. Impacto en la sociedad

El aumento en la capacidad operacional proporcionada por las Smart Grids requeriría de cambios en los procesos operativos internos de las compañías eléctricas, y especialmente en las relaciones con los clientes [62]. En las implementaciones de esta tecnología a menudo se pasa por alto un componente crítico, que es el conocimiento del consumidor, especialmente en temas tales como la micro generación, vehículos híbridos, medidores inteligentes, y en los dispositivos y edificios inteligentes [64]. En Cabo Verde, a pesar de poseer una tasa de alfabetización elevada, y de que el uso de las nuevas tecnologías es algo habitual, se tendría que invertir en la reeducación de los consumidores en relación con el nuevo sistema basado en Smart Grids. Pero además de los consumidores, todos los stakeholders deben ser debidamente informados sobre los beneficios de estas tecnologías. Clientes, reguladores e inversores tienen que entender y estar convencidos de los beneficios que se pueden obtener. Las compañías eléctricas deben estar listas para los significativos y tal vez radicales cambios que se producirán. El Gobierno tendría que realizar campañas de concienciación para informar sobre la importancia y las oportunidades de estas tecnologías. Las instituciones académicas podrían ayudar a través de conferencias, talleres y seminarios [61].

2.5.3. Políticas y regulación

La regulación del sector energético en Cabo Verde es un tema problemático, ya que en la mayoría de los casos existen leyes que regulan el funcionamiento del sector, pero no se aplican. La Agencia Reguladora de Actividades Económicas (ARE) actúa sólo para fijar los precios del combustible y de la electricidad, ya que los derechos de los consumidores son responsabilidad de las autoridades locales y del Gobierno [64], por lo que es necesario que exista una buena relación entre estas entidades. Los costes y beneficios de las

tecnologías Smart Grid no pueden evaluarse fácilmente con los marcos legales y regulatorios existentes. Estos asuntos deben ser abordados antes de que las implementaciones de proyectos puedan continuar [62]. Se necesitarían nuevas leyes para facilitar la inversión en estas tecnologías, relacionadas con el precio de la tierra, las tasas aduaneras, los impuestos y licencias. Cabo Verde podría adaptar a sus propias características nacionales las mejores políticas y leyes de países que ya implementaron estas tecnologías.

2.5.4. Recursos humanos

Al tratarse de una tecnología relativamente nueva que conlleva la integración de múltiples dispositivos, nuevas tecnologías de la comunicación y transmisión de elevadas cantidades de datos a través de la red tradicional, es habitual que el personal existente no esté familiarizado con el despliegue y uso de los nuevos equipos, por lo que es preciso formar al equipo humano, siendo necesario aplicar soluciones temporales para satisfacer adecuadamente los nuevos requisitos mientras se entrena al personal que deberá hacer que funcione la Smart Grid a todos los niveles [62].

La clave para el desarrollo de Cabo Verde ha sido la apuesta por el capital humano. Desde su independencia, en 1975, el país apostó por la educación como medio para eludir sus carencias en términos de recursos naturales, siendo la buena situación actual resultado de esa política. Para disponer de mano de obra cualificada es necesaria una formación especializada, y Cabo Verde aún no ha desarrollado las competencias necesarias a nivel de educación, ya que las instituciones de Educación Superior existentes en el país poseen menos de 10 años de antigüedad, no existiendo actualmente un elevado conocimiento sobre los sistemas eléctricos. La implementación de sistemas basados en Smart Grids requiere de nuevas técnicas de modelado y simulación, nuevos métodos y herramientas de diseño de software y nuevos conocimientos y habilidades, por lo que se tendría que invertir en especialización avanzada y profesionalizante en el país y/o en el extranjero con el fin de superar estos inconvenientes. Esta formación debería estar dirigida a los ingenieros, tecnólogos, científicos y gerentes con el fin de apoyar la implementación, mantenimiento y operación de este nuevo sistema [61].

2.5.5. Sistemas de comunicación y operación

El uso de nuevos equipos requiere de varios esfuerzos operativos y de mantenimiento en varios niveles, ya que se van a integrar en un único sistema de comunicación a todos los componentes del sistema de energía, con el fin de mejorar su funcionamiento. La Figura 2.4 muestra una posible estructura básica del sistema de comunicación. Las comunicaciones se procesan a través de una gama de tecnologías como: Powerline Communications (PLC), Fibra Óptica, Universal Mobile Telecommunications System (UMTS), ZigBee, DASH7, WiMAX, y tecnologías móviles como GSM o General Packet Radio Service (GPRS) [66].

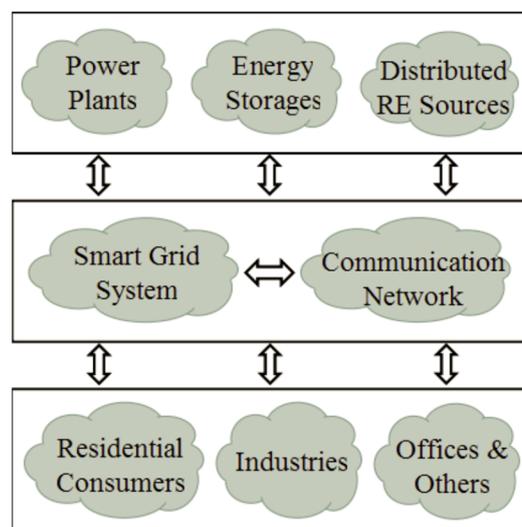


Figura 2.4 - Esquema simplificado del sistema de comunicación para Smart Grids.

La capacidad para implantar tecnología avanzada no es un problema para Cabo Verde, pues la mayoría de las empresas de distribución tienen alguna experiencia en TIC, y por ello poseen habilidades mínimas suficientes para gestionar los componentes de una Smart Grid, necesitando únicamente de una formación especializada [54]. Sería necesaria una gran inversión en infraestructuras TIC y servicios relacionados. El intercambio de información y energía en tiempo real entre los elementos de una red inteligente requiere de alta velocidad y de una comunicación totalmente fluida y bidireccional [65]. Además, también se vería afectado el modo en que se realiza el mantenimiento, puesto que la respuesta deberá ser más rápida y precisa, lo que requiere equipos especializados preparados para este fin.

Las redes de comunicación existentes pueden no disponer de la capacidad suficiente para implementar estas nuevas tecnologías, incluyendo la electrónica avanzada y las tecnologías

de comunicación. El mayor reto en el ámbito de las comunicaciones de las Smart Grids es la necesidad de una importante inversión en la adquisición de equipos, ya que, aunque Cabo Verde es un país considerado como una referencia africana en el uso de las TIC, no posee industrias ligadas a la fabricación de estos equipos, siendo necesario importarlos. En el ámbito de la estructura de redes ya existen empresas con conocimientos de las tecnologías de transmisión. Actualmente, en Cabo Verde, las comunicaciones se realizan a través de WiMax, fibra óptica, y GSM, tecnologías que tal vez no sean adecuadas para las SG, por lo que deberá hacerse un estudio detallado sobre la mejor tecnología que se debería aplicar en Cabo Verde, teniendo en cuenta su situación económica, geográfica y las tecnologías existentes.

2.5.6. Costes económicos

Para el archipiélago de Cabo Verde la cuestión financiera sería el principal desafío para la implementación de estas tecnologías, ya que serían necesarias unas elevadas inversiones iniciales para la ejecución del proyecto, incluso en caso de que se aplicase de forma escalonada, ya que conllevaría: costes en formación y capacitación de los técnicos, costes en infraestructura de comunicación, costes de operación y mantenimiento del sistema, costes de adquisición de productos, costes por la adquisición de contadores inteligentes y otras soluciones técnicas, además de otros costes inherentes a la implementación de las tecnologías Smart Grid. Varias son las propuestas para sortear estas dificultades. Por ejemplo, en [66] se propone que en una primera fase podrían participar inversores extranjeros interesados, y en caso de éxito el gobierno podría proceder a una expansión general de la red. En la misma línea, en [61] se plantea para Nigeria involucrar a inversores privados y facilitar el acceso a la financiación mediante préstamos con bajos intereses que deberían ofertar los bancos y otras instituciones financieras, y por parte del gobierno y las industrias se podrían proporcionar fondos para investigación y desarrollo de prototipos antes de que se implementen las Smart Grids en todo el país. En Ghana [49], dada la incapacidad financiera de las empresas públicas, podría ser útil la aplicación de políticas dirigidas a las empresas, como la promoción de la financiación de terceros con estrategias a largo plazo. De estas propuestas se deduce que es fundamental la financiación pública y la participación del sector privado, pero también que la apertura a inversores extranjeros con capital y know how, podría ser una buena alternativa para la financiación de las Smart Grids.

2.6. Conclusiones

Con este estudio inicial se han detectado los problemas del sistema de energía del archipiélago de Cabo Verde, siendo estos problemas resultado de una política energética desintegrada y desfasada en relación con la evolución de la demanda, y ha quedado patente que el sistema eléctrico actual precisa actualizarse y automatizarse, posibilitándose así una adecuada monitorización y control del mismo. El sistema eléctrico sostenible que se desea conseguir debería estar basado en principios de funcionamiento que permitan la integración de las energías renovables, a gran y pequeña escala, que generen empleo, que aseguren una energía de calidad y en la cantidad necesaria, que respeten el medio ambiente, que generen beneficios para las compañías eléctricas y, fundamentalmente, que proporcionen electricidad a los usuarios a un precio justo.

La necesidad de una transición a una red eléctrica más moderna y adecuada conlleva una apuesta natural en las tecnologías Smart Grid. Sin embargo, para su puesta en práctica, varios factores deben tenerse en cuenta, además de los aspectos técnicos y financieros. Se debe garantizar la fluidez en la comunicación entre todos los stakeholders, estando las funciones de cada uno de ellos claramente definidas para que las desempeñen correctamente. Para ello son necesarias leyes y normativas cuyo cumplimiento se asegure mediante los órganos de control competentes, posibilitando así la integrabilidad y la integridad del sector.

Cabo Verde, por sus condiciones económicas y por las condiciones técnicas de su sistema eléctrico, puede beneficiarse de un nuevo sistema que integre las Smart Grids. Sin embargo, teniendo en cuenta la realidad económica y tecnológica del país, este cambio debe llevarse a cabo de forma gradual y por etapas, ya que es necesario disponer de tiempo suficiente para formar y capacitar a los técnicos, ingenieros y especialistas, asegurando así las bases para su sustentabilidad, sobre todo en lo que se refiere a la normalización, regulación, supervisión, planificación, y operación y mantenimiento. En términos financieros, las inversiones deben ser un compromiso combinado por parte del gobierno y las entidades privadas, involucrando a inversores extranjeros.

Bibliografia

- [1] Bazilian M, Manuel Welsch M. Smart and Just Grids: Opportunities for sub-Saharan Africa .Imperial College London; 2011. Available from: <https://workspace.imperial.ac.uk>
- [2] IEA. (International Energy Agency). Africa Energy Outlook. A focus on energy prospects in Sub-Saharan Africa, World Energy Outlook Special Report. 2014. Available from: <http://www.iea.org>.
- [3] CGEE. (Centro de Gestão e Estudos Estratégicos). Redes Elétricas Inteligentes : contexto nacional. Brasília, DF, 2012; p. 10.
- [4] SEAI. (Sustainable Energy Authority of Ireland). What is Smart Smart Grid?. 2015. Available from: <http://www.seai.ie>.
- [5] The Word BankGroup. Cabo Verde Aspectos gerais: Panorâmica do País. 2015. Available from: <http://www.worldbank.org/pt/country/caboverde/overview>.
- [6] Câmara de Comércio Indústria e Turismo Portugal Cabo Verde. Geografia e Localização de Cabo Verde. 2015. Available from www.portugalcaboverde.com.
- [7] The Word BankGroup. Cabo Verde Aspectos gerais: Apreciação Económica. 2015. Available from: <http://www.worldbank.org/pt/country/caboverde/overview>.
- [8] REN21. (Renewable Energy Policy Network for the 21st Century). Relatório sobre a situação das Energias Renováveis e Eficiência Energética na CEDEAO, 2014.
- [9] Observatório das actividades economicas e empresariais da CPLP. Abrangência da CPLP. 2015. Available from: www.observatoriodacplp.org.
- [10] Direção Geral de Energia, Ministério do Turismo, Industria e Energia. Evolução dos indicadores do sector energético em Cabo Verde: 2003-2013. 2014.
- [11] ARE (Agencia de Regulação o Económica). Atribuições e competências da ARE. 2015. Available from: <http://www.are.cv>.
- [12] Costa A. Os desafios da eficiência energética , *Expresso das ilhas*, nº 711, p.22-23. 2015.
- [13] Ministérios do Turismo, Investimentos e desenvolvimento Empresarial. Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis – Cabo Verde [Período 2015-2020/2030]. 2015.
- [14] Lopes dos Santos, R. Políticas e estratégias de energia e ambiente para Cabo Verde. Mindelo. p. 119-135. 2014,
- [15] Electra. Legislação que refere a actividade e ao historial da Electra. 2015. Available from: www.electra.cv.
- [16] Fonseca, J. Integração das Fontes de Energia Renovável em Ilhas e Regiões Remotas. UniCV. p. 15-20. 2010
- [17] Colmenar-Santos A. The impact of different grid regulatory scenarios on the development of renewable energy on islands: A comparative study and improvement proposals, *Renewable Energy*. Vol 60: 302–312. 2013
- [18] Câmara de Comercio e Turismo Portugal Cabo Verde. Energia, Sector da Economia.2015. Available from:<http://www.portugalcaboverde.com>.
- [19] Fonseca, J. Integração das Fontes de Energia Renovável em Ilhas e Regiões Remotas. UniCV. p. 51. 2010

- [20] Costa A. Relatório de Base para Cabo Verde inserido no Processo e Estratégia da CEDEAO para o Desenvolvimento da Agenda de Ação de Energia Sustentável para Todos (SE4ALL), dos Planos de Ação Nacionais de Energias Renováveis (PANER) e dos Planos de Ação Nacionais de Eficiência Energética (PANEE). 2014.
- [21] Nações Unidas – Cabo Verde. Sobre Cabo Verde: Situação Geográfica de Cabo Verde. 2015. Available from: www.un.cv.
- [22] Gesto energia, SA, Cabo Verde 50% Renewable – A Roadmap to 2020. 2011.
- [23] Boletim Oficial. Relatório de análise dos recursos renováveis e seleção de ZDER. Resolução nº 7. 2012.
- [24] Fortes A. Cabeólica - Eólica já injecta 24% de energia na rede da ELECTRA. *A Nação*. nº 422: p. 4-5. 2015.
- [25] GWEC. Global Wind Energy Council. Global Wind Report 2014 – Annual Market Update, p.14, 2014.
- [26] Delgado J. Uma Visão do Sector Energético de Cabo Verde no horizonte de 2030, II Forum Nacional de Transformação - Cabo Verde 2030. Praia. 2014.
- [27] ECREEE. (Ecowas centre for renewable energy and energy efficiency). 2015. Available from: www.ecreee.org.
- [28] Boletim Oficial. Estabelece as disposições relativas à promoção, ao incentivo e ao acesso, licenciamento e exploração inerentes ao exercício da actividade de produção independente e de auto-produção de energia eléctrica. Decreto-Lei n.º 1. 03 de Janeiro 2013.
- [29] Institute for Applied Material Flow Management (IfaS). Cape Verde 100% Renewable: A Roadmap to 2020. 2013.
- [30] EREP. (ECOWAS Renewable Energy Policy). ECREEE. Cabo Verde, 2015.
- [31] Oliveira M. ECOWAS sustainable energy policy & investment high level forum. Abidjam, 14 de Setembro de 2015.
- [32] IEC. (International Electrotechnical Commission). What is a Smart Grid?.2015. Available from: <http://www.iec.ch/smartgrid/background/explained.htm>.
- [33] ENERGY.GOV. Smart Grid. 2015. Available from: <http://energy.gov/oe/services/technology-development/smart-grid>.
- [34] SMARTGRIDGOV. What is the Smart Grid, 2015. Available from: www.smartgrid.gov/the_smart_grid/smart_grid.html.
- [35] European technology platform for the electricity networks of the future. Smartgrid. 2015. Available from: <http://www.smartgrids.eu/ETPSmartGrids>.
- [36] European commission Energy. Smart grids and meters. 2015. Available from: <https://ec.europa.eu>.
- [37] Zareen N. Worldwide Technological Revolutions and Its Challenges under Smart Grid Paradigm: A Comprehensive Study. International Journal of Scientific & Engineering Research. Vol 3: p. 1-6. 2012.
- [38] Smart Grid Reference Architecture. Using Information and Communication Services to Support a Smarter Grid. SCE-Cisco-IBM SGRA Team. 2011
- [39] IEA. (International Energy Agency). Smart Grid Technology Roadmap. 2011. Available from: https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/smartgrids_roadmap.pdf

- [40] Vehbi C. Güngör, Dilan Sahin. Smart Grid Technologies: Communication Technologies and Standards, transactions on industrial informatics. vol. 7, no. 4, IEEE. 2011.
- [41] Rohjans S, Uslar M. Survey of Smart Grid Standardization Studies and Recommendations. OFFIS-Institute for Information Technology. Alemanha. 2010.
- [42] Mohamed E. El-hawary The Smart Grid State of the art and Future Trends, Electric Power Components and Systems, 42:3-4, 239-250. 2014.
- [43] IAE. (International Energy Agency). Smart Grid Around the World: Selected Country Overviews. 2011. Available from: https://www.eia.gov/analysis/studies/electricity/pdf/intl_sg.pdf
- [44] Smart Grid Australia, SGA Mission Statement,2015. Available from: www.smartgridaustralia.com.au .
- [45] Smart Grid Strategic Group (SG3). Smart Grid Standardization Roadmap. IEC. Edição 1.0. 2010. Available from: http://www.iec.ch/smartgrid/downloads/sg3_roadmap.pdf
- [46] Zprime Smart Grid Insights, India: Smart Grid Legacy. 2011. Available from: <http://pt.slideshare.net/zpryme/smart-grid-market-research-india-smart-grid-legacy-zpryme-smart-grid-insights-september-2011>
- [47] Ferreira M. Perspectivas e Desafios para a Implantação das Smarts Grids: um estudo de caso dos EUA, Portugal e Brasil. Universidade federal do rio de Janeiro Instituto de economia. 2010; pag. 54-55.
- [48] Jared A. Is there a Smart Grid in Africa's Future? Breaking Energy. Publicado em Maio de 2012. Available from: <http://breakingenergy.com/2012/05/10/is-there-a-smart-grid-in-africas-future-the-answer-may-surpris/> .
- [49] Zaglago L. Chapman C. Shah H., Barriers to Nationwide Adoption of the Smart Grid Technology in Ghana, Proceedings of the World Congress on Engineering 2013 - Vol III. London. 2013.
- [50] Vincent E. Yusuf S., Integrating Renewable Energy and Smart Grid Technology into the Nigerian Electricity Grid System, Smart Grid and Renewable Energy. 2014; 5: 9.
- [51] Aroge A. The Smart Grid and Renewable Energy Integration in Nigeria. Global Energy Network Institute (GENI). February 2014.
- [52] SASGI. (South Africa Smart Grid Initiative). Smart Grid Vision. 2015. Available from: www.sasgi.org.za
- [53] Bipath M. Proposed Smart Grid Vision for South Africa. Africa Smart Grid Forum. SANEDI – South African National Energy Development Institute. 2014
- [54] El Shennawy T. Yehia Abou-Ghazala A. Applying the Smart Grid Concept in Egypt: Challenges and Opportunities. 15th Middle East Power Conference (MEPCON'12). 2012. Available from: http://works.bepress.com/tarek_elshennawy/6/
- [55] Metering and Smart Energy International. Deal watch: Egypt signs Siemens for US\$43m smart grid project, 13 MARCH 2014. 2015. Available from: <http://www.metering.com/deal-watch-egypt-signs-siemens-for-us43m-smart-grid-project/> .
- [56] Bruce H. Krogh e Hedda R Schmidtke. Electrical Power in Africa: Challenges and Oportunities. IEEE Smartgrid. 2012.
- [57] Schomberg R. Smart Grid design state of art & evolution trends. Africa Smart Grid Forum, Abidjam. IEC - International Electrotechnical Commission. 2014
- [58] Welsh M. Bazilian M. Smart and Just Grids for sub-Saharan Africa: Exploring options. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2013; 20: 336–352.

- [59] Hamilton BA, Miller J, Renz B Understanding the Benefits of the Smart Grid. Integrated Electric Power Systems Division. 2010: p.1–41. Available from <http://www.netl.doe.gov> .
- [60] Bossart S.J, Bean J. E. Metrics and Benefits Analysis and Challenges for Smart Grid Field Projects. U.S. Department of Energy. 2011.
- [61] Dada. J. O. Towards understanding the benefits and challenges of Smart/Micro-Grid for electricity supply system in Nigeria, Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2014; 38: 1003–1014.
- [62] Elzinga D. Energy Technology Perspectives 2012 - Pathways to a clean energy system, IEA 2013. Available from: https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/ETP2012_free.pdf
- [63] Measuring the Information Society Report 2015. International Telecommunication Union. 2015. Available from: <http://www.itu.int>.
- [64] Elenco dos direitos dos consumidores, Lei nº 88/V/98 de 31 de Dezembro, Available from: <http://www.are.cv/Downloads/Cartilha%20do%20Consumidor/CARTILHA%20DOS%20DIREITOS%20DOS%20CONSUMIDORES.pdf>
- [65] Nayan F. Islam MA, Mahmud S. Feasibility Study of Smart Grid in Bangladesh. Energy and Power Engineering. 2013; 5: p.1531-1535.
- [66] Ali T. Al Mansur A., Bin Shams Ferdous S. M. An Overview of Smart Grid Technology in Bangladesh: Development and Opportunities, IEE 2012,

Capítulo 3

Impacto de la integración de la generación distribuida en la expansión de un sistema eléctrico insular

3.1 – Introducción

La sostenibilidad del sistema eléctrico en los pequeños estados insulares es un tema complejo. Por un lado, en esos territorios abundan los recursos energéticos renovables, por otro se suele generar la energía eléctrica mediante centrales térmicas convencionales, utilizando recursos de origen fósil que deben importarse y cuyo coste es muy elevado.

La utilización de energías renovables es una buena alternativa al uso de recursos de origen fósil, teniendo como principales impulsores los países desarrollados y China. A pesar de poseer motivaciones diferentes, los países menos desarrollados también pueden encontrar en las energías renovables la alternativa necesaria para superar las carencias energéticas que dificultan su desarrollo [1]. En 2017, según el informe de la REN21, los países en desarrollo, como las Islas Marshall, Ruanda, las Islas Salomón, y Guinea-Bissau, tomando como referencia su Producto Interior Bruto (PIB), invirtieron en energías renovables tanto como los países desarrollados y las economías emergentes [2].

Para las pequeñas regiones insulares las cuestiones energéticas tienen que analizarse de un modo específico, ya que presentan deficiencias estructurales propias. En una primera aproximación son varios los factores que se deben tener en cuenta [3]:

- Los recursos económicos limitados y su distancia al continente
- El elevado coste de las infraestructuras
- La incapacidad de competencia por no existir un mercado liberalizado
- La dependencia energética del exterior
- La fluctuación de los precios del petróleo.
- Su elevada vulnerabilidad frente al cambio climático.

Con el fin de mejorar la situación de las regiones insulares, la explotación de recursos energéticos renovables y su aprovechamiento en pequeñas unidades de generación distribuida, tanto de forma aislada como conectadas a la red, puede ser una excelente alternativa frente a un sistema eléctrico centralizado. La generación descentralizada de

energía no es un concepto nuevo, ya que hasta antes de la masificación del uso de la energía eléctrica, la generación se realizaba a pequeña escala cerca de los puntos de consumo, utilizando para ello carbón o aceite vegetal [6]. La utilización de generación distribuida permite reducir la dependencia de los combustibles fósiles, disminuir el impacto ambiental, mejorar la estabilidad de la red y, principalmente, reducir las pérdidas eléctricas del sistema eléctrico [4]. La repercusión de la generación distribuida en un sistema eléctrico depende de los recursos disponibles.

Además, en ocasiones se incluyen también células de combustible y baterías [5].

Cuando se dimensiona y se localiza adecuadamente, la generación distribuida da lugar a ganancias económicas, ambientales y técnicas. A nivel económico, permite la reducción del precio de la electricidad. A nivel medioambiental, permite reducir la contaminación acústica y la emisión de gases de efecto invernadero. A nivel técnico, permite la reducción de pérdidas en las líneas y reducción de los picos de demanda, lográndose así la descongestión de la red de transporte y distribución, mejorando la calidad y la fiabilidad del sistema [7] [8]. Estas mejoras tienen aún mayor repercusión en las regiones insulares, donde los costes financieros necesarios para instalar grandes unidades de generación, y los costes asociados a la expansión de la red eléctrica para alimentar comunidades aisladas, son a menudo incompatibles [2].

Para comprender mejor el comportamiento de la red eléctrica en sistemas aislados de pequeña dimensión cuando se integra una gran cantidad de energías renovables, en este trabajo de investigación se simuló el sistema eléctrico de la isla de Maio, donde la expectativa del crecimiento de la demanda es elevada, existiendo abundantes recursos energéticos renovables, en particular el solar y el eólico. La isla de Maio es una de las 10 islas del archipiélago de Cabo Verde, se encuentra en la región de Sotavento del archipiélago, y posee una población de unos 8.900 habitantes distribuidos por un área total de 269 km². La isla posee un enorme potencial turístico que será explotado en los próximos años. Por ello, se prevé un rápido crecimiento en la actividad turística que dará lugar a un exponencial aumento de la población, así como de las infraestructuras y los servicios.

En el marco de un escenario de expansión del sistema eléctrico, el presente trabajo muestra los resultados de un estudio que se realizó utilizando las herramientas Homer y PowerWorld con el fin de evaluar el impacto de la integración de la generación mediante sistemas basados en energías renovables en una red eléctrica insular de pequeñas dimensiones, considerando la eficiencia, el coste y la calidad de energía (flujo de potencia, pérdidas eléctricas, y perfil de tensión), teniendo como referencia la mencionada isla de

Maio en Cabo Verde. A partir de las simulaciones realizadas se analizaron varias combinaciones de recursos energéticos disponibles, considerando diésel, eólica y fotovoltaica, con el objetivo de encontrar la fracción óptima de potencia instalada de cada uno de estos recursos y así garantizar la sostenibilidad del sistema eléctrico de la isla. Además, se efectuó un estudio de sensibilidad modificando los valores de algunas de las variables, como la velocidad del viento, el precio del combustible, y la potencia de las cargas.

3.2 – Integración de recursos energéticos distribuidos en la red

Se entiende como Recursos Energéticos Distribuidos (en inglés “Distributed Energy Resources” DER) los recursos energéticos endógenos no convencionales utilizados para la producción de energía eléctrica a pequeña escala, como el solar, el eólico, la biomasa, el biodiésel, el geotérmico, el gas, el hidráulico, etc. Normalmente, se localizan cerca de los lugares de consumo, pudiendo ser utilizados para la generación de electricidad de forma aislada o conectados a red. Las tecnologías de generación basadas en DER permiten reducir las pérdidas técnicas frente a los sistemas centralizados, ya que se elimina la necesidad de la red de transporte y permite la flexibilización del sistema de generación eléctrica [9]. La adopción de DER tienen varios propósitos, como aumentar la capacidad de generación, el almacenamiento de energía, o auxiliar en la cobertura de las horas puntas de consumo. Pueden utilizarse como apoyo a la red en la reducción de las pérdidas, aumentar su capacidad o mejorar el factor de potencia [10]. Así, de acuerdo con su disponibilidad y su aplicación, los DER pueden ser utilizados en la generación distribuida de energía o como sistema de almacenamiento. Para el almacenamiento de energía se pueden utilizar baterías (“Battery Energy Storage System” BESS), volantes de inercia (“Flywheels”), superconducción magnética (SMES), y aire comprimido (CAES) [11]. Existen varias tecnologías de diferentes complejidades que se aplican en los DER para la generación distribuida de energía, tal y como se explica a continuación.

3.2.1 Generación distribuida de energía

Un sistema con generación distribuida de energía es una alternativa al sistema de energía tradicional, siendo eficiente, fiable y ambientalmente amigable [6]. La generación distribuida tiene un papel clave para la sostenibilidad de los sistemas eléctricos, no sólo

porque genera energía de forma limpia aprovechando los recursos locales, sino también porque si se gestiona de forma inteligente, puede causar impactos positivos en los sistemas de transporte y distribución, posibilitando la reducción de las pérdidas eléctricas, así como la disminución de sus elevados costes asociados. La liberalización del mercado eléctrico y el perfeccionamiento de las tecnologías de generación distribuida, impulsadas por los cambios económicos y las innovaciones tecnológicas, permitieron un crecimiento significativo de estos sistemas [12]. Aunque no existe una definición consensuada sobre generación distribuida, se entiende que se refiere a pequeñas unidades de generación eléctrica conectadas a la red de distribución o directamente acopladas al sistema de medición de un consumidor, incluyendo fuentes renovables y/o unidades de cogeneración. Dado que las capacidades de estas unidades de generación no están estandarizadas, dependen de los valores estipulados en cada país o región [13]. Son varias las tecnologías que pueden aplicarse en la generación distribuida, dependiendo de los recursos y de su disponibilidad. Existen tecnologías que utilizan recursos convencionales, como diésel, turbinas de gas o carbón, u otras que utilizan dispositivos electromecánicos como pilas de combustible (“Fuel Cells”). Además, existen tecnologías que utilizan recursos renovables, tales como sistemas fotovoltaicos, turbinas eólicas, mareo-motriz, biomasa, entre otras [11] [14].

3.2.2 Utilización de DER en sistemas insulares

Los avances tecnológicos en el ámbito de la electrónica de potencia han favorecido un aumento de la integración de las energías renovables en las redes eléctricas de sistemas insulares, tanto en número de proyectos como en potencia instalada. Las tecnologías predominantes son la solar fotovoltaica y la eólica, como se puede comprobar en las islas de Samsø, Reunión, Chipre, El Hierro o Azores, o en los archipiélagos de Fidji y de Tuvalu [15] [16]. La principal motivación está relacionada con la gran disponibilidad de recursos energéticos renovables, como la radiación solar y el viento. Sin embargo, hay que tener en cuenta que el impacto de estas tecnologías varía en función de la zona y de los recursos locales disponibles. Cuando se piensa en la integración de DER en los sistemas eléctricos en regiones insulares es necesario tener en cuenta no sólo la madurez de la tecnología, sino también la dimensión de estos sistemas, siendo más vulnerables a las variaciones de la frecuencia y de la tensión que otros sistemas de mayor tamaño, especialmente cuando la fracción renovable es elevada [17]. La literatura que aborda esta cuestión muestra que cada

proyecto es un caso diferente de estudio, ya que cada caso tiene sus características propias [18] [19] [20]. Sin embargo, la integración de generación distribuida, cuando está bien dimensionada y localizada convenientemente, es una de las mejores soluciones para la resolución de los problemas de pérdidas y de fiabilidad en la red de distribución [21] [22].

3.3 – Planificación de la expansión del sistema eléctrico

En la isla de Maio, a causa de la previsión de que su demanda tenga un elevado crecimiento en los próximos años, puede que no sea posible garantizar un sistema eléctrico robusto y sostenible que pueda satisfacer su demanda. Por ello, en este trabajo se ha dimensionado un sistema eléctrico que aproveche de forma eficiente todos los recursos energéticos disponibles, garantizando así el suministro de energía para satisfacer la demanda eléctrica. El sistema eléctrico obtenido es sostenible, garantizando beneficios técnicos, económicos y ambientales [10]. La previsión de crecimiento de la demanda se ha basado en la evolución sector turístico y en el crecimiento de la población que puede producirse a causa del aumento del empleo directo e indirecto que las nuevas infraestructuras y servicios originen [23]. En este sentido, se prevé que en 2030 la población aumente aproximadamente hasta 13.157 habitantes, correspondiendo 11.384 a población residente, y el resto a turistas (Tabla 3.1).

Tabla 3.1– Variación de densidad poblacional de la isla de Maio.

Área	269 km ²
Pob. Actual (2017)	6.828
Densidad actual	25,4 hab/km ²
Población futura (2030)	13.156
Densidad futura	48,9 hab/km ²
Flujo de turistas por habitante	5,67
Crecimiento global	187,9%
Incremento medio anual	15,6%

3.3.1 Determinación del perfil de demanda

En 2016, el sistema eléctrico de la isla de Maio generó 225 GWh de energía, con un incremento del 4,4% respecto del año anterior. El 6% se utilizó en la desalinización de agua, el 4% en el consumo interno de la central y el restante 90% fue entregado a la red. El pico máximo de la demanda de la isla rondó los 580 kW. En ese mismo año las pérdidas

eléctricas fueron del orden del 22% de la producción [24]. Sin embargo, de acuerdo con la Dirección de Energía e Industria, y teniendo en cuenta los parámetros de crecimiento previstos, se estima que en 2030 la punta máxima de consumo de la isla de Maio superará los 3.1MW, siendo cinco veces superior al promedio de 2016 [25]. Así, con estos datos y los informes de la compañía eléctrica nacional, fue posible obtener la curva de la demanda máxima prevista para 2030 y 2040 (Figura 3.1) [24] [26].

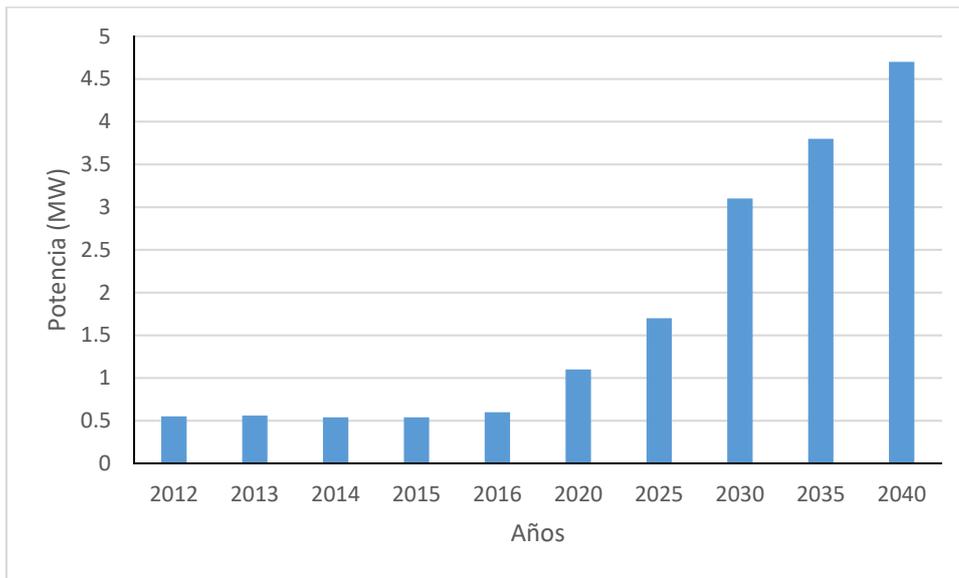


Figura 3.1 - Evolución del pico de consumo.

La previsión de los consumos de la carga primaria tuvo en cuenta la evolución del consumo de la población residente y el consumo de la población turística permanente. Así, considerando un valor máximo de 0,18 kW de potencia instalada por habitante y 0,5 kW por turista, la punta diaria máxima a satisfacer, en el año 2030, sería de 3.460 kW. Estos valores incluyen la potencia necesaria para soportar las infraestructuras y servicios esenciales, así como las infraestructuras turísticas. A partir de esos valores, y conociendo el comportamiento de consumo actual, fue posible trazar la curva de carga diaria típica de la población residente. De igual forma, pero teniendo en cuenta el consumo tipo de los turistas de las islas de Sal y Boavista, se proyectó la curva de carga de consumo tipo turista. Para estimar el consumo de electricidad utilizado en la desalinización del agua se consideró la población y el consumo per cápita de agua indicados en la Tabla 3.2. Se supuso que el desalinizador utilizaba la tecnología de “ósmosis inversa”, con consumos específicos de 4,5 kWh/m³. Teniendo en cuenta el tipo de turismo previsto, de alta calidad, se consideró un consumo de 0,3 m³/día por turista. Para el consumo de los habitantes locales se estimó 0,1 m³/día, teniendo en cuenta que actualmente el consumo medio es inferior a 0,07 m³/día.

Tabla 3.2– Consumos de agua y electricidad en la desalinización.

Producción de agua					
	Nº de personas	Consumo de agua (m ³ /día)	Energía por persona (kWh/día)	Consumo de agua total (m ³ /día)	Energía (kWh/día)
Turística	1773	0,3	1,35	531,9	2393,55
Población local	11384	0,1	0,45	1138,4	5122,8
Total	13157	0.4	1.8	1670,30	7516,35

El consumo de la desalinizadora de agua se consideró como una carga diferible con un perfil de consumo constante a lo largo de las 24 horas. Conociendo los valores de producción de agua y de consumo de electricidad, se consideró el perfil de consumo mensual de la Figura 3.2.

La curva de consumo agregado de la Figura 3.3 es el resultado de la asociación de la carga primaria y de la carga diferible, mostrando cómo se posicionan en el consumo total del sistema y cómo la desalinización afecta a ese consumo. El estudio del agregado permitió obtener los valores totales de consumos diarios y anuales, así como las puntas máximas de consumos.

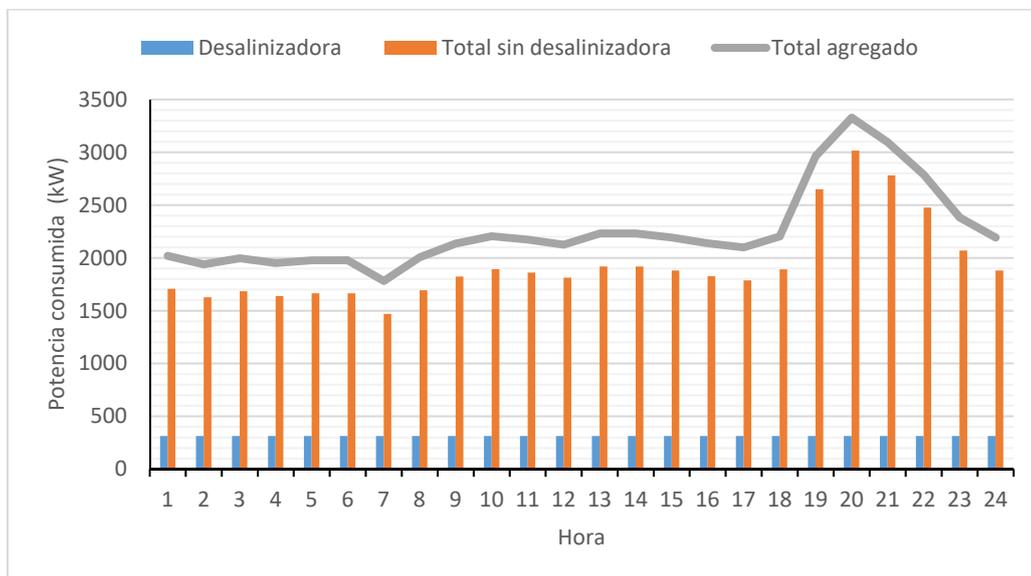


Figura 3.2 - Curva de carga diaria estimada para 2030.

3.3.2 Recursos energéticos y generación

La isla de Maio presenta niveles de radiación global entre los 1800 y los 2000 kWh/m²/año, para la inclinación y exposición natural del terreno. A 50 metros de altura la velocidad

media del viento se sitúa entre 6 y 6,5 m/s [27]. Con estos valores de viento y de radiación solar se identificó un potencial de generación renovable de 17 MW en varios puntos de la isla, lo que permitiría producir cerca de 38 GWh de energía al año. Esta potencia se podría generar mediante 3 parques solares, de 1 MW cada uno, y un parque eólico de 14 MW [28]. El sistema de generación actual de Maio está basado en una central térmica diésel compuesta por 3 grupos electrógenos a gasóleo con una capacidad instalada de 1.976 kW. Para el nuevo sistema generador utilizado para este estudio se pretende conjugar los recursos energéticos renovables citados con la generación térmica diésel, con una capacidad suficiente para cubrir la máxima potencia prevista de 3,4 MW, y garantizar el suministro de la demanda durante varios años. La producción eólica considerada se basa en el uso turbinas de 850 kW, limitando su número a un máximo de cuatro. Para producción fotovoltaica se consideraron paneles de 230 Wp, con un límite total de 3 MW, distribuidos en 3 parques de 1 MW cada uno. La capacidad de generación diésel deberá ser suficiente para alimentar completamente el valor de potencia máxima en los días sin recursos renovables. La producción térmica estará garantizada mediante grupos de generadores diésel con capacidades de 1MW y de 860 kW, aprovechando para ello los grupos ya instalados. La reserva rodante recomendada para el sistema deberá ser del orden de magnitud de la capacidad del mayor grupo, que en este caso es de 1 MW. Para garantizar un nivel de seguridad de n-1, previendo así la posibilidad de salida de servicio de uno de los grupos, por avería o para mantenimiento, será necesario un grupo adicional. Por lo que serán necesarios 2 grupos diésel de 860 kW y 4 de 1 MW, totalizando 5,7 MW de potencia instalada con diésel.

3.3.3 Configuración de la red

La red de distribución funciona en anillo con líneas de MT a 20 kV, permitiendo el suministro en todos los puntos de la isla a través de 28 centros de transformación de caseta y de 6 centros de transformación sobre poste. Las líneas de MT a 20 kV son de Aluminio 240, Aluminio 120, Áster 34.4 y Áster 54.6, con un total de 65 km de cable (aéreo/subterráneo), tal y como se indica en la Tabla 3.3. Los centros de transformación utilizan transformadores reductores que reducen la tensión de media tensión a niveles utilizables por los consumidores finales. La configuración de la red considerada está dispuesta de acuerdo con el esquema de la Figura 3.3 [29].

Tabla 3.3- Características de los cables de MT.

Tipo de Conductor	R(Ω /km)	X(Ω /km)	B(S/km)	l(km)	Potencia (kVA)
Aluminio 240	3,0457	2,0102	0,001786	25,34	3490
Aluminio 120	1,622	0,5905	0,000015	4,02	950
Áster 34,4	4,4480	1,5560	11,7440	9,8600	250
Áster 54,6	4,2000	2,2500	18,3300	25,9940	500

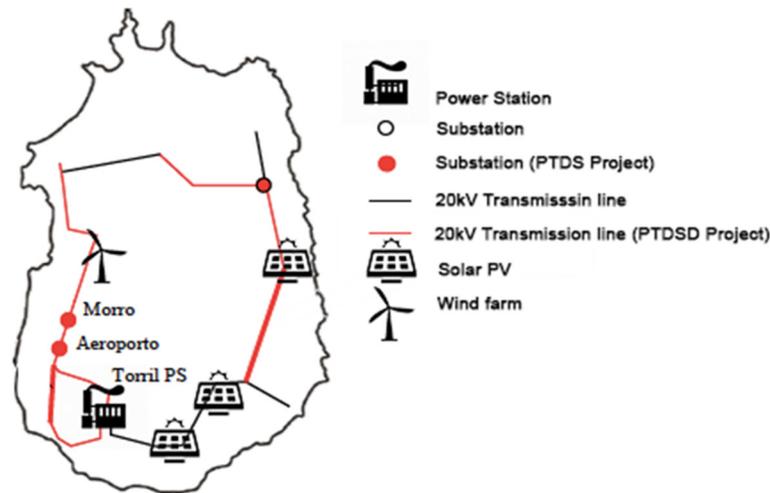


Figura 3.3 - Red de distribución de la isla de Maio.

3.4 – Optimización del sistema híbrido

Es muy importante en la planificación de un sistema eléctrico encontrar las proporciones óptimas de recursos renovables distribuidos que pueden integrarse en la red para obtener beneficios económicos, y garantizar el suministro de electricidad con alta calidad y fiabilidad sin que haya interrupciones en el sistema [30]. En general, los sistemas híbridos son aquellos que utilizan más de una fuente primaria de energía. Dada su capacidad de suplir la falta temporal de una fuente de energía por otra, operan con el mínimo de interrupciones [31].

Se ha recurrido la herramienta Homer Energy (Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources) para realizar la simulación y la optimización del sistema eléctrico de la isla de Maio en el escenario previsto para 2030, ya que, debido a la complejidad de este sistema, resulta casi imposible su diseño a través de métodos clásicos de optimización. Esta complejidad se debe a la incertidumbre en el suministro de energía por parte de las fuentes de energías renovables y a la variabilidad de la demanda, pero también a las características no lineales de algunos componentes del sistema [32]. El iHOGA es otra herramienta válida que podría haberse utilizado para realizar el diseño del sistema híbrido, basado en

algoritmos genéticos (AG), cuyo resultado óptimo es el menor coste total efectivo de la red o Net Present Cost (NPC), teniendo en cuenta la vida útil del sistema y la inversión inicial [33]. El NPC incluye los costes de inversión, costes de sustitución, costes de operación y mantenimiento (O&M), costes de combustible, costes de penalización por emisiones, y costes relativo a la compra de energía de la red pública, a lo largo de la vida útil del sistema.

3.4.1 Simulación y análisis de resultados

Para la simulación del nuevo sistema eléctrico de la isla de Maio se usó la configuración que se muestra en la Figura 3.4. Se consideró solamente una central de producción diésel y un parque eólico. En cuanto a los paneles solares, se utilizó un único modelo, tanto en la simulación como en el proyecto, siendo la producción obtenida en la simulación igual a la suma de todos los paneles estimados para el sistema. En cuanto a las limitaciones, se impuso un 10% de fracción mínima de energías renovables, independientes del recurso.

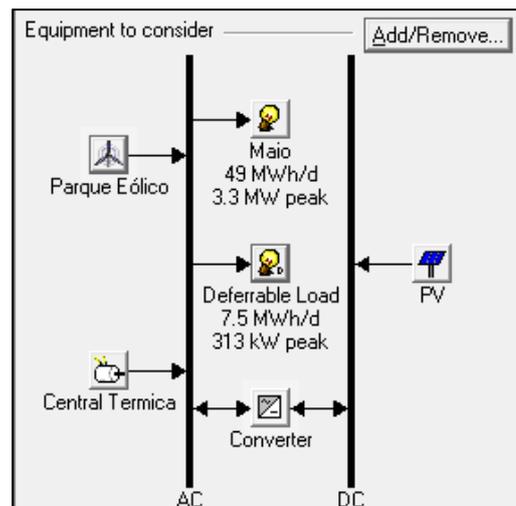


Figura 3.4 - Configuración del sistema eléctrico de la isla con HOMER.

La simulación dio como resultado que la configuración híbrida que presenta menos NPC incluye producción de energía eólica, fotovoltaica y térmica diésel. El NPC para esta configuración es de US\$ 85.008.232 con un coste de energía de US\$ 0,388/kWh; el parque eólico utiliza 5 aerogeneradores de 850 kW, las centrales fotovoltaicas suman un total de 2000 kW de potencia pico y la central térmica utiliza grupos diésel que totalizan 4000 kW de potencia instalada. En conjunto producen anualmente cerca de 27.382.220 kWh/año de energía eléctrica (Figura 3.5), y alimentan un consumo total anual de 20.505.310 kWh/año,

repartido en un 87% para la carga primaria y en un 13% para la carga diferible, tal y como se indica en la Tabla 3.4.

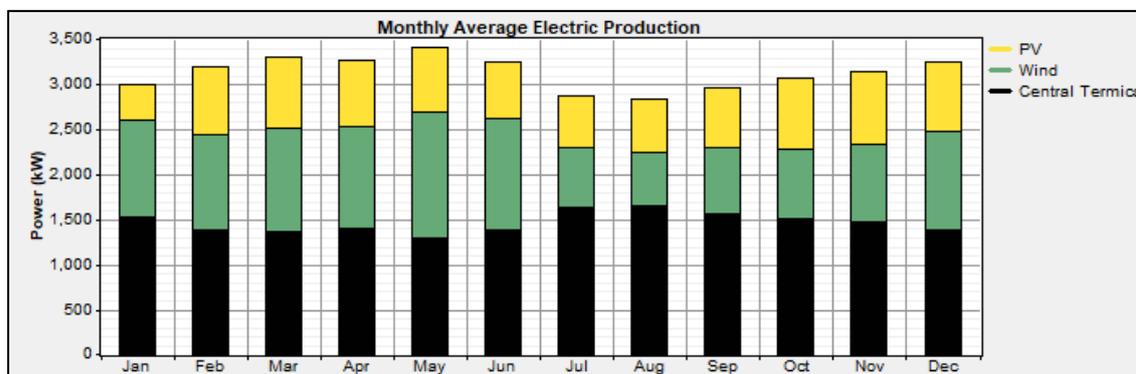


Figura 3.5 - Producción media mensual de electricidad.

Tabla 3.4 - Producción y consumo anual.

Simulation Results								
System Architecture:		3,000 kW PV	2,000 kW Inverter	Total NPC: \$ 85,008,248				
		5 Copy of Parque Eólico	2,000 kW Rectifier	Levelized COE: \$ 0.388/kWh				
		4,000 kW Central Termica		Operating Cost: \$ 6,318,919/yr				
Cost Summary	Cash Flow	Electrical	PV	V850k	G - 1	Converter	Emissions	Hourly Data
Production		kWh/yr	%	Consumption		kWh/yr	%	
PV array		5,985,555	22	AC primary load		17,763,430	87	
Wind turbines		8,576,843	31	Deferrable load		2,741,880	13	
Central Termica		12,819,821	47	Total		20,505,310	100	
Total		27,382,220	100					

La inversión inicial necesaria es de US\$ 17.555.200, con un coste anual de sustitución de US\$ 5.880.775/año, el coste de operación y mantenimiento es de US\$ 2.522.662/año, y el coste del gasoil es de US\$ 59.404.896/año, lo que totaliza cerca de US\$85.008.232/año de coste anual, tal y como se indica en la Tabla 3.5.

Tabla 3.5 - Costes del sistema híbrido.

Component	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$)	Fuel (\$)	Total (\$)
PV	4,800,000	643,644	640,486	0	5,755,591
Copy of Parque Eólico	10,000,000	0	1,547,842	0	11,547,841
Central Termica	2,000,000	5,174,083	330,064	59,404,896	66,892,012
Converter	755,200	63,048	4,270	0	812,784
System	17,555,200	5,880,775	2,522,662	59,404,896	85,008,232

Otro dato relevante son las emisiones. La Tabla 3.6 muestra que el mayor porcentaje de las emisiones corresponde a dióxido de carbono, con 14.853.717 kg/año.

Tabla 3.6 - Emisión de gases contaminantes.

Pollutant	Emissions (kg/yr)
Carbon dioxide	14,853,717
Carbon monoxide	36,664
Unburned hydrocarbons	4,061
Particulate matter	2,764
Sulfur dioxide	29,829
Nitrogen oxides	327,158

Después de realizar los análisis detallados de los costes, de las emisiones y del funcionamiento del sistema híbrido, se concluye que éste se encuentra dentro de los valores y parámetros esperados para el proyecto. La producción diésel representa el 47% de la energía eléctrica producida, lo que significa que será el sistema de producción principal, tal y como se esperaba, y que el 31% de la energía eléctrica provendrá de la producción eólica y el restante 22% de la producción fotovoltaica.

3.4.2 Análisis de sensibilidad

Los valores obtenidos con la simulación se basaron en valores medios de los recursos y en valores estimados de consumos y de producción. Se consideraron 6,07 m/s de velocidad media de viento, 5,89 kWh/m²/día de radiación solar media, un mínimo del 10% de renovables y 3000 kWh de almacenamiento de agua. Los datos utilizados fueron estimaciones, que pueden o no corresponder a valores reales. El resultado obtenido podría ser diferente si se considerasen otros datos de partida. Si el resultado obtenido está subdimensionado respecto de la realidad, el funcionamiento se verá afectado negativamente, disminuyendo la fiabilidad y calidad del suministro de energía eléctrica, y aumentando el número de interrupciones. Por otro lado, el sobre-dimensionamiento del sistema daría lugar a mayores gastos de inversión, que pueden hacer inviable económicamente el proyecto. Por ello en este estudio también se consideraron las posibles variaciones de los valores medios y previstos utilizados, tanto para los recursos como para la demanda. El análisis de sensibilidad se centra en el impacto que estas variables tendrían en el sistema en términos de costes, eficiencia y niveles de emisiones contaminantes.

Se consideraron 4 variables de sensibilidad: Precio de combustible, Carga primaria, Capacidad de almacenamiento y Velocidad del viento, que podían variar de la siguiente

manera: para el precio de combustible se consideró que podía variar entre seis valores comprendidos entre 0,8 y 1.3 US\$ por litro; la carga primaria podía tomar 5 valores entre + 20% y -20%; la capacidad de almacenamiento podía tomar valores entre 2000 kWh y 5000 kWh; la velocidad media del viento podía oscilar entre 4,5m/s y 8m/s.

En el intervalo considerado, se constató que aumentando el coste del combustible aumenta el coste de energía (US\$/kWh), el NPC (US\$) y los costes totales anuales (US\$). Se constató también que para un coste de diésel inferior a 0,9 US\$/litro, se garantizaba una configuración del sistema en la que al menos el 75% de la potencia instalada es de origen térmico. Para valores superiores, la simulación muestra que la fracción renovable sería superior al 52% del total instalado. En consecuencia, los niveles de emisión de CO₂ disminuyen con el aumento del precio del combustible. La Figura 3.6 muestra la variación del coste de inversión y de las emisiones de CO₂ en función del precio del diésel.

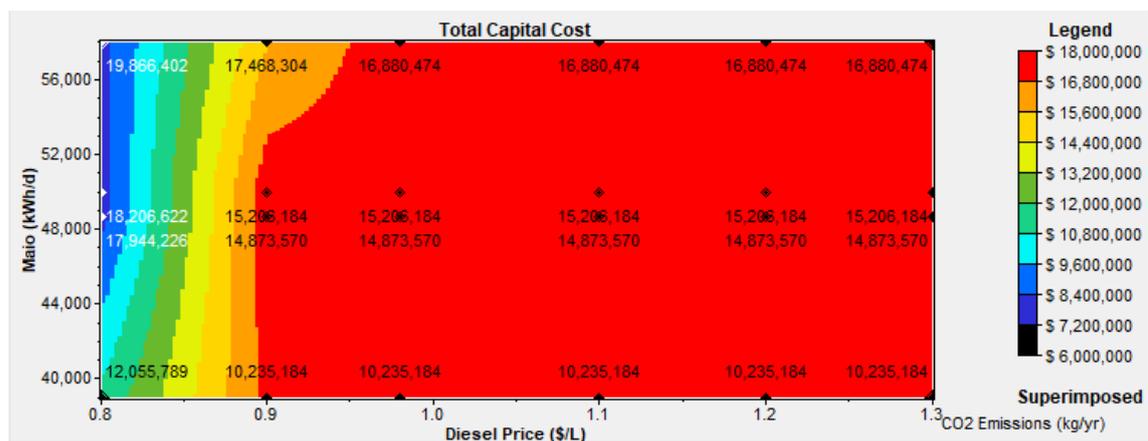


Figura 3.6 – Variación del coste de inversión y de las emisiones de CO₂ en función del precio del diésel.

Para los valores considerados de almacenamiento, la variación de la carga diferible no afecta al coste del sistema, ni al precio de la energía, y tampoco a la fracción de renovable. Por otro lado, el aumento de la carga primaria tiene influencia directa en el aumento del NPC y en la disminución de la fracción de energías renovables. El coste de la energía aumenta para valores de carga entre 39.000 kWh/día y 48.000 kWh/día, para valores superiores a 48.000 kWh/día, el coste de la energía se reduce gradualmente (Figura 3.7).

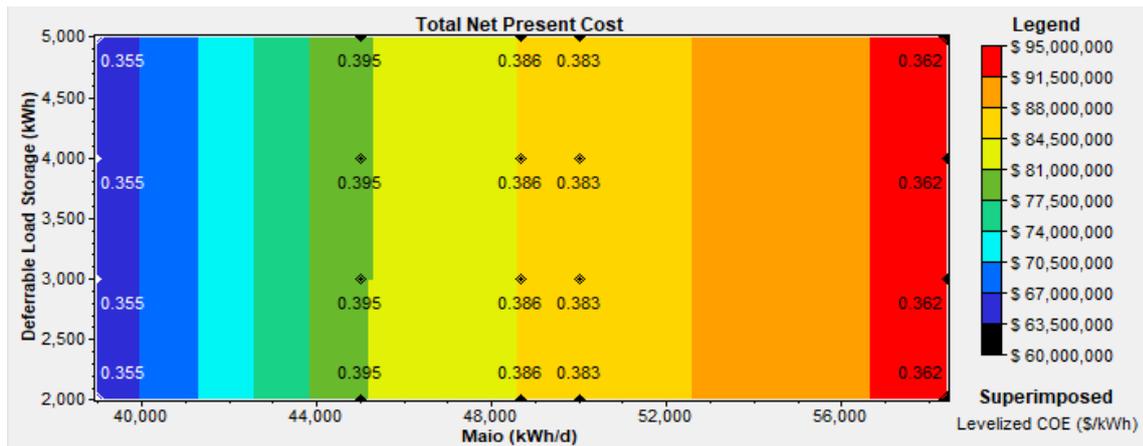


Figura 3.7 - Variación del coste de inversión en función de la demanda diaria.

En otro análisis se evaluó el impacto de la variación de la velocidad del viento (Figura 3.8). Se constató que para velocidades de viento medias superiores a los 6 m/s, disminuye el coste de la energía, el NPC y las emisiones de CO₂. Por otro lado, aumenta el coste de inversión y la fracción de energías renovables.

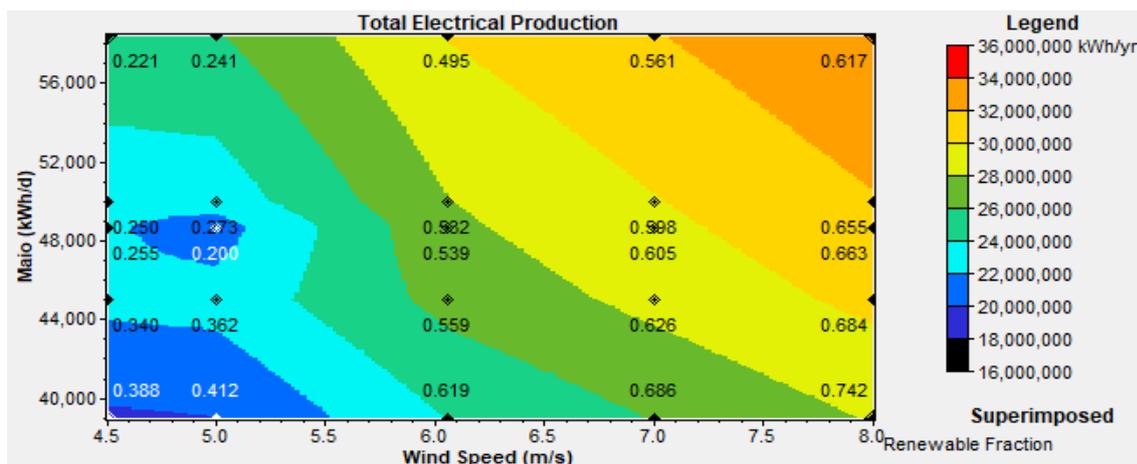


Figura 3.8 - Producción de energía en función de la velocidad del viento.

El análisis de sensibilidad permitió obtener varias conclusiones:

1. La capacidad de producción renovable de la isla de Maio permite niveles de integración en la red superior al 50% de su capacidad.
2. Se concluye que la producción eólica, con los valores medios de viento considerados, aporta un porcentaje relevante de la generación total.
3. La reducción de emisiones contaminantes puede ser relevante, no sólo por su impacto medioambiental, sino también por su valor comercial, ya que en el mercado

europeo ya se están negociando las tasas de emisiones de CO₂, con un precio en torno a los 20 €/tonelada.

Se concluye que los valores dimensionados para la producción garantizan una buena fiabilidad para el sistema eléctrico.

3.5 – Evaluación del funcionamiento del sistema híbrido

Sobre la base del análisis económico obtenido, se constató que, en las condiciones que la isla de Maio presenta, el SE soportaría hasta un 50% de integración de renovables, con unas ganancias considerables en términos económicos y medioambientales. A continuación, se realizó un estudio de viabilidad técnica para verificar el comportamiento de la red frente a varios escenarios de integración de producción renovable. Así, utilizando la herramienta PowerWorld, y utilizando la configuración óptima obtenida con Homer, se simularon varios escenarios posibles, analizando el comportamiento de la red de cara a la integración de sistemas de generación con fuentes de energías renovables.

La herramienta Powerworld permite realizar una simulación interactiva de sistemas eléctricos, incluyendo la posibilidad de obtener el Flujo de Cargas Óptimo (Optimal Power Flow, OPF) [34]. La técnica del OPF puede adaptarse para diferentes objetivos y restricciones de acuerdo con el estudio que se pretende realizar, pudiendo ser aplicado en problemas de pérdidas de potencia, de maximización de la capacidad de DG y de minimización de pérdidas eléctricas [35]. La pérdida de potencia en la línea se calcula por la diferencia de potencia inyectada en cada extremo de la red, dada por:

$$\min \sum_{l \in L} (f_l^1 + f_l^2)$$

Donde f_l^1 y f_l^2 son potencias activas inyectadas en cada nudo (en este caso nudo 1 y 2) de la ramificación l . A través de una formulación simple también se puede determinar la localización y la dimensión óptima de las producciones con DG, de modo que las pérdidas de potencia sean mínimas. Para cumplir esa condición es preciso realizar una adaptación de la primera ley de Kirchhoff:

$$\sum_{l \in L | \beta_l^{1,2} = b} p_b^L + d_b^P = \sum_{g \in G | \beta_g = b} p_g$$

$$\sum_{l \in L | \beta_l^{1,2} = b} q_b^L + d_b^Q = \sum_{g \in G | \beta_g = b} q_g$$

Donde $(p, q)_b^L$ son las potencias activa y reactiva inyectadas en el nudo b de la línea L , mientras que $d_b^{(P,Q)}$ son las demandas activas y reactivas en el mismo nudo. Del conjunto de las unidades generadoras, G , están incluidas las potencias de inyección (p_g, q_g) de las unidades que están conectadas al nudo b .

3.5.1 Simulación y análisis de resultados

En este trabajo fue posible esquematizar el sistema eléctrico de la isla de Maio tal y como se muestra en la Figura 3.9. Esta configuración tuvo como propósito entender el comportamiento de la red en relación a las pérdidas, flujos de potencia y tensión, cuando un sistema híbrido de generación, que incluye diésel, eólica y fotovoltaica, tiene que alimentar una carga con los valores anteriormente presentados y para una punta máxima de 3.8 MW. Las unidades generadoras consideradas permiten la utilización de hasta 4 grupos generadores de 1 MW, 3 parques solares fotovoltaicos de 1 MW cada uno, y un parque eólico con capacidad de hasta 4 MW. Las unidades generadoras se ubican en diferentes puntos de la isla, tal y como se muestra en la Figura 3.3, de forma que en la simulación la central térmica alimenta al sistema a través del nudo 1 (nudo balance o slack). Los parques solares están conectados a la red a través de los nudos 37, 38 y 39, y el parque eólico está conectado a través del nudo 40. El sistema eléctrico funciona en anillo, donde el flujo comienza en el nudo 2 de la subestación, que se conecta con el nudo 3, y vuelve a cerrarse en el nudo 2 a través del nudo 24.

3.5.2 Impacto técnico de la integración

Con el fin de evaluar el comportamiento de la red frente a la integración de GD a gran escala, se analizaron varios escenarios de configuración para la generación, teniendo en cuenta diferentes fracciones de energía renovables para cada tecnología. El estudio se realizó obteniendo el flujo de potencia, las pérdidas y las variaciones de tensión. Los resultados se muestran en las Tablas 3.7 y 3.8. El escenario 1 se definió como el escenario base de comparación, en el que la demanda del sistema eléctrico sería alimentada en un 100% por la central térmica. Los demás escenarios, del 2 al 11, corresponden a diferentes configuraciones híbridas del sistema, donde se combinan, en proporciones diferentes, generación diésel con eólica, diésel con fotovoltaica, y diésel con eólica y con fotovoltaica.

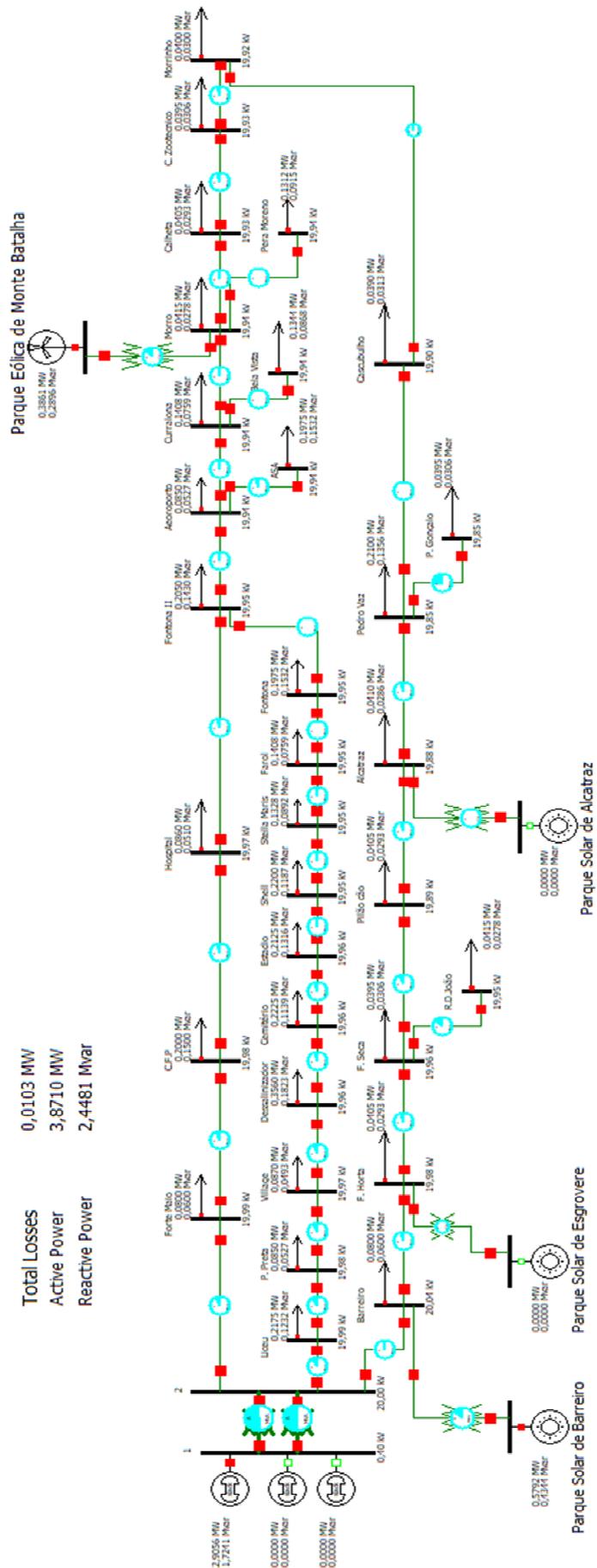


Figura 3.9.- Esquema simplificado de la red eléctrica de Santiago en PowerWorld.

Los resultados de la Tabla 3.7 muestran que, cuando hay un mayor porcentaje de producción eólica, disminuye significativamente la potencia reactiva generada en comparación con el escenario 1. Sin embargo, en configuraciones que combinan diésel con fotovoltaica, esa tendencia se invierte, aumentando ligeramente el valor de la potencia reactiva. Lo mismo ocurre con las pérdidas de energía activa: las configuraciones con generación distribuida presentan valores de pérdidas menores que el escenario base, excepto cuando el sistema productor incluye más de un 20% de fotovoltaica. Se observó, además, que la configuración híbrida que presenta menos pérdidas es la que combina diésel con un 44% de eólica y un 10% de fotovoltaica. Otro resultado que se obtuvo fue que la generación distribuida tiene más impacto en la reducción de las pérdidas cuando alimentan cargas alejadas de la central térmica, estando la generación distribuida cerca de los puntos de consumo.

Tabla 3.7– Impacto técnico de la integración de generación distribuida con diferentes capacidades.

Cenarios	configuração	Potencia Gerada		Potencia consumida		Perdas	
		activa	reactiva	activa	reactiva	activa	reactiva
Cenarios 1	Sem GD (100% Diesel)	3,8792	2,3018	3,8645	2,3018	0,0148	-0,96
Cenarios 2	Diesel + 22% eólica	3,8727	1,7935	3,8645	1,7935	0,0093	-0,97
Cenarios 3	Diesel + 44% eólica	3,8732	1,2895	3,8645	1,2845	0,0084	-0,97
Cenarios 4	Diesel + 66% eólica	3,8756	0,8162	3,8645	0,8162	0,0117	-0,97
Cenarios 5	Diesel + 10% solar	3,8755	2,3591	3,8645	2,3591	0,0128	-0,96
Cenarios 6	Diesel + 20% solar	3,8785	2,4204	3,8645	2,4204	0,0146	-0,96
Cenarios 7	Diesel + 30% solar	3,8831	2,4827	3,8645	2,4827	0,0203	-0,96
Cenarios 8	Diesel + 40% solar	3,8939	2,5486	3,8645	2,5486	0,0297	-0,96
Cenarios 9	Diesel + 22% eólica + 10% solar	3,8720	1,8526	3,8645	1,8526	0,0076	-0,95
Cenarios 10	Diesel + 22% eólica + 20% solar	3,8737	1,9132	3,8645	1,9132	0,0097	-0,97
Cenarios 11	Diesel + 44% eólica + 10% solar	3,8686	1,3629	3,8645	1,3629	0,0069	-0,97

Además del flujo de potencia y de las pérdidas, se analizaron las variaciones de tensión en los nudos más cercanos a las unidades de generación. Así, se analizaron 5 nudos diferentes para los 11 escenarios considerados (Tabla 3.8). El resultado mostró que los niveles de tensión mejoran con la integración de generación distribuida respecto del sistema 100% diésel, influyendo el porcentaje de generación distribuida y su ubicación. La Figura 3.10 muestra la variación de tensión en el nudo de interconexión del parque eólico para los 11 escenarios considerados, observándose el aumento de los niveles de tensión en comparación con el escenario 1 (escenario 100% diésel), de forma más acusada en los escenarios de 2 a 4, y de 9 a 11, que son las configuraciones que incluyen generación eólica. El mismo estudio se realizó para el nudo de Figueira Horta, donde se localiza uno de los parques fotovoltaicos. En la Figura 3.11 se observa que se produce un aumento proporcional a la fracción fotovoltaica de los niveles de tensión.

Tabla 3.8 – Variación de tensión por zona.

F. Horta	Alcatraz	Morro	Forte Maio	Barreiro
0,99261	0,98913	0,99510	0,99955	
0,99335	0,99054	0,99779	0,99966	
0,99408	0,99194	1,00046	0,99977	
0,99477	0,99325	1,00296	0,99987	
0,99643	0,99177	0,99534	0,99956	0,99967
1,00013	0,99432	0,99558	0,99957	1,00389
1,00385	0,99690	0,99580	0,99958	1,00811
1,00750	0,99641	0,99604	0,99959	1,01224
0,99712	0,99315	0,99803	0,99967	1,0007
1,00086	0,99573	0,99826	0,99968	1,0043
0,99786	0,99452	1,00062	0,99978	1,0005

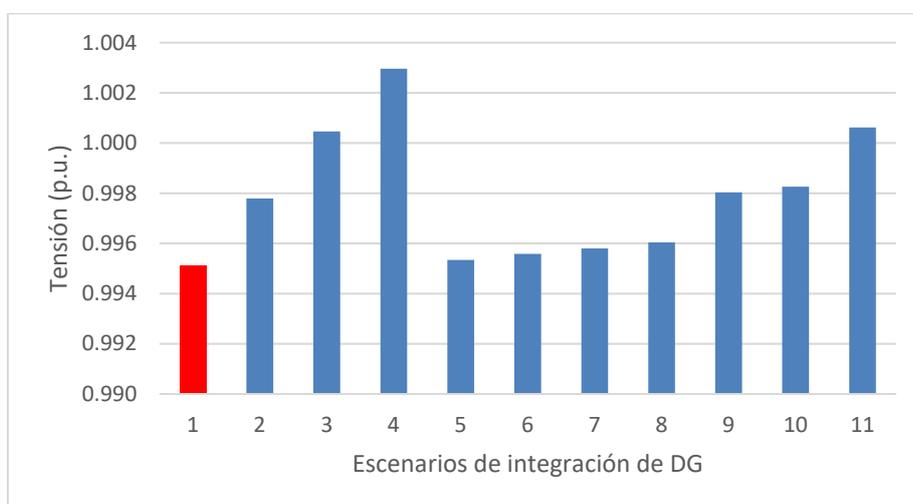


Figura 3.10 – Variación de tensión en la zona de Morro.

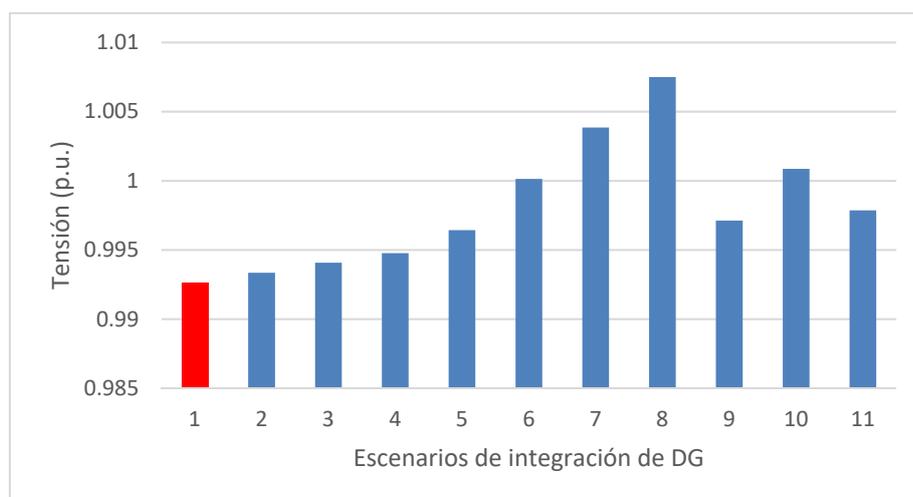


Figura 3.11- Variación de nivel de tensión en el nudo de interconexión de generación fotovoltaica.

3.6 – Tecnologías Smart Grid para la optimización de la integración de generación distribuida

Para que se puedan aprovechar mejor la generación distribuida en cada región o lugar, la red de distribución debe ser más dinámica e interactiva [36]. Teniendo en cuenta que se prevé una alta penetración de energías solar y eólica, el sistema eléctrico de la isla de Maio necesitaría una mayor flexibilidad en diferentes períodos de tiempo, ya que estas tecnologías requieren un flujo eléctrico en dos direcciones, tanto de la red a los consumidores como de la generación distribuida hacia la red [37]. Así, además de la necesidad de integrar la generación distribuida, hay que apostar por tecnologías avanzadas e inteligentes. Las tecnologías Smart Grid son la mejor alternativa para una integración eficiente de la generación distribuida, ya que a través de una estructura de monitorización y control inteligente se puede prever la disponibilidad de los recursos y la demanda, así como evaluar el precio de la electricidad en el mercado en tiempo real [38]. Las Smart Grids también permiten controlar de forma adecuada cualquier variación inesperada del sistema eléctrico, automatizar el despacho y, consecuentemente, optimizar todas las operaciones del sistema [39]. Estas acciones tienen un impacto positivo en todos los agentes del sistema, ya que permite ahorrar energía, reducir los costes del consumidor y mejorar la fiabilidad del sistema, tal y como se indica en la Figura 3.12 [40], [41].

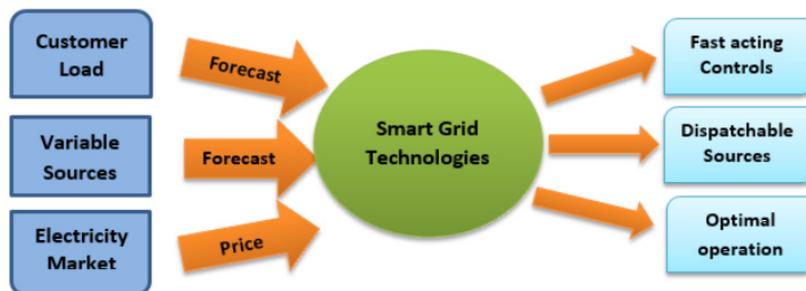


Figura 3.12– Impacto de las tecnologías Smart Grid en un sistema eléctrico.

Las tecnologías Smart Grid pueden reducir significativamente las barreras para la integración de recursos renovables en el archipiélago, ya que estas posibilitan una alta penetración de energías renovables, y además mejoran la fiabilidad del sistema [42]. Por otro lado, al posibilitar que los consumidores tengan un papel activo en el sistema, las Smart Grids permiten obtener beneficios económicos, reducción de los picos de consumo, aumento de la eficiencia energética, así como reducción de los gases de efecto invernadero.

Además de eso, otro beneficio de gran impacto es la capacidad de las Smart Grids para la regulación de tensión y en el seguimiento de la demanda, permitiendo así reducir el coste de las operaciones al tener en cuenta los costes marginales de producción [39].

En cuanto a los beneficios de las Smart Grids, el archipiélago de Cabo Verde, además de crear e incentivar proyectos de integración de energías renovables distribuidos, ha invertido en varios proyectos relacionados con la gestión de la producción, con SCADA/DMS/EMS; control y monitorización de la red de distribución, y tráfico del consumo, con contadores inteligentes y sistemas AMI. El gobierno, actualmente, es el principal impulsor e inversor en las tecnologías Smart Grid, y a causa de su elevado coste se ha retrasado su plena implementación. En este sentido, el gobierno de Cabo Verde está trabajando para que el mercado eléctrico se liberalice, para que los inversores privados tengan una mayor participación en el sector y para que se pueda aprovechar en su totalidad todo el potencial de estas tecnologías, con especial énfasis en un mayor aprovechamiento de las energías renovables.

3.7 - Conclusiones

Los beneficios de la utilización/integración de la generación distribuida son evidentes, pero como ya se ha mencionado, es necesario dimensionarla y situarla adecuadamente, ya que en otro caso puede tener efectos indeseados. En este sentido, a pesar de los potenciales beneficios de la generación distribuida, existen varios y complejos desafíos que los sistemas eléctricos deben superar para que su integración tenga el impacto positivo deseado, principalmente en sistemas insulares donde no hay posibilidad de interconexión con otros sistemas. Los resultados de los análisis económicos y técnicos para un nuevo sistema eléctrico para la isla de Maio revelaron que la integración de las energías renovables traería grandes beneficios para el sistema frente al actual (100% diésel). Los beneficios se pueden evaluar en términos de retorno financiero por los costes evitados al reducir el petróleo importado, pero también en términos medioambientales por la reducción en las emisiones CO₂. El estudio técnico reveló, además, que la integración de generación distribuida no sólo mejora el flujo de potencia, sino que también ayuda a disminuir las pérdidas del sistema. La generación distribuida también puede ayudar a mejorar la estabilidad del sistema reduciendo la variación de los niveles de tensión en los nudos. Para el caso concreto del sistema eléctrico de la isla de Maio, los resultados de los análisis, tanto económicos como técnicos, indicaron que el sistema eléctrico obtendría los mejores beneficios para una

configuración híbrida incluyendo los 3 recursos energéticos, pero con fracciones de integración de generación distribuida de hasta el 50% del total, y que de esa fracción sería recomendable que predominase la generación eólica.

La deficiente flexibilidad del sistema eléctrico actual, combinado con un inadecuado sistema de comunicación, podrían dificultar la viabilidad de la integración de generación distribuida a gran escala y encarecer el coste total del sistema. Así, además de la necesidad de técnicas y metodologías de optimización cada vez más eficaces, tanto el sistema eléctrico actual de la isla de Maio como los del resto del archipiélago, se enfrentan a otras cuestiones relacionadas con la elevada inversión que se requiere para añadir generación distribuida, la calidad de la energía, la adecuación de las infraestructuras, la capacidad técnica, la protección medioambiental y la seguridad, que pueden dificultar la integración de las energías renovables.

Bibliografía

- [1] M. Welsch, M. Bazilian e M. Howells, "Smart and Just Grids for sub-Saharan Africa: Exploring options," *Renewable and Sustainable Energy Reviews* , nº 20, p. 336–352, 2013.
- [2] REN21, "Renewables 2018 Global Status Report," REN21 Secretariat, France, 2018.
- [3] Pacific Power Association, "United States of America Insular Areas Energy Assessment Report," Washington, 2006.
- [4] Jamian, A. M., M. M., J. G., M. H. e B. A., "Optimum multi DG units placement and sizing based on voltage stability index and PSO," em *47th International universities power engineering conference (UPEC)*, United Kingdom, 2012.
- [5] P. Basak, S. Chowdhury, S. Halder nee Dey e S. Chowdhury, "A literature review on integration of distributed energy resources in the perspective of control, protection and stability of microgrid," *Renewable and Sustainable Energy Reviews* , vol. 16, p. 5545–5556, 2012.
- [6] K. Alanne e A. Saari, " Distributed energy generation and sustainable development," *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, vol. 10, nº 6, pp. 539-558, 2006.
- [7] S. Ghosh, S. Ghoshal e S. Ghosh, "Optimal sizing and placement of distributed generation in a network system," *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 32, p. 849–856, 2010.
- [8] U.S. Department of Energy, "THE POTENTIAL BENEFITS OF DISTRIBUTED GENERATION AND RATE-RELATED ISSUES THAT MAY IMPEDE THEIR EXPANSION," U.S. Department of Energy, Washington DC, 2007.
- [9] G. tAllan, I. Eromenk, M. Gilmartin, I. Kockar e P. McGregor, "The economics of distributed energy generation: A literature review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 42, pp. 543-556, 2015.
- [10] G. M. Masters, "Economics of distributed resources," em *Renewable and Efficient Electric Power Systems*, New Jersey, John Wiley & Sons, 2004, pp. 232-305.
- [11] M. F. Akorede, H. Hizam e E. Pouresmaeil, "Distributed energy resources and benefits to the environment," *Renewable and Sustainable Energy Reviews* , vol. 14, p. 724–734, 2010.
- [12] G. Pepermans, J. Driesen, D. Haeseldonckx, R. Belmans e W. D'haeseleer, "Distributed generation: definition, benefits and issues," *Energy Policy* , vol. 33, p. 787–798, 2005.
- [13] T. Ackermann, G. Andersson e L. Soder, "Distributed generation: a definition," *Electric Power Systems Research* , vol. 57, p. 195–204, 2001.
- [14] R. Viral e D. Khatod, "Optimal planning of distributed generation systems in distribution system: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, p. 5146–5165, 2012.
- [15] Y. Kuang, Y. Zhang, B. Zhou, C. Li, Y. Cao, L. Li e L. Zeng, "A review of renewable energy utilization in islands," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 59, p. 504–513, 2016.

- [16] W. BM, *Sustainable energy for islands: Opportunities versus Constraints of a 100% Renewable Electricity Systems [MSc thesis]*, Lund: The International Institute for Industrial Environmental Economics, 2006.
- [17] O. Erdinc, N. Paterakis, Catalão e JoãoP.S., “Overview of insular power systems under increasing penetration of renewable energy sources: Opportunities and challenges,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 52, p. 333–346, 2015.
- [18] D. Neves, C. Silva e S. Connors, “Design and implementation of hybrid renewable energy systems on micro-communities: A review on case studies,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 31, p. 935–946, 2014.
- [19] F. Wolf, D. Surroop, A. Singh e W. Leal, “Energy access and security strategies in Small Island Developing States,” *Energy Policy*, vol. 98, pp. 663-673, 2016.
- [20] W.-S. Tan, M. Y. Hassan, M. S. Majid e H. A. Rahman, “Optimal distributed renewable generation planning: A review of different approaches,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 18, p. 626–645, 2013.
- [21] N. Khalesi, N. Rezaei e M.-R. H. Haghifam, “DG allocation with application of dynamic programming for loss reduction and reliability improvement,” *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 33, p. 288–295, 2011.
- [22] A. D. Le, M. Kashem, M. Negnevitsky e G. Ledwich, “Optimal Distributed Generation Parameters for Reducing Losses with Economic Consideration,” em *Power Engineering Society General Meeting*, Tampa, 2007.
- [23] Câmara Municipal do Maio, *Plano Municipal de Desenvolvimento Local: Ilha do Maio-Cabo Verde*, Maio, 2014.
- [24] Empresa de electricidade e Águas SA (ELECTRA), “RELATÓRIO E CONTAS Exercício de 2016,” ELECTRA, Praia, 2017.
- [25] Ministério de Industria, comrcio e Energia, “Cabo Verde Nacional Power Sector Master Plan 2018-2020,” em *Simpósio Germano-Caboverdiano de Energia*, Santa Maria, 2018.
- [26] Empresa de Electricidade e Água SARL (ELECTRA), “RELATÓRIO E CONTAS Exercício de 2015,” ELECTRA, Praia, 2016.
- [27] GESTO ENERGIA S.A, “Atlas e Projectos de energias Renovaveis de Cabo Verde,” Ministerio de Turismo, industria e Energia, Praia, 2011.
- [28] Gesto Energia S.A., “Plano Energético Renovavel de Cabo Verde,” Praia, 2011.
- [29] Japan International Cooperation Agency (JICA), “The Study of Information Collection and Verification Survey for Renewable Energy Introduction and Grid Stabilization in The Republic of Cabo Verde,” The Republic of Cabo Verde Ministry of Economy and Employment, Praia, 2016.
- [30] C. L. Borges e D. M. Falcão, “Optimal distributed generation allocation for reliability, losses, and voltage improvement,” *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 28, p. 413–420, 2006.
- [31] J. G. Mcgowan e J. Manwell, “Hybrid wind/PV/diesel system experiences,” *Renewable Energy*, vol. 16, pp. 928-933, 1999.

- [32] R. D. López, Agustín e J. L. Bernal, "Design and control strategies of PV-Diesel systems using genetic algorithms," *Solar Energy*, vol. 79, p. 33–46, 2005.
- [33] Homer Energy, "Homer Energy," U.S. Department of Energy's National Renewable Energy Laboratory (NREL), [Online]. Available: <https://www.homerenergy.com/index.html>. [Acedido em 30 07 2018].
- [34] PowerWorld Corporation, "PowerWorld Corporation," [Online]. Available: <https://www.powerworld.com/>. [Acedido em 08 2018].
- [35] A. Keane, L. F. Ochoa, C. Borges e G. W. Ault, "State-of-the-Art Techniques and Challenges Ahead for Distributed Generation Planning and Optimization," *IEEE transactions on power systems*, vol. 28, pp. 1493-1502, 2013.
- [36] RENEWABLES 2018 GLOBAL STATUS REPORT, "ENERGY SYSTEMS INTEGRATION AND ENABLING TECHNOLOGIES," RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21st CENTURY (REN21), 2018. [Online]. Available: http://www.ren21.net/gsr-2018/chapters/chapter_06/chapter_06/#target_5. [Acedido em Junho 2018].
- [37] G. Papaefthymiou, K. Grave e K. Dragoon, "Flexibility options in electricity systems," 10 Março 2014. [Online]. Available: <https://www.ecofys.com/files/files/ecofys-eci-2014-flexibility-options-in-electricity-systems.pdf>. [Acedido em 07 2018].
- [38] M. A. Brown, "Enhancing efficiency and renewables with smart grid technologies and policies," *Futures*, vol. 58, pp. 21-33, 2014.
- [39] N. Phuangpornpitak e S. Tia, "Opportunities and Challenges of Integrating Renewable Energy in Smart Grid System," *Energy Procedia*, vol. 34, p. 282 – 290, 2013.
- [40] C. Brandstatt, G. Brunekreeft e N. Friedrichsen, "Smart Pricing to Reduce Network Investment in Smart Distribution Grids: Experience in Germany," em *Smart Grid - Integrating Renewable, Distributed & Efficient Energy*, Fereidoon P. Sioshansi, 2012, pp. 317-342.
- [41] L. D. Bailey, "The Challenges of Integrating Renewable and Distributed Energy Resources," em *Electrical Power and Energy conference*, Canada, 2011.
- [42] Pacific Northwest National Laboratory, "Smart Grid Technologies: Status and Application," APEC Energy Working Group, Singapore, 2011.

Capítulo 4

Estructura avanzada de medición (AMI) en la reducción de las pérdidas eléctricas en un sistema eléctrico aislado

4.1 - Introducción

Las pérdidas eléctricas reflejan el nivel de eficiencia o de ineficiencia de un sistema eléctrico. Las pérdidas pueden ser técnicas o no técnicas. Las pérdidas técnicas se deben al comportamiento de los materiales que constituyen el sistema al circular la corriente eléctrica por ellos. Las pérdidas no técnicas se producen por el modo de explotación y utilización de los componentes del sistema por parte de los agentes que intervienen directamente en él. En este sentido, el porcentaje de pérdidas en una red eléctrica es el resultado de la suma de las pérdidas técnicas y no técnicas. Las pérdidas técnicas son mensurables y pueden estimarse en función de los equipos y de la tecnología utilizada, pero no pueden ser eliminadas en su totalidad. Por otro lado, las pérdidas no técnicas son más difíciles de predecir, pero dependiendo de la metodología y las tecnologías aplicadas pueden ser atenuadas y, en algunos casos, eliminadas.

Independientemente del perfil y de la naturaleza de los consumidores, los operadores del sistema eléctrico evalúan las pérdidas, comprobando el grave perjuicio que ocasionan [1]. En los países en desarrollo, estas pérdidas han sido más relevantes, llegando a alcanzar un porcentaje superior al 40% del total de la energía generada [2]. El sistema eléctrico de la isla de Santiago funciona de forma aislada del resto del país, pero a pesar de su reducida dimensión ha presentado a lo largo de los últimos años valores de pérdidas superiores al 30% de su energía generada (Figura 4.1), proporcionando enormes perjuicios directos e indirectos para todos los stakeholders del sector, y teniendo un gran impacto en el precio final de la electricidad.

Las causas de estas pérdidas están relacionadas con cuestiones técnicas y no técnicas, y en mayor porcentaje corresponde a las pérdidas no técnicas, estimándose que son responsables de más del 75% del total [3]. Las principales causas que originan pérdidas no técnicas están relacionadas con el impago de facturas por parte de los clientes; contadores de energía

defectuosos o consumos no registrados; errores y retrasos en la lectura y el cobro; comunicación de falsas lecturas por modificación de los contadores; robo, a través de desviación en el contador o realizando conexiones ilegales; cuentas atrasadas ignoradas; y fraude en los contadores.

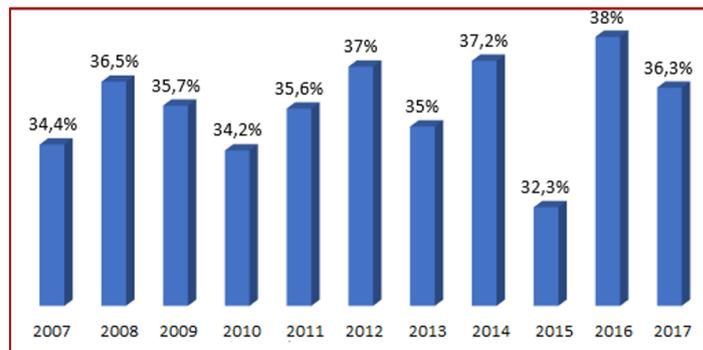


Figura 4.1- Evolución de las pérdidas eléctricas en la isla de Santiago.

A nivel mundial varios procedimientos, metodologías y tecnologías, han sido estudiadas y probadas con el fin de detectar y reducir las pérdidas no técnicas de un sistema eléctrico, siendo el uso de contadores inteligentes (“Smart Meters”, SM) uno de los métodos más fiables. Los SM no sólo son útiles para la reducción de las pérdidas eléctricas, además también permiten mejorar la calidad de la energía, ya que proporcionan datos complementarios que ayudan en este sentido. Para que estos dispositivos sean útiles es necesaria una infraestructura avanzada de medición (“Advanced Measuring Infrastructure”, AMI), de la cual forman parte los SM. Así, es posible, a través de un sistema de información y comunicación, recoger y tratar, de forma casi instantánea, los datos de los consumidores, posibilitando a la compañía eléctrica monitorizar y controlar todo el flujo energético de la red.

Este capítulo pretende comprender cuál es el impacto de AMI en la reducción de las pérdidas eléctricas en una red eléctrica aislada, mostrando un estudio que se realizó en términos de coste-beneficio para su implementación. Para ello se utilizó como caso de estudio la isla de Santiago.

4.2 – Pérdidas eléctricas

Las pérdidas eléctricas tienen orígenes diversos y dependen de la gestión de todo el sistema eléctrico. En general, las principales causas de pérdidas son las que se muestran en la Figura

4.2, donde se puede constatar que además de las pérdidas técnicas, que son intrínsecas a los componentes del sistema, muchos otros factores contribuyen a las pérdidas no técnicas, ya sea a nivel administrativo, de la operación y el mantenimiento o a nivel de fraude y robo [4].

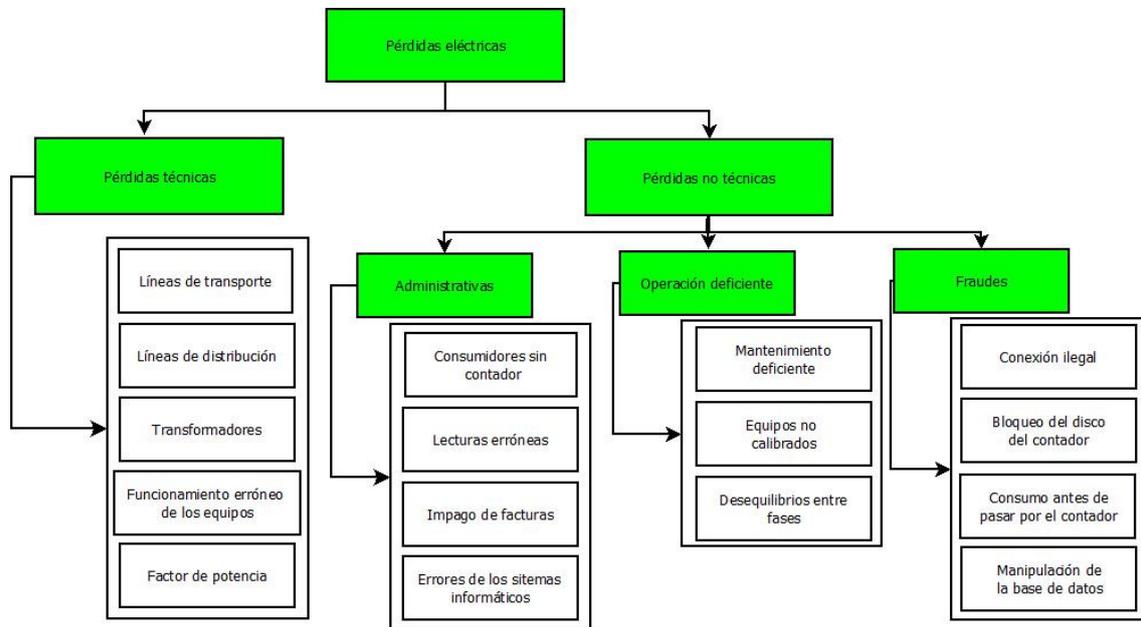


Figura 4.2 - Clasificación de las pérdidas de energía eléctrica.

A pesar de la dificultad de contabilizar los valores reales de las pérdidas en un sistema, las estimaciones pueden aportar valores muy próximos a los reales, ya que las pérdidas se pueden calcular como la diferencia entre la energía generada y la energía facturada, obteniendo así la suma de las pérdidas técnicas y las no técnicas. Este cálculo se indica en las ecuaciones siguientes:

$$PE = P_g - P_{used}$$

$$\sum PE = \sum P_{tech} + \sum P_{non_tech}$$

Donde,

PE son las pérdidas eléctricas del sistema eléctrico (kWh), P_g es la energía generada (kWh), P_{used} es la energía facturada (kWh), P_{tech} es la pérdida técnica en la red (kWh) y P_{non_tech} es la pérdida no técnica en la red (kWh).

4.2.1 Pérdidas técnicas

Son varios los factores que pueden contribuir a las pérdidas técnicas en la red. Por ejemplo, se producen pérdidas dieléctricas, pérdidas por inducción y pérdidas por radiación (producidas por los campos electromagnéticos que rodean a los conductores), y las que son posibles de calcular y controlar como distorsión de armónicos, conexión a tierra inadecuada al final del consumidor, líneas de fase única larga, desequilibrio de carga, pérdidas por sobrecarga y baja tensión o pérdidas debido a la baja calidad de los equipos [3]. Las pérdidas técnicas intrínsecas al sistema se producen en la generación, transporte y distribución de la energía, a causa de los fenómenos de histéresis y corrientes de Foucault en los transformadores, denominadas pérdidas en el hierro, y por efecto Joule en los conductores, denominada de pérdidas en el cobre, que pueden ser representadas por las siguientes ecuaciones:

$$P_{transf} = P_{copper} + P_{iron}$$

Donde

P_{transf} (W) es la pérdida de potencia en el transformador, P_{copper} (W) es la pérdida en el cobre y P_{iron} (W) es la pérdida en el hierro.

Siendo:

$$P_{copper} = R_1 \cdot I_1^2 + R_2 \cdot I_2^2$$

$$P_{iron} = P_{hysteresis} + P_{foucault}$$

En que,

I_1 e I_2 (A) son las corrientes en el primario y secundario del transformador, R_1 y R_2 (Ω) son las resistencias del primario y secundario del transformador, $P_{hysteresis}$ (W) son las pérdidas por histéresis y $P_{foucault}$ (W) son las pérdidas por corriente de Foucault.

Las pérdidas técnicas también se producen por el calentamiento en los conductores eléctricos y bobinas de varios elementos del sistema de distribución, debido al efecto Joule:

$$P_{Joule} = 3 \times R \times I = 3 \times \rho \frac{l}{S} \times I^2$$

Donde:

P_{Joule} (W) son las pérdidas de potencia activa en las 3 fases; R (Ω) es la resistencia por fase; I (A) es la corriente aparente por fase; ρ ($\Omega \cdot m$) es la resistividad del material conductor; l (m) es la longitud del conductor; S (m^2) es la sección del material conductor.

Las pérdidas eléctricas en la red varían de acuerdo con las características de los conductores, del flujo de corriente y de la longitud de la línea. También influye la forma de la onda de corriente, por lo que, para distancias elevadas, las pérdidas son menores en la red de transporte en corriente continua (CC) que en corriente alterna (CA) [5]. La mayor parte de las pérdidas técnicas se producen en la red de distribución, pudiendo variar entre un 5% y un 10% en los países desarrollados y, en algunos casos, ser superior al 40% en los países en desarrollo [6].

Las técnicas más utilizadas para la reducción de las pérdidas técnicas son: optimización de la tensión; corrección del factor de potencia; incremento de la sección de los conductores en el primario; instalación de un feeder en paralelo; aumento de los conductores o reconfiguración de la red secundaria; cambio del transformador de distribución; uso de transformadores de núcleo amorfo; conversión de tensión; actualización de los equipos auxiliares en la subestación; aumento de los transformadores en las subestaciones; actualización de la tecnología de medición; y actualización de la tecnología de iluminación pública.

4.2.2 Pérdidas no técnicas

Las pérdidas no técnicas tienen orígenes diversos, pudiendo tener causas administrativas. Por ejemplo, pueden ocurrir por la deficiencia en las operaciones o ser fruto de comportamientos fraudulentos. A nivel administrativo pueden producirse por lecturas erróneas, por usuarios sin contadores, por clientes que no pagan o por fallos en el sistema informático. A nivel de las operaciones, las pérdidas se producen por un mantenimiento deficiente, por un equipamiento desequilibrado o por un desequilibrio de fases. Las pérdidas fraudulentas se producen por la intervención indebida en la base de datos, la conexión del consumo antes del contador, por las conexiones no autorizadas o por los cambios en el contador. Por lo tanto, gran parte de las pérdidas no técnicas ocurren por uso irregular de la energía por la acción de terceros, en particular en la red de distribución de BT y MT.

Las pérdidas no técnicas son difíciles de medir porque a menudo no son consideradas por los operadores del sistema por no disponer de información real registrada. En general, se estiman directamente o se calculan como la diferencia entre las pérdidas globales del sistema y las pérdidas técnicas [7] [8], tal y como se indica en la siguiente ecuación:

$$Pérdidas_{No-Técnicas} = Pérdidas_{globales} - Pérdidas_{técnicas}$$

Para evaluar las pérdidas totales del sistema se puede recurrir a la medición o a cálculos analíticos. Hay que tener en cuenta que la medición puede ser un proceso costoso, ya que sería necesario garantizar medidas coincidentes y precisión de los resultados. A menudo se opta por cálculos analíticos a través de software para el modelado del sistema eléctrico [9] [10]. Uno de los métodos más utilizados para estimar las pérdidas no técnicas es el análisis del perfil de los consumos, detectando así los consumos anómalos frente a los registros estandarizados. Sin embargo, este método no es aplicable para detectar todos los métodos de robo. Por ejemplo, para consumidores que no tienen registros o en los que el bypass es completo, la detección se realiza mediante el balance entre la energía suministrada y la energía consumida por los usuarios [11].

El robo y fraude son las principales causas de las elevadas pérdidas no técnicas, siendo también uno de los factores para el crecimiento de las pérdidas técnicas a causa de la sobrecarga en las redes, haciendo que el sistema eléctrico sea más vulnerable y, por lo tanto, menos fiable. Algunos autores señalan que este tipo de pérdidas están directamente vinculadas a factores socioculturales y financieros, como la renta per cápita, la ausencia de gobernanza, la corrupción, el coste de las tarifas eléctricas, o el nivel y el grado de violencia existentes en una determinada sociedad [35].

4.3 – Caracterización de la AMI

La transición de los sistemas eléctricos convencionales a uno con Smart Grids surgió como una necesidad ante las nuevas metas del sector eléctrico: mayor eficiencia, mejora de la calidad, más fiabilidad y respeto al medio ambiente. En este sentido, la AMI desempeña una función relevante en una red eléctrica moderna e inteligente, aportando beneficios financieros, mejorando la calidad del servicio y atendiendo las preocupaciones medioambientales [12].

AMI es una tecnología que permite que los SM y otros dispositivos de control puedan comunicarse de forma bidireccional con la compañía eléctrica a través de estructuras de comunicación. Esta interconexión permite la recogida de datos de los contadores instantáneamente, así como obtener informes de funcionamiento de éstos. Además de estas características, AMI permite a las compañías actuar de forma remota, activando o desactivando los SM según las necesidades. Entre otras características, AMI tiene la capacidad de reconfigurarse por el fallo en las comunicaciones y de conectarse al sistema de cobros y gestionar las interrupciones [13]. En realidad, AMI no es sólo una tecnología, es una infraestructura que agrega varias tecnologías y aplicaciones que incluyen SM, redes de comunicación en los diferentes niveles de la infraestructura, sistemas de medición y gestión de datos (MDMS), así como varias aplicaciones que posibilitan la integración de los datos recogidos mediante las interfaces de la plataforma, tal y como se indica en la Figura 4.3 [14] [15].

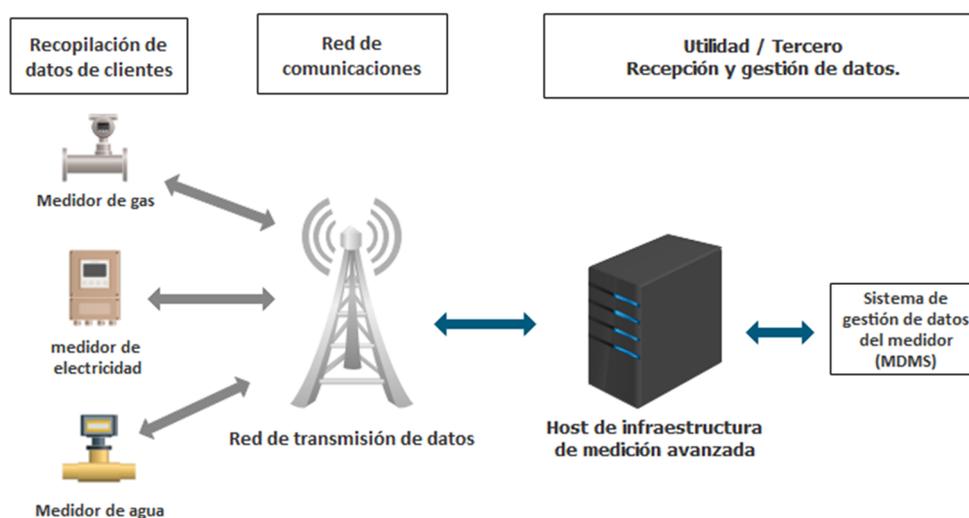


Figura 4.3 – Configuración de la estructura AMI.

4.3.1 Smart Meters (SM)

Los SM son considerados por muchos, como la principal tecnología de una Smart Grid. Los SM son los contadores digitales usados para recoger y transmitir información a la compañía sobre el consumo de electricidad, agua o gas. Los SM también son utilizados por las compañías para recibir comandos de activación, desactivación o envío de información sobre los precios remotamente [16]. Contrariamente a los contadores del tipo Automated Meter Reading (AMR), cuya función es sólo proporcionar datos del consumo mensual/periódico a través de una comunicación unidireccional, el SM utiliza una

comunicación bidireccional con la compañía, ofreciendo varias funciones, que se muestran de forma resumida en la Tabla 4.1 [17]. Además de estas funcionalidades, el SM recoge datos para monitorizar la calidad de energía, y detectar hurtos y robos de la misma [14]. Las características mínimas para un SM en Europa se enumeran en el informe “Study on cost benefit analysis of Smart Metering Systems in EU Member States” [18], donde se constata que la preocupación central en relación con los SM es cómo garantizar una comunicación eficiente, fiable y segura de los datos. Así, para garantizar la seguridad de los datos en los SM hay que definir los requisitos de seguridad claves para la gestión, como confidencialidad, disponibilidad, integridad, autorización, autenticación y responsabilidad [19].

Tabla 4 1 - Comparación entre AMR y AMI.

Características	Lectura automática de contadores (AMR)	Infraestructura de medición avanzada (AMI)
Contadores	Híbrido	Híbrido o fija.
Aplicación fundamental	Coste total de consumo	Precios en tiempo real, Lectura remoto del medidor, Estado del dispositivo
Key Software Interfaces	Facturación e información del cliente	Facturación e información del cliente. Visualización de datos del cliente Gestión de cortes Demand Response Interfaces API
Dispositivos adicionales necesarios	Ninguna	Controlador de dispositivos Home Display (IHD).

4.3.2 Tecnologías de comunicación

La integración de una estructura de comunicación es vital para el correcto funcionamiento de los SM y de otros subsistemas de la AMI, pues permite que los SM puedan enviar los datos recogidos para ser analizados, y recibir instrucciones de operación a través del centro de operación. Esta comunicación bidireccional entre los contadores de los consumidores y el centro de operaciones debe garantizarse mediante redes de comunicación robustas y seguras, teniendo en cuenta los siguientes aspectos: el volumen y la fiabilidad de la información, la restricción del acceso de los datos, la autenticidad de los datos y la precisión en la comunicación, pero también el coste efectivo de su implementación y la posibilidad de expansión futura [14]. Un AMI que cubre todos los subsistemas del sistema eléctrico posee, normalmente, 3 jerarquías de red: Wide Area Network (WAN), Neighborhood Area

Network (NAN) y Home Area Network (HAN), tal y como se muestra en la Figura 4.4, de forma que para cada una de ellas se pueden utilizar varias tecnologías diferentes, siendo las más utilizadas: Power Line Carrier (PLC), Broadband over Power Lines (BPL), Copper or optical fiber, Cellular, WiMax, Bluetooth, General Packet Radio Service (GPRS), Internet (3G,4G o 5G), Satellite, Peer-to-Peer y Zigbee [16] [20].

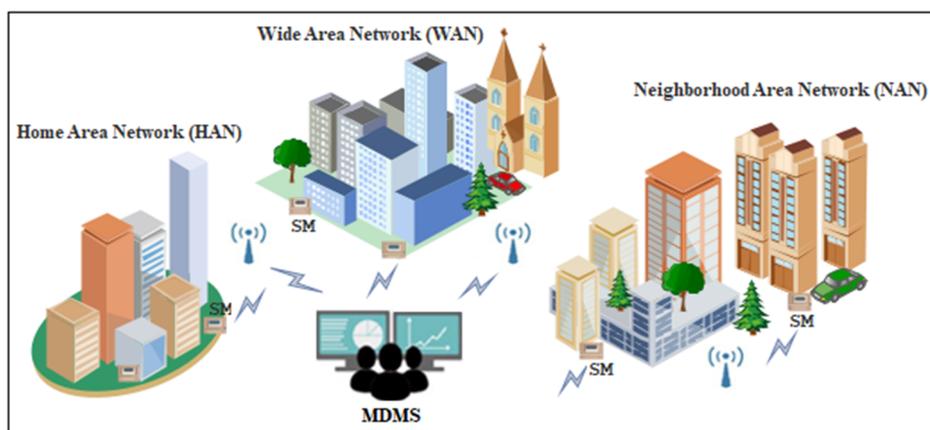


Figura 4.4- Estructura de Comunicación para AMI.

4.3.3 Meter Data Management Systems (MDMS)

Teniendo en cuenta las características de la información que debe recogerse, tratarse y almacenarse, es necesario un sistema de gestión de la información que posibilite la interacción entre los distintos sistemas de información que componen la AMI. Por lo tanto, el MDMS puede ser considerado como el módulo central del sistema de gestión, al disponer de las herramientas analíticas necesarias para permitir la interconexión con los sistemas de información que soportan los Gateways operativos [19], tales como:

- Sistema de Información al Consumidor (CIS) y sistemas de facturación.
- Sistema de gestión de fallos (OMS).
- Sistemas de gestión de calidad de energía y previsión de carga (ERP).
- Sistema de información geográfica (GIS).
- Gestión de carga del transformador (TLM).

MDMS tiene la función de validar, editar y estimar los datos de AMI para garantizar que, a pesar de las interrupciones en la red de comunicaciones o en las instalaciones del cliente, los datos que fluyen a los sistemas descritos anteriormente sean completos y precisos. También debe lidiar con Demand Response (DR), el perfil del consumo, y reaccionar en tiempo real a los cambios y emergencias en la red, tal y como se muestra en la Figura 4.5 [14] [20].

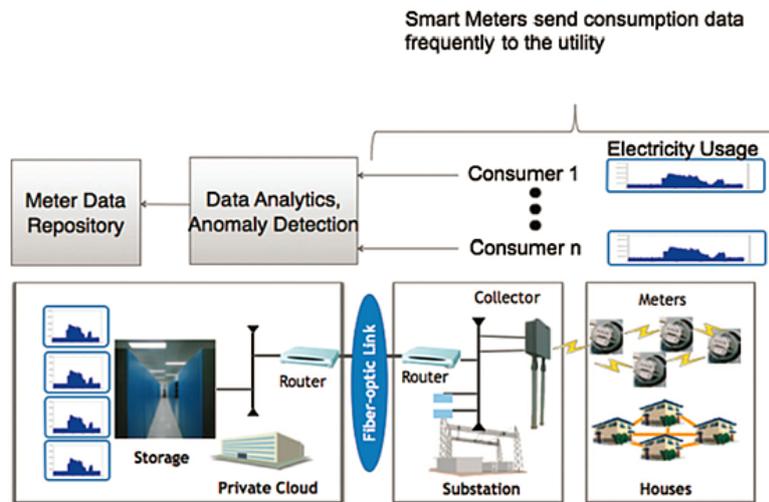


Figura 4.5– Sistema centralizado de gestión de datos de los contadores.

4.4 – Reducción de pérdidas no técnicas con AMI

Contrariamente a lo que sucede en los países desarrollados, en los países en vías de desarrollo la principal causa de la ineficiencia de los sistemas eléctricos son las pérdidas no técnicas, fuertemente influenciadas por el robo de energía. En pequeños países con escasos recursos, como Cabo Verde, las compañías se enfrentan a varios desafíos que incluyen una escasa capacidad de regulación e inspección por parte de los organismos gubernamentales, una cultura de falta de pago, capacidad limitada de pagar, construcción de viviendas precarias, calles y callejones estrechos, frecuente violencia contra funcionarios públicos, etc. [7]. Las pérdidas no técnicas, como ya se ha señalado, se producen a nivel administrativo, a nivel de las operaciones y mantenimiento, y por hurtos y robos de energía. Varias metodologías y tecnologías han sido probadas en la detección y reducción de pérdidas no técnicas, principalmente para combatir el hurto y el robo de energía, que van desde la creación de una buena relación con las comunidades, soluciones sociales que involucren a los consumidores o programas educativos en las escuelas, hasta soluciones técnicas, desde las más básicas como contadores prepago, hasta la integración de AMI [21]. Los distribuidores de electricidad pueden tener grandes beneficios con AMI, ya que utilizan sensores SM y estructuras de comunicación que pueden predecir y controlar el flujo de carga, detectando cualquier anomalía en el sistema, incluyendo el robo de energía [22].

4.4.1 Reducción de pérdidas administrativas

Las pérdidas administrativas, como ya se ha señalado, se refieren a la falta de lectura del consumo de algunos consumidores, errores en la lectura de los contadores, impago de la factura por parte de los clientes o fallos en el sistema de registro de información. AMI ofrece herramientas y aplicaciones que permiten, tanto a la compañía como a sus clientes, tener acceso a toda la información de los SM en períodos y tiempos cortos, pudiendo ser cada 5 minutos, 10 minutos, 30 minutos o de hora en hora, minimizando los errores de lectura y asegurando la lectura de los contadores. A través de la aplicación Demand Response los clientes tendrán una participación activa en el sistema, ayudando a las compañías a disminuir sus costes operativos. Por otro lado, AMI permite que la compañía ofrezca también nuevos programas de time-based rate e incentivos que alienten a los consumidores a reducir el pico de consumo, gestionando sus costes y su consumo energético [23]. Estos incentivos también pueden estar asociados a la capacidad de medir remota y automáticamente el consumo o de encender y apagar el servicio y reducir, o incluso eliminar, las pérdidas por impago de facturas por parte de los clientes [24].

4.4.2 Reducción de pérdidas en operación

AMI, a través del analizador de la calidad de energía (PQA) que incorpora, puede registrar parámetros eléctricos básicos como la tensión de fase, la corriente de fase, la potencia y la energía, junto con parámetros de calidad de energía como la caída de tensión, las interrupciones, los armónicos, las oscilaciones, las desviaciones de magnitud, las desviaciones de frecuencia y las desviaciones de fase de tensión y corriente. A partir de estos parámetros, el sistema puede detectar cualquier alteración o anomalía y tomar las decisiones más adecuadas [12]. Las pérdidas provocadas por un mantenimiento deficiente y los equipos desequilibrados o los desequilibrios de fases, dejan de ser un problema con AMI, ya que, a través del sistema de comunicación, de los sensores y los actuadores, y del sistema de gestión de red, se puede monitorizar el funcionamiento de todos los componentes de la red y establecer un calendario de intervención y mantenimiento en función del histórico y de las situaciones puntuales. Gracias a su capacidad self healing, gran parte de los incidentes mencionados anteriormente son tratados de forma automática y remota sin intervención personal y sin perturbar el suministro a los clientes [24]. Con AMI, la compañía conoce inmediatamente cuándo y dónde se produce una

indisponibilidad, siendo así posible enviar los equipos de reparación rápida y eficientemente [14].

4.4.3 Eliminación de hurtos y robo

En la isla de Santiago, así como en varios países en desarrollo, el robo de electricidad es un grave problema que afecta al sistema eléctrico, y que continúa aumentando. Se suelen producir, en la mayoría de las ocasiones, en la red de distribución, y son difíciles de detectar o prever [25]. Este problema da lugar a enormes pérdidas de ingresos para las compañías, pero también para los consumidores, ya que parte del coste se traslada a los clientes mediante tarifas más elevadas [26]. Las técnicas más utilizadas para el robo de energía son la conexión directa a la línea de alimentación de baja tensión (BT) y el bypass oculto a través del bloqueo mecánico del mecanismo analógico del contador [27]. Sin embargo, otras técnicas se han utilizado en algunos países, como revertir la dirección de registro del contador, cambio del neutro o tornillos en el contador, etc. [1]. Las técnicas utilizadas para el robo con contadores electromecánicos se sustituyen por otras cuando lo que se tienen son SM. Sin embargo, en ese caso se requieren conocimientos técnicos especializados, siendo las principales técnicas utilizadas en el robo de energía con AMI las que se explican en [28].

La detección de los robos de electricidad se ha realizado tradicionalmente a través de la verificación, por parte de la compañía, de la manipulación de la instalación, o a través de medidores de balance del consumo de los clientes, pero estos métodos no suelen dar buenos resultados. Por ello, AMI, a través de MDMS, dispone de un software de análisis de datos que identifica a los sospechosos de robo de electricidad a través de la detección y aislamiento de tendencias anormales de consumo, complementando las acciones del medidor de balance y las verificaciones físicas de la instalación por parte de la compañía [29]. Otras técnicas están siendo estudiadas o implementadas con el fin de encontrar una solución sostenible para la detección de las pérdidas no técnicas, tal y como se indica en [30]. Sin embargo, la utilización de SM y de AMI ha sido la solución con mayor impacto en los países desarrollados [30]. Por otro lado, en los países menos desarrollados, en América Latina, Asia y África, la implantación del uso de SM se debe también a la necesidad de detectar y evitar el robo de energía [31]. Por ello, la integración de AMI en el sistema eléctrico de la isla de Santiago, junto a otras tecnologías Smart Grid, parece ser una solución adecuada y eficaz, pues posibilita la mitigación y/o eliminación de las pérdidas no

técnicas, tanto a nivel administrativo como de operación y mantenimiento, así como el fraude y el robo de energía. Por lo tanto, AMI permite a las compañías obtener datos sobre el consumo en tiempo real de los consumidores, y analizarlos con el fin de obtener resultados detallados sobre cómo, cuándo y dónde la energía se distribuye y se consume en la red [32]. A pesar de las técnicas y equipos avanzados de medición, el robo de energía sigue siendo una cuestión irresoluble incluso para las tecnologías Smart Grid, pues se trata de un asunto que involucra a la naturaleza humana, así como consideraciones económicas.

AMI, a través de un sistema de comunicación bidireccional logra suministrar una gran cantidad de información, registrada por los SM, a las compañías, ayudándoles a mejorar la gestión de la energía y a mejorar la eficiencia del sistema eléctrico, tal y como se indica en la Tabla 4.2.

Tabla 4.2– Comparación entre Método Convencional y AMI en la resolución de PNT.

Principales causas de las Pérdidas No Técnicas	Método Convencional	Solución con AMI
Fraudes en los contadores.	El fraude se detecta solamente cuando se realiza la inspección periódica de la instalación del consumidor.	Detección de fraudes y monitorización remota en tiempo real.
Se demora la reconexión del suministro.	La conexión del servicio interrumpido se efectúa en el lugar del consumo.	La reconexión del suministro se realiza automática y remotamente para miles de consumidores al mismo tiempo.
Falta de mantenimiento de los contadores defectuosos y suministro no medido.	El mantenimiento de los contadores sólo se realiza tras constatación de bruscas variaciones de consumo en el consumo del cliente respecto de las anteriores lecturas registradas.	El consumo se registra en un corto intervalo de tiempo para identificar las anomalías que pueden producirse en el contador en tiempo real.
Error en la lectura y retraso en el cobro.	El proceso de lectura se realiza de forma manual y lenta, lo que genera errores y retrasos en el cobro	La lectura y el cobro se realiza de forma remota y automática en tiempo real.
Fractura en los postes de iluminación pública, desviación de energía antes del contador y otras conexiones ilegales.	Se realizan inspecciones periódicas para detectar eventuales situaciones de fraudes y hurtos en todas las viviendas y establecimientos, y en las zonas consideradas más críticas donde se producen frecuentes sobrecargas en la red.	Realizar análisis comparativo de la energía entregada a cada puesto de transformación y la energía facturada a los clientes vinculados a ese mismo puesto de transformación, localizando así las pérdidas no facturadas.
Comunicación de falsa lectura driblando los contadores.	A causa de la posibilidad de que el consumidor lleve su cuenta del consumo de energía.	No hay necesidad de realizar lecturas por parte de los consumidores ni por los empleados de la compañía.
Ignorar las cuentas atrasadas.	El principal motivo de ignorar las cuentas atrasadas es el alto importe de la factura.	El cliente tiene acceso a sus datos de consumo en tiempo real y dentro del plazo estimado, para incentivar el cumplimiento de sus derechos (pago de las facturas).

4.5 – Coste y beneficio de la AMI para el SE de Santiago

Como ya se ha señalado, el gobierno de Cabo Verde estableció algunas metas para garantizar la sostenibilidad del SE del archipiélago, tales como maximizar la integración de energía renovable en la producción eléctrica, reducir los niveles de pérdidas eléctricas y mejorar la eficiencia energética del sector. Para alcanzar estos objetivos se está implementando un programa de supervisión y control de la producción basado en un sistema SCADA, un programa de eficiencia energética en edificios, y la sustitución de contadores convencionales por SM [33]. En cuanto al proyecto de reducción de pérdidas, no ha tenido el efecto deseado, pues los SM implementados no están acoplados a una AMI que permita la comunicación bidireccional necesaria. Siendo los costes de inversión uno de los principales obstáculos en este caso. En este sentido, es necesario tener la noción clara y objetiva de la relación coste-beneficio para la implementación de una AMI y el consiguiente impacto en todo el sector.

La estimación del coste de una AMI para la isla de Santiago debe contemplar todos los costes asociados a la compañía para su implementación, y los beneficios totales deben incluir la suma de todos los costes de electricidad evitados. Los costes de consumo de energía, los costes de energía evitada al consumidor, y los costes sociales evitados asociados a la producción y el consumo de electricidad, deben añadirse también a los beneficios vinculados a la integración de las fuentes de energías renovables y distribuidas, como son las reducciones en las emisiones de contaminantes nocivos, los beneficios asociados a la eficiencia energética, las actividades de demanda-respuesta y la posibilidad de una mayor penetración de vehículos que utilicen combustibles alternativos [34].

4.5.1 Estimación de costes

La Unión Europea (EU) recomienda en la directiva 2012/148/EU que los elementos que se deben considerar en el análisis de costes para un sistema de medición inteligente, sean: coste de capital CAPEX, coste de operación OPEX, costes de restauración, costes de emisiones de CO₂, costes de combustible en la generación de electricidad, costes de combustible para operación y transporte, costes de los programas de compromiso del consumidor y costes irre recuperables de medidores instalados anteriormente [18]. Los elementos para el cálculo de los costes de CAPEX y OPEX se indican en la Tabla 4.3.

Tabla 4.3 – Categorías de costes para la implementación de una AMI.

Categoría	Costes a ser incluidos
CAPEX	<ul style="list-style-type: none"> • Inversiones en sistemas smart metering. • Inversión en IT. • Inversión en comunicaciones. • Inversión en monitores domésticos (si procede) • Generación. • Transporte. • Distribución. • Inversión evitada en medidores convencionales.
OPEX	<ul style="list-style-type: none"> • Costes de mantenimiento de IT. • Gestión de red y costes front-end. • Costes de comunicación/transferencia de datos. • Costes de gestión de escenario. • Sustitución/fallo de sistemas de medición inteligentes. • Reducciones de ingresos. • Generación. • Distribución. • Transporte. • Lectura del medidor. • Call center. • Costes de entrenamiento.

Los costes de los distintos componentes de AMI varían de un país a otro. En [18] se establece una relación porcentual entre ellos, tal y como se muestra en la Figura 4.6, donde se constata que el componente más caro son los SM, seguido de las infraestructuras de comunicación, IT y otros. Cerca del 50% de la inversión en IT se asigna a MDMS, y el resto sería para el sistema de información para clientes y hardware [35].

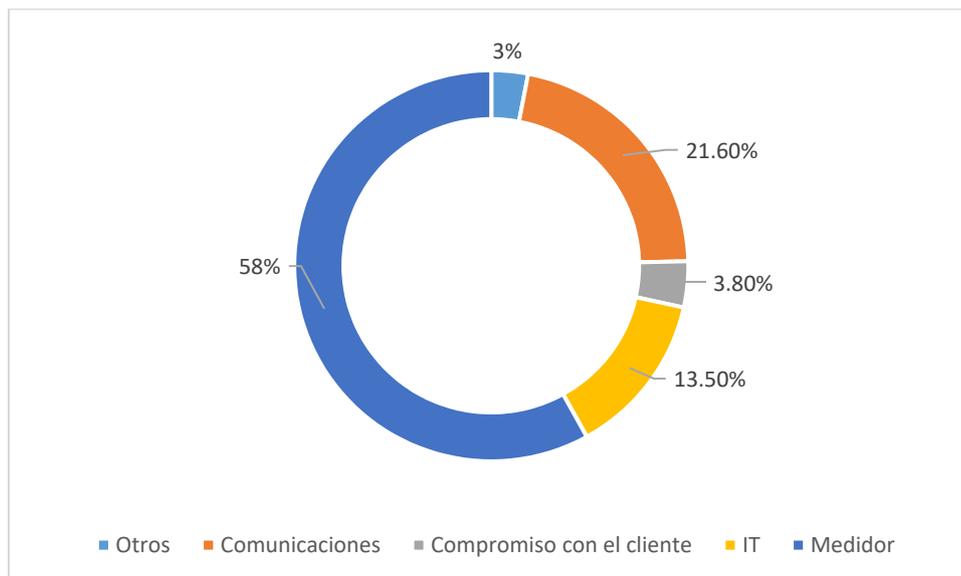


Figura 4.6 - Distribución media de costes por categoría.

Para la estimación de los costes de la implementación de AMI en la isla de Santiago, se consideraron los costes de un caso base para los 69.000 clientes activos registrados en la base de datos de la compañía eléctrica. El coste de implementación de los SM sería de 120 € por cada punto, incluyendo la instalación. Los costes variables correspondientes a operación y mantenimiento (O&M), se consideraron el 12% del coste del sistema. Se consideró una unidad de registro de datos por cada 50 contadores [36]. Para los costes asociados a los clientes se consideraron 3 €/cliente. Los costes de IT y comunicación, si se desea utilizar tecnologías GPRS o 3G, serían de aproximadamente 100 € por cada punto de medida. Los costes totales estimados se muestran en la Tabla 4.4. Sin embargo, es necesario considerar otros costes, asociados a la insularidad, y tener en cuenta que la instalación real puede variar de acuerdo con las condiciones del lugar. Los costes totales deben situarse en torno a los 20 millones de euros (€), que se aplicarán en un período de 15 a 20 años.

Tabla 4.4– Distribución de costes para implementación de AMI.

Designación	Cantidad	Coste Unitario (€)	Coste Total (€)
Smart Meter	68.054	120	8.280.000€
O&M			993.600 €
Estructura IT	68.054	100	6.805.400€
Comunicación			
Coste con clientes	68.054	3	204.162€
Otros			2.000.000€
Total			18.283.162 €

4.5.2 Beneficios

Los beneficios de la AMI deben repartirse entre los consumidores, la compañía (beneficios operativos) y la sociedad en general [14]. Para el consumidor, AMI se traduce en más opciones sobre los precios y servicios, más información con las que puede gestionar su consumo, su coste y otras decisiones, lo que asegura una mayor fiabilidad, mejor calidad de energía y una facturación más rápida y precisa. Para la compañía AMI ayuda a evitar lecturas estimadas, proporciona facturas justas, contribuye a operar de forma más eficiente y fiable, y ofrece una atención al consumidor significativamente mejor. La sociedad se beneficia en muchos aspectos, uno de ellos es a través de la mejora de la eficiencia en el suministro y uso de la energía, con un impacto ambiental favorable. Puede acelerar el uso de la generación distribuida, lo que a su vez puede alentar el uso de fuentes de energía renovable. Uno de los grandes beneficios de AMI es la posibilidad de integración de la demanda y la introducción de nuevas opciones de tarifas.

Algunos proyectos ya implementados muestran que los beneficios con la implementación de AMI son reales y se extienden a los distintos agentes que intervienen en el sistema. De acuerdo con el programa de inversión en Smart Grid [24], AMI puede traer beneficios con impactos sustanciales para clientes y compañías, incluyendo reducción de costes en la medición y facturación; un mayor control de los clientes sobre su consumo y costes; menores gastos en inversiones de la compañía y reducción de facturas de clientes; menor coste de interrupción y una menor duración de las interrupciones de suministro. Se logran ahorros en los costes de operación y mantenimiento a través de los servicios remotos de medición y facturación, y las eficiencias operacionales aumentan los ingresos y se mejora la atención y la satisfacción del cliente. De acuerdo con otro programa, en [35], los beneficios de AMI se pueden agrupar en cuatro categorías:

1. Costes evitados asociados a los contadores
2. Beneficios derivados de eficiencias en las operaciones de red
3. Beneficios derivados de tarifas innovadoras y gestión de la demanda
4. Otros beneficios menores que incluyen beneficios adicionales asociados a la corrección de pérdidas no técnicas, o robo.

En el estudio sobre el análisis coste/beneficio de AMI por Ameren Illinois [34], los beneficios se agrupan en beneficios operativos directos, cuantitativos y adicionales para los consumidores y la sociedad en general, tal como se indica en la Tabla 4.5.

Para el sistema eléctrico de la isla de Santiago los beneficios económicos estimados para la compañía eléctrica con la integración de AMI serían de cerca del 25% sobre la estructura global de los ingresos, en virtud de la reducción de los costes de producción térmica, reducción de las pérdidas eléctricas, aumento en la facturación y disminución de la tarifa eléctrica, como se muestra en la Figura 4.7.

Las pérdidas eléctricas tienen un impacto sustancial en el sistema eléctrico de la isla. Si se tiene en cuenta que más de 2/3 de las pérdidas son de tipo no técnico, se estima que con la AMI se lograrían reducir las pérdidas eléctricas totales del actual 38% a menos del 13%. Esto significaría que de los actuales 15.011.902 €/año la compañía tendría un coste evitado directo de 5.135.308 €/año. En cuanto a la tarifa de electricidad, se prevé un descenso del orden del 18%, teniendo en cuenta que está directamente indexada al precio del combustible y a las pérdidas, tal y como se indica en la siguiente ecuación:

$$Tarifa_{final} = Tarifa_{sin\ pérdidas} \times (1 + Pérdidas\ \%)$$

Tabla 4.5 - Beneficios operativos directos, cuantitativos y adicionales para los consumidores y la sociedad en general de AMI.

Beneficios Operacionales Directos	Automatización de la lectura de medidores
	Eficiencias operacionales en servicios de campo y medidor
	Reducción de la energía no contabilizada
	Eficiencias operacionales en facturación y gestión de clientes
	Mejora en la eficiencia de gasto de capital
	Mejora en la eficiencia de la gestión de las interrupciones
Cientes cuantificados/beneficios sociales	Mejor atención y servicio al cliente
	Mejora en la Precisión de Factura
	Consumo reducido en medidores inactivos
	Decisiones informadas sobre uso de energía
	Fiabilidad - Identificación previa de interrupciones
	Preservación Ambiental a través del Uso Reducido de Tiempo de Pico
Ciente adicional/beneficios sociales	Permite Medición de Red y Reducción de Costes
	Activar nuevo servicio (por ejemplo, dispositivos inteligentes, otros programas de reducción de carga)
	Potencial para activar PEVs (Plug-in Electric Vehicle)
	Mayor conveniencia del cliente
	Mayor seguridad para lectores de medidores y personal de servicios de campo
	Aumento de empleo para la economía local
	Refuerza la competencia en el mercado - beneficioso para los clientes

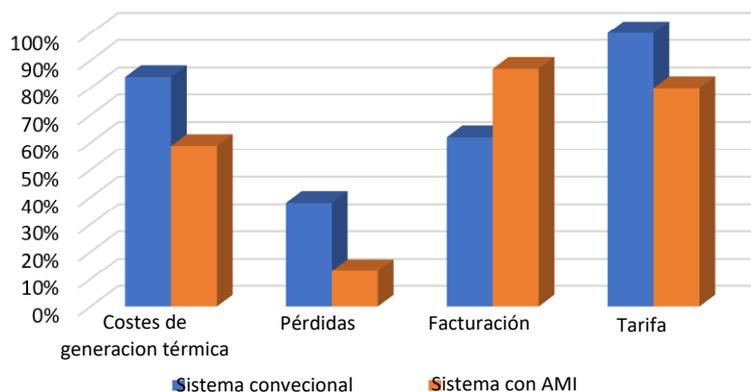


Figura 4.7 – Análisis de beneficios al implantar un sistema AMI respecto del sistema tradicional.

La reducción de la tarifa tiene consecuencias en la economía local, pudiendo atraer a inversores externos e internos, y aumentar la competitividad, especialmente de las industrias que tienen en el consumo de energía eléctrica un porcentaje importante de sus

costes. Con esos costes evitados se promovería el crecimiento económico, porque la reducción de precios liberaría recursos de las familias para el consumo de otros productos. A estos beneficios económicos se pueden añadir los costes evitados en operación y mantenimiento de la red, desmantelamiento de redes clandestinas, costes evitados por lectura y envío de las facturas, costes evitados en cortes y reconexiones del suministro de energía, etc. Por lo tanto, los beneficios económicos con AMI frente a la inversión necesaria para su implementación implicaría un período de retorno inferior a 3 años.

Además de los beneficios técnicos, económicos y sociales explicados, con AMI también se lograrían enormes ganancias ambientales como consecuencia de una mayor eficiencia energética en el sistema, reduciéndose las emisiones de CO₂. Esto se traduce en créditos de carbono que pueden negociarse en los mercados internacionales. Según [37], por cada kWh de energía eléctrica producida se emite cerca de 0,649 kg de CO₂, por lo que si se reduce aproximadamente el 25% de la generación (60.449 MWh) se dejarían de emitir cerca de 39.231 toneladas de CO₂.

4.6 - Conclusiones

Este estudio reveló que, debido a las características insulares de Santiago, las soluciones tradicionales pueden no ofrecer las respuestas necesarias para combatir elevado porcentaje de pérdidas no técnicas que el sistema eléctrico presenta. En este sentido, la introducción de una AMI puede ser una solución efectiva para combatir las pérdidas eléctricas en la isla de Santiago, ya que sería posible identificar los puntos específicos donde se producen pérdidas eléctricas, desde la producción, pasando por el transporte y distribución, hasta el cliente final, siendo así posible cuantificar su valor real y tomar las medidas más adecuadas para su eliminación o reducción. Esta alternativa no sólo reduciría significativamente las pérdidas eléctricas, sino también debería dar lugar a una reducción del coste de la tarifa como resultado de la reducción de los costes operativos del sistema eléctrico. El análisis coste-beneficio ha mostrado que, a pesar de los elevados costes de inversión en una AMI en la isla a medio plazo, además de los beneficios financieros, AMI proporcionaría ganancias a nivel técnico/operacional, social y ambiental. Sin embargo, para el éxito real de su implementación, será necesario que todos los stakeholders se involucrasen en el mismo propósito.

Bibliografía

- [1] Z. Hussain, S. Memon, R. Shah, Z. A. Bhutto e M. Aljawarneh, “Methods and Techniques of Electricity Thieving in Pakistan,” *Journal of Power and Energy Engineering*, nº 4, pp. 1-10, 2016.
- [2] World Bank, 2015. [Online]. Available:
https://data.worldbank.org/indicator/EG.ELC.LOSS.ZS?order=wbapi_data_value_2011+wbapi_data_value+wbapi_data_value-last&sort=asc.World%20Bank%20and%20IFC.%202013.%20Enterprise%20Surveys. [Acedido em 01 2019].
- [3] J. Navani, N. Sharma e S. Sapra, “Technical and Non-Technical Losses in Power System and Its Economic Consequence in Indian Economy,” *International Journal of Electronics and Computer Science Engineering*, vol. 1, 2012.
- [4] José Martín Gómez López, Roberto Castán Luna, Julio César Montero Cervantes, Javier Meneses Ruiz y Joaquín García Hernández, “Boletín IIE,” *Aplicación de tecnologías de medición avanzada (AMI) como instrumento para reducción de pérdidas*, p. 186, octubre-diciembre 2015.
- [5] K. Vaillancourt, “Electricity Transmission and Distribution,” IEA ETSAP, 2014.
- [6] Energy USAID, “ADVANCING POWER SECTORS’ SELF-RELIANCE THROUGH ELECTRICITY SYSTEM LOSS REDUCTION,” 28 February 2018. [Online]. Available: <https://www.usaid.gov/energy/resources/technical-note-electricity-system-loss-reduction>. [Acedido em 29 01 2019].
- [7] W. Han e Y. Xiao, “A novel detector to detect colluded non-technical loss frauds in smart grid,” *Computer Networks*, nº 117, p. 19–31, 2017.
- [8] S. Kumar V., J. Prasad e R. Samikannu, “Overview, issues and prevention of energy theft in smart grids and virtual power plants in Indian context,” *Energy Policy*, nº 110, p. 365–374, 2017.
- [9] O. Eseosa e E. Promise, “Economic Effects of Technical and Non Technical Losses in Nigeria Power Transmission System,” *Journal of Electrical and Electronics Engineering*, vol. 10, nº 2, pp. 89-100, 2015.
- [10] D. Nikovski, Z. Wang, A. Esenther, H. Sun, K. Sugiura, T. Muso e K. Tsuru, “Smart Meter Data Analysis for Power Theft Detection,” *Machine Learning and Data Mining in Pattern Recognition (MLDM)*, vol. 7988, 2013.
- [11] S. Sahoo, D. Nikovski, T. Muso e K. Tsuru, “Electricity theft detection using smart meter data,” em *Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*, Washington, 2015.
- [12] C. Selvam, K. Srinivas, G. Ayyappan e M. V. Sarma, “Advanced Metering Infrastructure for Smart Grid Applications,” em *2012 International Conference on Recent Trends in Information Technology*, Chennai, 2012.
- [13] D. G. Hart, “Using AMI to Realize the Smart Grid,” em *Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century.*, 2008.
- [14] National Energy Technology Laboratory for the U.S. Department of Energy, “Advanced metering infrastructure,” *NETL modern grid strategy*, pp. 5-6, February 2008.
- [15] Electric Power Research Institute, “Advanced Metering Infrastructure (AMI),” Fevereiro 2007. [Online]. Available:
<https://www.ferc.gov/CalendarFiles/20070423091846-EPRI%20-%20Advanced%20Metering.pdf>. [Acedido em 01 2019].

- [16] D. Bian, M. Kuzlu, M. Pipattanasomporn e S. Rahman, “Analysis of Communication Schemes for Advanced Metering Infrastructure (AMI),” em *IEEE PES General Meeting | Conference & Exposition*, National Harbor, 2014.
- [17] S. Nimbargi e S. Mhaisne, “Review on AMI Technology for Smart Meter,” em *IEEE International Conference on Advances in Electronics, Communication and Computer Technology (ICAECCT)*, Pune, 2016.
- [18] DIRECTORATE – GENERAL FOR ENERGY; DIRECTORATE B – Internal Energy Market, “Study on cost benefit analysis of Smart Metering Systems in EU Member States,” ICCS-NTUA, AF Mercados EMI, 2015.
- [19] E. Barka, N. A. Hussein e K. Shuaib, “Securing Smart Meters Data for AMI Using RBAC,” em *11th Asia Joint Conference on Information Security (AsiaJCIS)*, Fukuoka, 2016.
- [20] R. R. Mohassel, A. Fung, F. Mohammadi e K. Raahemifar, “A survey on Advanced Metering Infrastructure,” *Electrical Power and Energy Systems* , n° 63, p. 473–484, 2014.
- [21] J. Fourie e J. Calmeyer, “A Statistical Method to Minimize Electrical Energy Losses in a Local Electricity Distribution Network,” em *IEEE AFRICON* , Gaborone, 2004.
- [22] M. Anas, N. Javaid, A. Mahmood, S. M. Raza e U. Qasim, “Minimizing Electricity Theft using Smart Meters in AMI,” em *Seventh International Conference on P2P, Parallel, Grid, Cloud and Internet Computing*, Victoria, 2012.
- [23] D. F. Ramirez, S. Cespedes, C. Becerra e C. Lazo, “Performance Evaluation of Future AMI Applications in Smart Grid Neighborhood Area Networks,” em *IEEE Colombian Conference on Communication and Computing (IEEE COLCOM 2015)*, Popayan, 2015.
- [24] U.S. Department of Energy (DOE), “Advanced Metering Infrastructure and Customer Systems: Results from the SGIG Program,” U.S. Department of Energy, 2016.
- [25] S. S. S. R. Depuru, L. Wang e V. Devabhaktuni, “Electricity theft: Overview, issues, prevention and a smart meter based approach to control theft,” *Energy Policy* , vol. 39, n° 2, pp. 1007-1015, 2011.
- [26] Y. Osman e B. C. Narendra, “TYPE AND NATURE OF ELECTRICITY THEFT: A CASE STUDY OF GHANA,” *International Journal of Mechanical Engineering and Technology (IJMET)*, vol. 8, n° 10, p. 170–179, 2017.
- [27] R. Czechowski e A. M. Kosek, “The most frequent energy theft techniques and hazards in present power energy consumption,” em *Workshop on Cyber- Physical Security and Resilience in Smart Grids (CPSR-SG)*, Vienna, 2016.
- [28] R. Jiang, R. Lu, Y. Wang, J. L. Luo, C. Shen e X. Shen, “Energy-Theft Detection Issues for Advanced Metering Infrastructure in Smart Grid,” *TSINGHUA SCIENCE AND TECHNOLOGY*, vol. Volume 19, n° 2, pp. 105-120, 2014.
- [29] S. Amin, G. A. Schwartz, A. A. Cárdenas e S. S. Sastry, “Game-Theoretic Models of Electricity Theft Detection in Smart Utility Networks,” *IEEE CONTROL SYSTEMS MAGAZINE*, pp. 66-81, 19 January 2015.
- [30] J. L. Viegas, P. R. Esteves, R. Melício, V. Mendes e S. M. Vieira, “Solutions for detection of non-technical losses in the electricity grid: A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, n° 80, p. 1256–1268, 2017 .
- [31] C. Kraul, “The Magazine,” Siemens, 8 November 2016. [Online]. Available: <https://www.siemens.com/customer-magazine/en/home/energy/agility-in-energy/more-revenue-by-fighting-non-technical-losses.html>. [Acedido em 30 01 2019].
- [32] E. Villar-Rodriguez, D. S. Javier, I. Oregi, M. N. Bilbao e S. Gil-Lopez, “Detection of non-technical losses in smart meter data based on load curve profiling and time series analysis,” *Energy*, n° 137, pp. 118-128, 2017.

- [33] EDP Internacional, “Advisory service to assess the potential, opportunities and challenges for coordinated Integration of smart grids technology in cabo verde’s distribution system network to further increased the uptake of renewable energy and improve energy efficiency,” EDP Internacional, Praia, 6 de Março de 2017.
- [34] Ameren Illinois, “Advanced Metering Infrastructure (AMI) Cost / Benefit Analysis,” AMI Plan for Ameren Illinois Corporation, Illinois, 2012.
- [35] Victoria State Government, “About smart meters,” 28 March 2015. [Online]. Available: <http://www.smartmeters.vic.gov.au/about-smart-meters/reports-and-consultations/advanced-metering-infrastructure-cost-benefit-analysis/4.-analysis-of-costs-and-benefits-2008-2028#>. [Acedido em 02 2019].
- [36] Dakshin Haryana Bijli Vitran Nigam, “Dakshin Haryana Bijli Vitran Nigam,” [Online]. Available: http://www.dhbn.org.in/staticContent/new/smartgridprojects/gurgaoncity/Annex_B_Cost_Estimates_for_AMI.pdf. [Acedido em 01 02 2019].
- [37] “OnlyEngineering.NET,” Voltimum, 08 Julho 2009. [Online]. Available: <https://www.soloingenieria.net>. [Acedido em 11 Dezembro 2018].

Capítulo 5

Integración de tecnologías de comunicación en la red eléctrica de la ciudad de Praia

5.1 Introducción

La apuesta por redes eléctricas inteligentes, modernas y robustas es una necesidad innegable para los pequeños estados insulares pues, en su mayoría, a pesar de poseer escasos recursos naturales, poseen excelentes condiciones de aprovechamiento de recursos renovables, como la radiación solar y el viento, siendo necesario un sistema de gestión y control del sistema eléctrico con atributos específicos para poder responder a las diversas adversidades inherentes a su condición, normalmente asociadas a la gran dependencia del petróleo, a la dificultad de integración de energía renovable y a la ineficiencia de las redes eléctricas, lo que se traduce en grandes pérdidas y un elevado coste de la electricidad para los consumidores [1].

Las tecnologías Smart Grid surgen como una alternativa natural para mejorar el rendimiento de los sistemas energéticos [2]. Los sistemas de comunicación desempeñan un papel fundamental, tanto en el proceso de transmisión, análisis y control de datos, como en el de monitorización y la toma de decisiones, actuando en los distintos niveles del sistema eléctrico: en la producción, pasando por el transporte y distribución, hasta el consumidor final [3]. Una infraestructura de comunicación acoplada al sistema eléctrico posibilitaría una comunicación bilateral entre la compañía eléctrica y los consumidores, permitiendo no sólo una mejor gestión del sistema por parte de esta, sino también una participación efectiva de los consumidores en la gestión, a través de la demanda de respuesta o demanda de gestión, y una mejor integración de las tecnologías y aplicaciones de la red inteligente. Dada la complejidad de una Smart Grid, su estructura de comunicación es bastante específica, funcionando de forma híbrida y jerarquizada a lo largo de los distintos subsectores que la componen. Además, los protocolos de comunicación para cada nivel se normalizan conforme a su aplicación y exigencia.

El presente capítulo pretende proponer una arquitectura de comunicación para un sistema eléctrico insular y evaluar los posibles impactos de su integración en los distintos subsectores que integran el sistema. El estudio tiene como referencia la ciudad de Praia,

situada en el archipiélago de Cabo Verde y, por lo tanto, tiene en cuenta las características geográficas de la isla, así como los aspectos técnicos y económicos de las infraestructuras de comunicación existentes.

5.2. Infraestructuras de comunicación existentes

La masificación de las tecnologías inalámbricas ha permitido al país dar respuestas oportunas y adecuadas a las constantes solicitudes de la demanda del sector de las TIC, tanto en cuanto a calidad y disponibilidad de los servicios como en la introducción de nuevas tecnologías en sectores clave del archipiélago. Según el informe de la Agencia Nacional de Comunicaciones (ANAC), para el segundo trimestre de 2016 la tasa de penetración de dispositivos móviles era del 118% en relación con la población. Los servicios de internet tenían en total 312.940 clientes, principalmente a través de la tecnología 3G, que se introdujo en 2011 y que contribuyó con 261.693 abonados, correspondiente al 56% de la población, y los servicios de Internet por ADSL tenían una tasa de penetración del 2,8%. El mismo informe nos indica que el 11% de la población tenía teléfono fijo y que sólo el 2% disponía de televisión de pago [4].

Los sistemas de comunicación disponibles en la ciudad utilizan varias tecnologías dependiendo de su aplicación. ADSL es la tecnología con cable más utilizada en los servicios de datos y voz en edificios comerciales y residenciales. Sin embargo, la fibra óptica comienza a utilizarse para el mismo fin. Las tecnologías inalámbricas son las más utilizadas, esencialmente por la movilidad que ofrecen y por los costes evitados en infraestructuras. Mientras que la red ADSL utiliza cable de cobre para ofrecer servicios de datos y de voz cubriendo todos los puntos de la ciudad, la tecnología GSM se utiliza para servicios de comunicación con una alta tasa de cobertura. La red 3G utiliza la tecnología de radio frecuencia (RF) y ofrece servicios de datos y voz. La tecnología inalámbrica WiMAX, basada en los estándares del IEEE 802.16-2005 y del WiMAX Forum, también ofrece servicios de datos, voz y vídeo, pero a pesar de presentar mayor área de cobertura y mayor tasa de transmisión, tal y como se muestra en la Tabla 5.1, es utilizada exclusivamente por la red privada del Estado [5].

La utilización de redes de comunicación en la isla de Santiago, aunque en una fase embrionaria, ya es una realidad. Comenzó con la integración de la tecnología GPRS en el proyecto “Energy Loss Reduction and Power Quality Improvement Program”, donde se

instalaron contadores inteligentes en las salidas de las subestaciones, en los puestos de seccionamiento, y en todos los puestos de transformación públicos y privados de la isla, con el fin de ayudar a la compañía en la facturación de los clientes en MT, en el análisis de la calidad de servicio y en la detección de situaciones de pérdidas [6]. Sin embargo, el objetivo final es instalar contadores inteligentes y de prepago para clientes en BT en la ciudad de Praia. El proyecto tendrá como soporte de comunicaciones las tecnologías de telecomunicación inalámbrica de los operadores, pero también existe la posibilidad de utilizar la tecnología WiMAX de la red del Estado u otras tecnologías basadas en RF [7]. Otro proyecto en marcha, y que revela la importancia de la integración de los sistemas de comunicación con el sistema eléctrico, es el proyecto SCADA/EMS/DMS. El proyecto pretende supervisar y controlar todas las etapas de producción, transporte y distribución de energía eléctrica mediante software SCADA, utilizando líneas de comunicación dedicada y equipos de control específico entre las centrales de producción, las subestaciones y los puestos de transformación. Las comunicaciones entre los subsectores se garantizarán a través de cables de fibra óptica que interconectarán los Remote Terminal Units (RTU) del centro de control y monitorización con los RTU de las subestaciones. Por otro lado, la comunicación entre las subestaciones se realizará mediante tecnología celular GSM, tal y como se muestra la Figura 5.1.

Tabla 5.1- Espectros de las tecnologías sin cable en la ciudad de Praia.

Tecnología	Espectro	Tasa de transmisión	Radio de Cobertura (km)	Utilización
GSM	890 – 935 MHz	Hasta 14.4 kpbs	1 -10	Comunicación Móvil
GPRS	1800-2100 MHz	Hasta 170kbps	1 -10	Comunicación Móvil
3G	2.11-2.17GHz	2Mbps	1 -10	Datos, Voz, Vídeo
WiMAX	2.56-2.63 GHz	Hasta 25Mbps	10-50 (LOS) 1-5 (NLOS)	Datos, Voz, Vídeo

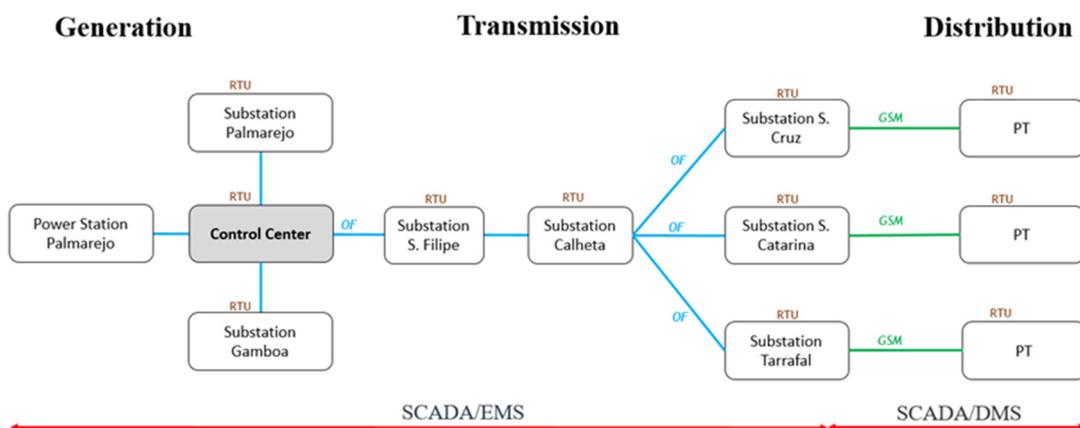


Figura 5.1- Esquema de comunicación del sistema SCADA en Cabo Verde.

Otras iniciativas, como las relacionadas con el sistema de almacenamiento mediante bombeo de agua, la creación de sistemas de micro-redes con producción renovable para localidades aisladas, sistemas inteligentes de iluminación pública, o el refuerzo de la producción basada en energías renovables, requieren estructuras de comunicación robustas y seguras para su dinamización y efectividad.

5.3 Sistemas de comunicación para Smart Grid

Cuando se habla de Smart Grid es natural que se dude sobre la arquitectura que cada sistema eléctrico debe adoptar. En este sentido, en [8] se presenta la visión que sirve de referencia para la arquitectura de una Smart Grid, describiendo la organización necesaria de los servicios para proporcionar escalabilidad, flexibilidad y capacidad de gestión para poder acomodar los requisitos y cambios. La arquitectura de una Smart Grid se debe soportar en 3 capas: capacidades, servicios y aplicaciones, y comunicación. De este modo, se garantiza que los recursos operativos sean compatibles con aplicaciones y servicios comunes, los servicios están disponibles para dispositivos en las fronteras de la red y se desencadenan por eventos, y el diseño permite la conectividad en varios dominios de red, estando la seguridad de extremo a extremo y la arquitectura apoyada por estándares y modelos semánticos comunes.

En el funcionamiento de una Smart Grid, las tecnologías de información y comunicación desempeñan un papel fundamental, pues es necesario gestionar, monitorizar, y analizar detallada e instantáneamente grandes cantidades de datos generados por los diferentes dispositivos y aplicaciones que soportan la red eléctrica [3]. En este sentido, es necesario definir una estructura de comunicación que garantice confianza, sofisticación y rapidez, y que permita la interconexión y el intercambio de información entre los diversos componentes de la red, como los generadores, las subestaciones, los puestos de transformación, los sistemas de almacenamiento y los consumidores, en tiempo real, y que beneficie a todos los agentes del sistema [9]. Para ello es necesario desarrollar un sistema donde se definan las configuraciones de las redes de comunicación y las tecnologías que pueden aplicarse, así como los requisitos que éstos deben cumplir. La Figura 5.2 muestra un panorama global de la comunicación entre los diversos componentes e infraestructuras de una Smart Grid [10], dando una perspectiva de cómo las redes de comunicación posibilitan que los sensores (S) y actuadores (A) se comuniquen entre sí, cómo estos se interconectan con los SM, cómo los SM se comunican con las unidades de agregación de

datos (DAU) y cómo éstos transmiten a los sistemas de gestión de datos (MDMS) a través de routers.

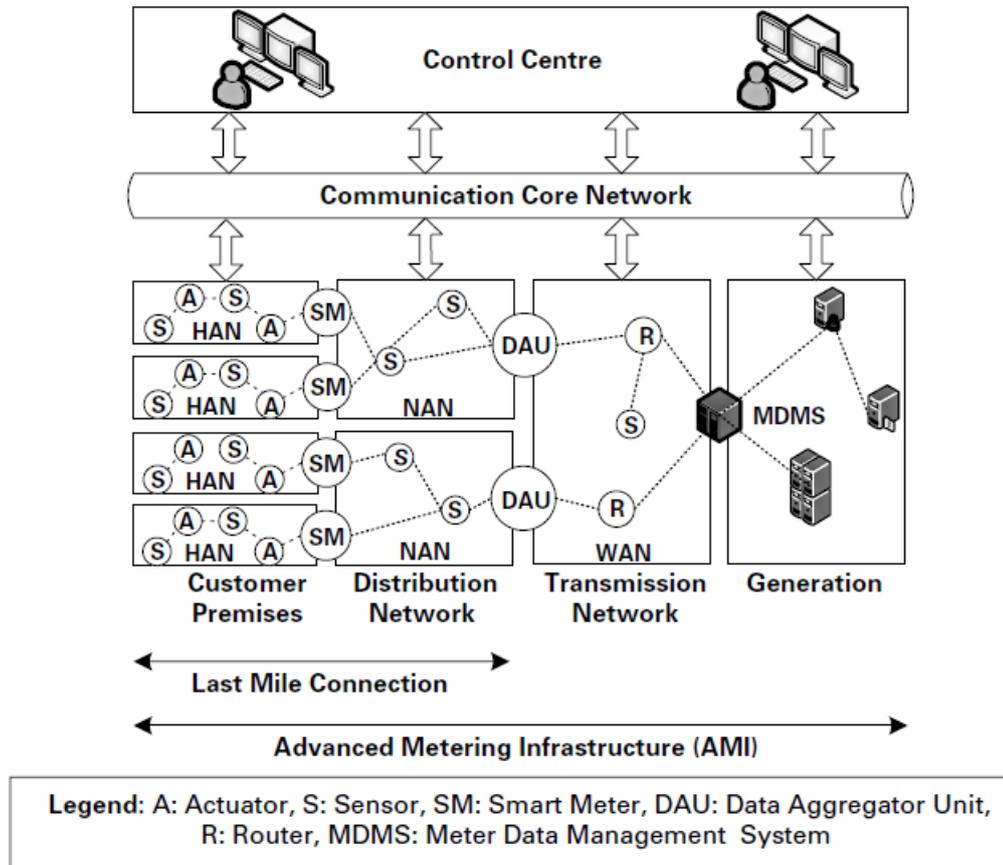


Figura 5.2- Visión general de las infraestructuras para Smart Grid

5.3.1 Normalización

Este sistema debe estar enmarcado dentro de las normas internacionales específicas para garantizar la integridad. Hay varias normas técnicas que soportan la evolución de un sistema eléctrico hacia uno con Smart Grid. En el marco de las normas de comunicación para el sistema eléctrico destacan las redes de transmisión de datos (DNP) o DNP3, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), International Electrotechnical Commission (IEC) standards e National Institute of Standards and Technology (NIST) standards. Además, existen otras normas internacionales, además de las regionales, por ejemplo, la de la American National Standards Institute (ANSI), la International Organization for Standardization (ISO), la International Telecommunication Union (ITU), o el grupo europeo formado por CEN, CENELEC y ETSI.

La norma DNP3 establece los protocolos utilizados para la automatización de subestaciones a través de LAN y WAN, y se utiliza para implementar el sistema de control SCADA en

una subestación [11]. Las normas IEEE establecen varios estándares relacionados con las comunicaciones en sistemas de energía, incluyendo los requisitos funcionales del IEEE en sistemas SCADA y de automatización [12], prácticas y directrices de implementación para comunicaciones e interoperaciones de IED y RTU en una subestación eléctrica [13], definición y especificación para los SE que se interconectan con recursos distribuidos [14] [15] [16] y especificación de los requisitos sobre tiempos de respuesta de la comunicación dentro y fuera de una subestación eléctrica, teniendo en cuenta la diversidad de tipos de comunicación. El estándar clasifica las comunicaciones de la subestación en diferentes categorías y define el requisito de retraso de comunicación para cada categoría [17]. IEC propone varias normas sobre comunicación y control de sistemas de energía eléctrica. Las normas de NIST sobre comunicación se centran particularmente en las cuestiones de seguridad de la información en las smart grids [18].

5.3.2 Arquitectura de red

Las comunicaciones para smart grids son estandarizadas basadas en protocolos y permiten la interconexión con la unidad de control principal a través de una estructura de red de comunicación segura compuesta por tres capas jerárquicas: Home Area Network (HAN), Neighborhood Area Network (NAN) o Field Area Network (FAN) y Wide-Area Network (WAN), tal y como muestra la Figura 5.3 [19].

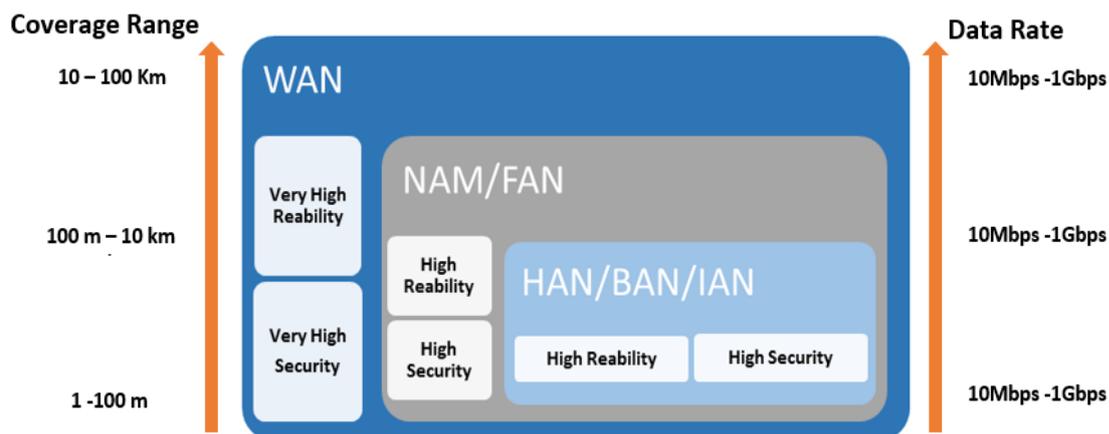


Figura 5.3- Requisitos para las comunicaciones en Smart Grids.

La WAN garantiza la comunicación entre el backbone y las pequeñas redes distribuidas que soportan los sistemas eléctricos en diferentes lugares. Cuando los centros de control están situados lejos de las subestaciones o de los consumidores finales, las mediciones en

tiempo real realizadas en los dispositivos eléctricos se transportan a los centros de control a través de la WAN y viceversa. NAN/FAN facilita la comunicación entre las centrales eléctricas y los sistemas de distribución de electricidad. Las principales fuentes de información transferidas en esta red y que permiten la monitorización y control por el DMS en los centros de control son: los sensores eléctricos en los feeders y transformadores de distribución, dispositivos IED capaces de ejecutar comandos de control de DMS, DER en los sistemas de distribución, estaciones de carga PEV y smart meters en las instalaciones del cliente. La red HAN es necesaria en el dominio del cliente para implementar la monitorización y control de dispositivos inteligentes en las instalaciones del cliente e implementar nuevas funcionalidades, como DR y AMI. Dentro de las instalaciones del cliente, una interfaz segura de comunicación bidireccional llamada Energy Services Interface (ESI) actúa como una interfaz entre la compañía y el cliente [20].

Para cada una de estas redes existen varias tecnologías que las soportan en función de la aplicación, alcance o capacidad de transmisión que se necesite. Las tecnologías pueden ser cableadas o inalámbricas. Las tecnologías inalámbricas, como 3G, WiMAX, ZigBee o Wi-Fi, tienen la ventaja de operar con infraestructuras más baratas y permitir conexiones en áreas de difícil acceso, pero son vulnerables a interferencias externas. Por otro lado, las tecnologías cableadas como la fibra óptica, PLC, Digital Subscriber Line (DSL) y Coaxial Cable, no tienen problemas de interferencias y no necesitan fuentes externas de energía, pero el coste de su implementación es más elevado [21] [22]. El gran desafío para las empresas de energía eléctrica será la definición de los requisitos de comunicación y encontrar la infraestructura de comunicación que mejor se adapte a la realidad en que se encuadra, para garantizar así un servicio seguro, accesible y fiable.

5.3.3 Tecnologías de comunicación

Las tecnologías de comunicación juegan un papel clave en el funcionamiento de las Smart Grids, pues es necesario gestionar enormes cantidades de datos de diferentes tecnologías y aplicaciones, monitorizarlos y analizarlos en detalle, con el fin de enviar una respuesta en tiempo real [23]. El gran reto para las empresas de energía será definir los requisitos de comunicación y encontrar la mejor infraestructura de comunicaciones para manejar los datos entrantes asegurando un servicio seguro, de bajo coste y fiable para todo el sistema. Existen varias estructuras de comunicación que permiten la conexión entre medidores inteligentes y el centro de control y monitorización, con capacidad de transmisión y

alcances diferentes, que pueden ser cableados o inalámbricos. Se muestran en la Tabla 5.2 las principales ventajas y desventajas de cada uno de ellos.

Las tecnologías inalámbricas tienen la ventaja de requerir infraestructuras más baratas y permitir conexiones en zonas de difícil acceso. Sin embargo, están más sujetas a interferencias externas en la transmisión. En este sentido, las redes 802.11 son las redes locales inalámbricas más utilizadas, pudiendo comunicar con una tasa de datos máxima de hasta 150 Mbps a una distancia máxima de hasta 250 metros. En pequeñas redes de unos 10 metros de distancia, las redes 802.15 proporcionan conexiones de intercambio de datos inalámbricos a velocidades que varían de 20 kbps a 55 Mbps. Para el acceso a Internet de banda ancha inalámbrica, las redes 802.16 pueden soportar transmisiones de datos de hasta 100 Mbps con alcance de 50 km [24] [25] [26]. Por otra parte, las tecnologías por cable no tienen problemas de interferencia y no necesitan fuentes de energía externas como baterías para funcionar, pero el coste es más elevado [23] [27]. A pesar de exigir una inversión extra en el cable, pueden ofrecer una mayor capacidad de comunicación y un menor retraso de comunicación. Dependiendo del medio de transmisión utilizado, las redes con cables pueden utilizar fibra óptica, Ethernet, DSL y cable coaxial. Las redes a través de fibra óptica transmiten paquetes de datos de alta velocidad con una tasa de datos soportada entre 155 Mbps y 160 Gbps. Ethernet se utiliza en las residencias y lugares de trabajo, proporcionando una tasa de datos entre 10 Mbps y 10 Gbps. DSL y cable coaxial se pueden utilizar para acceso a Internet, con una tasa de transmisión de hasta 10 Mbps [28].

5.3.4 Requisitos de comunicación

La infraestructura de comunicación, que cubre todos los subsectores del SE, requiere interoperabilidad entre aplicaciones y comunicaciones fiables y seguras de extremo a extremo con bajas latencias y suficiente ancho de banda. Además, el sistema tiene que ser seguro, estable y fiable para prevenir ataques cibernéticos y asegurar confianza en los controles avanzados, teniendo en cuenta la importancia de la información que transita. Un funcionamiento de comunicación insatisfactorio no sólo limita a la SG de mejorar su eficiencia energética y calidad de servicio, sino también presenta posibles daños al sistema de la red eléctrica. En este sentido, para garantizar la protección del SE y garantizar su funcionamiento óptimo, el sistema tiene que cumplir una serie de requisitos fundamentales discutidos en [20] [9], que se comentan en los siguientes subapartados.

Tabla 5.2– Tecnologías de Comunicación para Smart Grids.

Tecnología	Espectro	Tasa de transmisión	Distancia de Cobertura (km)	Aplicación	Limitaciones
GSM	900 – 1880 MHz	Hasta 14.4 kpbs	1 -10	AMI, Demand Response, HAN	Baja tasa de transmisión
GPRS	900 – 1880 MHz	Hasta 170 Kpbs	1 -10	AMI, Demand Response, HAN	Baja tasa de transmisión
3G	1.92-1.98 GHz 2.11-2.17GHz	384 kbps -2Mbps	1 -10	AMI, Demand Response, HAN	Tasa de espectro cara
WiMAX	2.5GHz, 3.5GHz, 5.8GHz	Hasta 75Mbps	10-50 (LOS) 1-5 (NLOS)	AMI, Demand Response	No está muy difundida
PLC	1 - 30MHz	2-3 Mbps	1-3	AMI, detección de robo	Canal con ambiente ruidoso y áspero
ZigBee	2.4GHz, 915MHz	250 kbps	0.030-0.050	AMI, HAN	Baja tasa de transmisión y corto alcance.

5.3.4.1 Seguridad

La seguridad es una cuestión esencial, pues una estructura de comunicación para Smart Grid tiene el cometido de transportar, almacenar y tratar datos sensibles e importantes en materia de cobro o de control de la red. Sin embargo, está sujeto a asaltos físicos y a ciberataques. En este sentido, es fundamental crear mecanismos eficientes de seguridad y adoptar estándares en relación a la seguridad de la red eléctrica.

5.3.4.2 Fiabilidad

De igual modo, la fiabilidad es una cuestión vital para la comunicación en Smart Grids. El envejecimiento de la infraestructura de energía, el aumento del consumo de energía y el pico de la demanda son algunos de los motivos que crean problemas de falta de fiabilidad para la red eléctrica, pues aumenta la posibilidad de fallos de los sistemas de control afectando al backbone de la comunicación. Los dispositivos de comunicación en la red eléctrica dependen del backbone de comunicación en sus respectivos dominios para que pueda enviar y recibir mensajes críticos y mantener la estabilidad de la red. Por eso, es extremadamente importante que el backbone de comunicación sea fiable para el correcto intercambio de mensajes. En este sentido se debe invertir en toda la red en protocolos de comunicación modernos y seguros, tecnologías de comunicación e información,

dispositivos de control más rápidos y más robustos y dispositivos inteligentes (IEDs), como forma de fortalecer la fiabilidad y robustez del sistema.

5.3.4.3 Escalabilidad

La escalabilidad en las Smart Grids es crucial para poder facilitar las operaciones en la red eléctrica. Las redes de comunicación se interconectan con muchos medidores inteligentes, sensores inteligentes, recolectores de datos inteligentes y la generación de energía renovable. Por tanto, las informaciones contienen datos de valor, y la solicitud de cambio de estado o comando puede tener que ser comunicada a varios pares al mismo tiempo. La Smart Grid debe garantizar la escalabilidad para posibilitar la integración de servicios web avanzados y protocolos fiables con funcionalidades avanzadas a nivel de configuración automática y aspectos de seguridad.

5.3.4.4 Calidad de servicio (QoS)

La relación entre el cliente y el proveedor de servicios es fundamental para el éxito de una Smart Grid. En este sentido, el sistema de comunicación es preponderante, pues cualquier anomalía en el funcionamiento, como un retraso o interrupción, puede comprometer la estabilidad. A pesar de que las redes de comunicación en Smart Grid están diseñadas para tratar grandes cantidades de datos a escala de aplicaciones industriales, el tráfico en esas redes es muy diferente del generado por las redes comerciales y corporativas de comunicación actuales. Específicamente, la red de comunicación para Smart Grids tiene que ser robusta y segura. La alta disponibilidad de la red es fundamental, junto con una convergencia sub-previsible para cualquier fallo. La red debe tener un elevado grado de tolerancia a fallos para aumentar la resistencia y tener la capacidad de auto-recuperarse. Es así como, el mecanismo de QoS debe ser adecuado para satisfacer los requisitos de comunicación y los protocolos de QoS se deben aplicar en la red de comunicaciones. Sin embargo, los requisitos específicos varían de acuerdo con la naturaleza y los objetivos de la tecnología Smart Grid implantada [29].

5.4. Arquitectura de la red de comunicación para el sistema eléctrico propuesto

La Smart Grid que se plantea para la ciudad de Praia debe estar soportada por una estructura de comunicación que asegure una comunicación bidireccional para todos los niveles del sistema eléctrico, basada en un abanico de sensores, actuadores, acelerómetros y Phasor Measurement Units (PMU) que deberán integrarse en la red, poniendo a disposición del centro de operaciones y monitorización toda la información relativa al funcionamiento de la red eléctrica. Por tanto, además de la capa eléctrica, se acoplaría una segunda capa de comunicación y que - por consiguiente - originarían una tercera capa que posibilitaría la integración de nuevas tecnologías y aplicaciones (Figura 5.4).

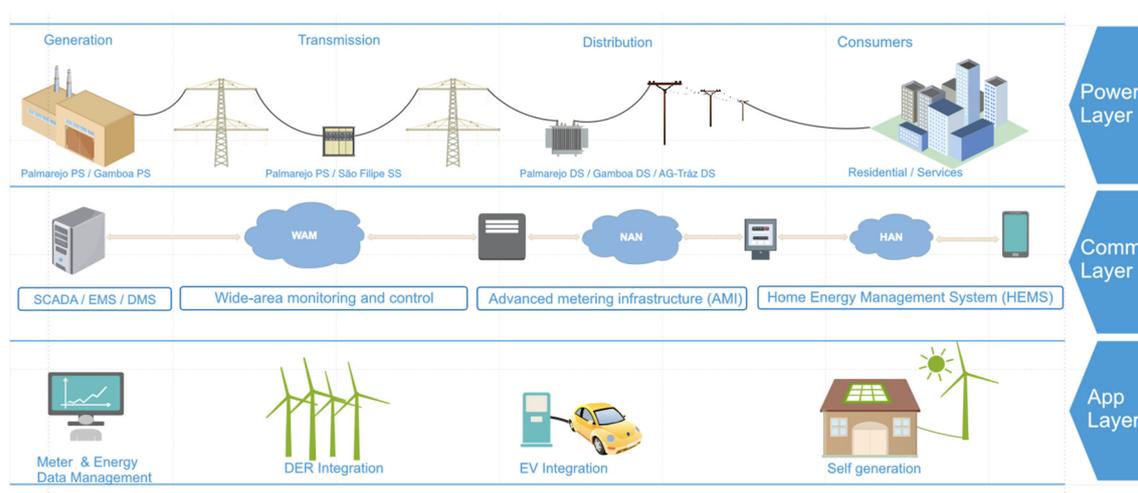


Figura 5.4– Capas del sistema Smart Grid para el sistema eléctrico de Praia.

La estructura de red que se propone tiene 3 jerarquías, siguiendo las prácticas internacionales. A nivel de tecnologías, teniendo en cuenta las condiciones económicas del país y el estado del desarrollo de las tecnologías de comunicación, la propuesta es integrar el máximo de tecnologías inalámbricas utilizando las infraestructuras de los operadores de telecomunicación existentes, evitando así una parte de las inversiones en cables. Como ninguna tecnología puede ofrecer un 100% de fiabilidad, principalmente en materia de seguridad y backup. En la práctica, es necesario crear redes híbridas para implementar una infraestructura de comunicaciones universal, fiable y económica. [10].

5.4.1 Funcionamiento de la red

Se propone una red WAN que cubra una amplia área geográfica, englobando las LAN de las centrales y las redes de las subestaciones, también conocida como backhaul network. Esta red potenciaría el sistema de despacho SCADA/EMS/DMS existente, principalmente en la gestión de integración de producción de energías renovables en la red eléctrica. La tecnología de comunicación propuesta para soportar la red sería un sistema híbrido en el que se utiliza fibra óptica y tecnología 3G de los operadores de telecomunicación para la transmisión de datos entre los centros de producción y las subestaciones [30].

Por otro lado, para garantizar la comunicación en la red de distribución, desde la subestación distribuidora hasta los consumidores, se propone la creación de varias redes NAN o FAN basadas en tecnologías de comunicación GSM y GPRS, o incluso tecnología 3G. La propuesta se basa en los resultados de la simulación con el software Atoll (Figura 5.5).

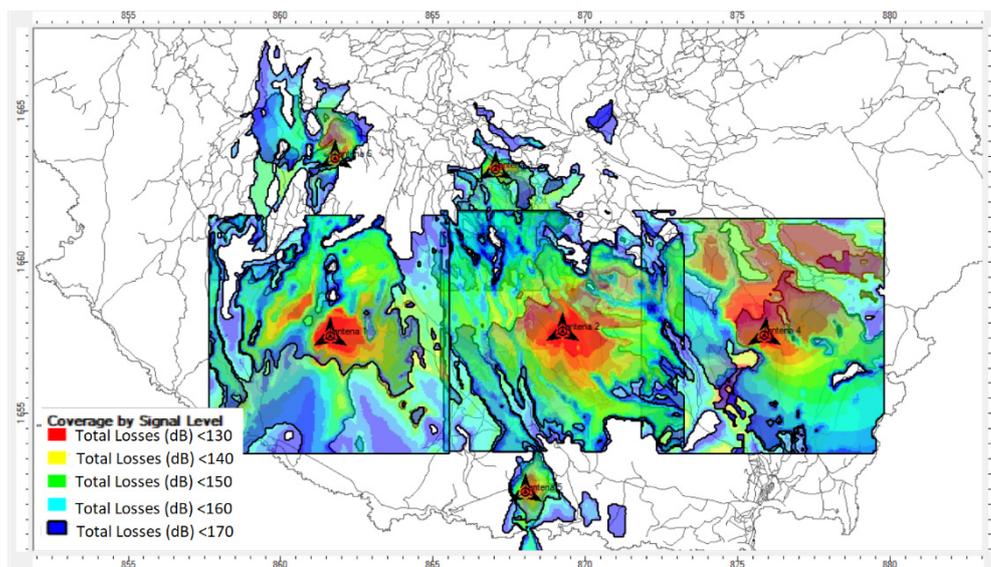


Figura 5.5– Análisis de cobertura GSM en la ciudad de Praia con software Atoll.

Cada red NAN resultaría de la agregación de varios SM dentro de un barrio alrededor de un agregador/recolector de datos para formar una red de vecindad. A su vez, cada recolector de datos se conecta con el Backhaul network de la red WAN, posibilitando una comunicación integral desde los SM y otros dispositivos de control de los consumidores pasando por el sistema de conteo automático, hasta el servidor central ubicado en el centro de control de las centrales [30] [31]. Esta estructura de comunicación sería de utilidad, permitiendo monitorizar, gestionar, medir e intervenir en tiempo real en todos los sectores,

desde la producción hasta los consumidores finales a través de EMS y AMI con posibilidad de demand response. Las tecnologías de comunicación que servirían de soporte sería la ADSL y/o 3G, dada su capacidad de transmisión y niveles de cobertura territorial.

A nivel de los clientes se propone la creación de varias redes HAN, BAN e IAN para consumidores residenciales, comerciales e industriales. Estas redes permitirían la interconexión del SM con los dispositivos inteligentes de las residencias o edificios, los sistemas de automatización residencial, los sistemas de almacenamiento de energía, las microproducciones y los vehículos eléctricos, por separado o en conjunto [32]. La red HAN garantizará la comunicación entre los sistemas de conteo de cada consumidor individual (principalmente las residenciales) y la compañía eléctrica concesionaria, pudiendo ser utilizadas varias tecnologías como ZigBee, WiFi, ZWave, GSM, o Ethernet [19] [33].

5.4.2 Impacto esperado

La introducción de sistemas de telecomunicación como parte integrante de las tecnologías Smart Grid en el sistema eléctrico de la ciudad de Praia originaría grandes cambios en todos los sectores y subsectores del sistema eléctrico, pues posibilitaría crear varios servicios y aplicaciones a disposición de las compañías y de los consumidores, como, por ejemplo, los sistemas automáticos de gestión, de seguimiento, de medición y de recuento basados en las tecnologías HMS, SM, AMI y DR. Los beneficios al sistema eléctrico serían intrínsecos a estos cambios, como la capacidad de control y supervisión de sus aspectos vitales, tales como: flujo de producción diario, gestión de la mano de obra, gestión de activos, call center, sistemas de cobro, entre otros [34]. Dada la distancia y la gran cantidad de datos para transmitir, la tecnología de telecomunicación necesaria para garantizar esa transmisión tiene que ser segura, eficiente y fiable. Las diversas tecnologías de telecomunicaciones existentes en el país podrían aplicarse al sector eléctrico, tanto a nivel de la regulación del mercado de la electricidad, gestionando el sistema de distribución y los contadores inteligentes, como a nivel comercial, gestionando el consumo y proponiendo nuevos servicios e innovaciones [35], tal y como se muestra en la Figura 5.6.

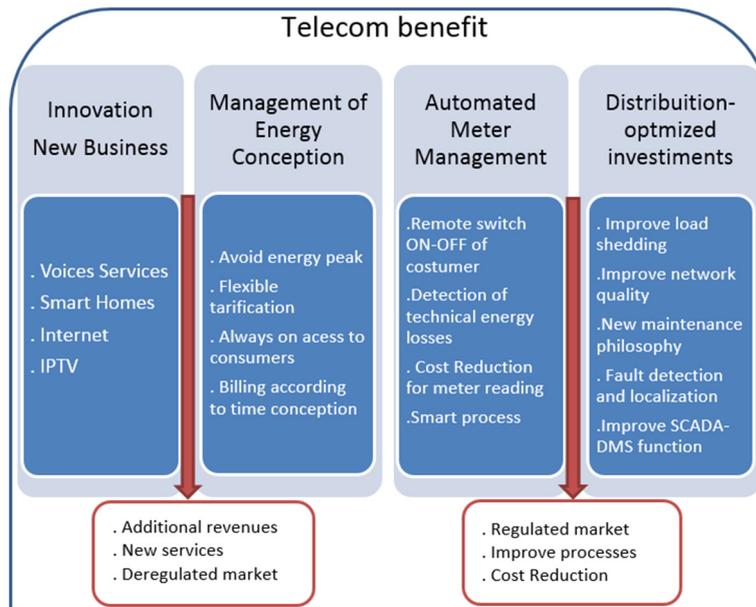


Figura 5.6- Beneficios de las telecomunicaciones.

5.4.2.1 Producción

En términos de impacto en la producción, se esperan beneficios tanto a nivel de la producción centralizada, en la central única de Santiago, como a nivel de la producción de las fuentes de energía distribuida (DER). En la central de producción térmica de Palmarejo los beneficios vendrían con la implementación de un sistema de gestión de energía (EMS) basado en el sistema SCADA, y en la creación de un sistema centralizado de control y monitorización [36]. De esta forma, la introducción de las tecnologías de comunicación sobre estos sistemas permitiría que: el sistema EMS y el centro de control abarcaran no sólo la central eléctrica, sino también su interconexión bidireccional con las distintas partes que componen el sistema eléctrico de Praia. Con la tecnología EMS el sistema de despacho sería automático y más eficiente, principalmente, en la integración de la producción procedente de DER y en la gestión de su almacenamiento. Los servicios de operación y mantenimiento dejarían de realizarse mediante verificaciones manuales y medidas correctivas para pasar a aplicarse previsión y monitorización remota. Así mismo, los sistemas de seguridad y protección pasarían a ser automatizados y proactivos, evitando interrupciones antes de que sucedan, a diferencia del sistema convencional que es esencialmente reactivo y propenso a faltas e interrupciones en cascada. El sistema de restauración en caso de perturbaciones, que antes era manual, pasaría a ser Self-healing o con la restauración automática. En la producción, los sistemas funcionan siempre cerca de su punto óptimo, evitando así energía excedentaria y mejorando la eficiencia energética.

En los procedimientos comerciales posibilita la lectura, el corte o la reconexión de los consumos de forma remota, evitando desplazamientos de sus técnicos [37] [38].

5.4.2.2 Transporte

Teniendo en cuenta el papel clave de las subestaciones en el sistema eléctrico de Praia, con la implementación del sistema de comunicación sobre el sistema de automatización para subestaciones (SAS), la red de transporte sería el segmento donde se obtendría un mayor beneficio, principalmente proporcionado por la WAMPAC (Wide Area Monitoring, Protection and Control) basados en PMU, que permitiría que el sistema SCADA, utilizado como EMS, tuviera un control total de las condiciones de funcionamiento y del rendimiento de las subestaciones en tiempo real [36] [9]. La integración de dispositivos electrónicos inteligentes (IED) con la tecnología de automatización de las subestaciones permitiría maximizar las funciones de monitorización, control y protección y minimizar los costes operativos y de capital, reducir el espacio ocupado por el panel de control y eliminar la redundancia de equipos y base de datos [39]. Estos sistemas soportados por SCADA garantizan un alto nivel de fiabilidad y necesitan una latencia muy baja que les permite realizar mediciones de tensión y corriente en los nudos críticos de la red cada dos a cuatro segundos, optimizar el rendimiento de las búsquedas y minimizar los retrasos de las comunicaciones entre los acontecimientos en la red y su visualización [40].

5.4.2.3 Distribución

El segmento de distribución constituye el principal desafío del sistema eléctrico de la ciudad de Praia, pues, como ya se mencionó en el capítulo 2, es en esta etapa donde se producen la mayor parte de las perturbaciones e interferencias, con elevados porcentajes de pérdidas técnicas y comerciales y, por lo tanto, en este segmento se prevé un enorme impacto con la introducción de las tecnologías Smart Grid. Estos impactos se reflejan en beneficios significativos proporcionados por la introducción de sistemas de medición centralizada y medidores inteligentes, por la automatización de las redes de distribución y por la incorporación de sistemas de comunicación [32]. Por ejemplo, a través de la tecnología AMI se puede controlar y detectar de forma casi instantánea anomalías en las redes, principalmente hurtos y robos de electricidad, y desencadenar las medidas de prevención o corrección necesarias. Teniendo en cuenta que cada vez más el sector ha

apostado por fuentes de energía renovables como alternativa al alto coste de la producción a través de centrales térmicas, las tecnologías Smart Grid desempeñarían un papel preponderante en la gestión de la integración de estos recursos, garantizando que esta energía pueda ser absorbida por la red, a pesar de su alta variabilidad e imprevisibilidad [37] [41].

Uno de los aspectos más importantes a considerar en la red de distribución de Praia sería la posibilidad de integración de los PHEV como forma de reducir la dependencia del petróleo y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero [38].

5.4.2.4 Consumidores

El mayor impacto ocurrirá en el consumo o en el uso final de la electricidad, pues los consumidores dejan de ser pasivos y pasan a ser agentes activos en el sistema eléctrico, principalmente debido a la introducción de SM, de la tecnología AMI y de HEM. La utilización de electrodomésticos inteligentes permitiría el control de la demanda de los consumidores mediante el envío de señales a través del sistema de comunicaciones bidireccional, y permitiría desconectar remotamente los componentes en una residencia o edificios comerciales que posean un gran consumo de energía durante el período pico [42]. Los sistemas HEM permiten gestionar y supervisar el funcionamiento de los electrodomésticos de acuerdo con un conjunto de requisitos previamente especificados, por lo que el consumidor podría, por ejemplo, gestionar la lavadora, el aire acondicionado, la calefacción de la casa e incluso los vehículos eléctricos de forma centralizada y remota [43]. Uno de los principales impedimentos para la expansión de micro-generación ha sido la forma en que esa producción debe interconectarse con la red. En este aspecto, la Smart Grid, a través de las HEM y de la DR, permitiría gestionar esa integración proporcionando mejores ingresos, tanto para el consumidor como para la red [44].

La capacidad de DR incluida en la tecnología AMI posibilitaría tener un sistema para monitoreo y optimización de la demanda de las residencias y edificios, basada en tecnologías de comunicación, lo que le permitiría disponer de información y opciones interactivas en la elección de una tarifa más apropiada y gestionar de forma eficiente el uso de la energía, reduciendo el consumo en caso de emergencia o en caso de alto precio de la electricidad [45]. DR desempeñaría también un papel importante en el desplazamiento de carga y en la interacción de las concesionarias con los sistemas de microproducción propios, que puede ayudar a aumentar la fiabilidad y eficiencia en la gestión de la red [43].

La introducción de las SM daría inicio a una nueva era de relación entre la compañía Electra y los consumidores en lo que se refiere a la fiabilidad, disponibilidad y calidad de energía, pero también en lo que se refiere a la forma de cobros y del pago de la electricidad. Además, se dispondría de un sistema de medición planificado y robusto que puede disminuir o prevenir las faltas y aumentar la relación de sostenibilidad de la red y ayudar a los consumidores a controlar sus gastos mediante limitadores de consumo [38].

5.5 Principales desafíos

Para la implementación de Smart Grids en la ciudad de Praia, además de las dificultades inherentes a la condición socioeconómica y geográfica del archipiélago, otras cuestiones relacionadas con la logística, la legislación, los sistemas de potencia, la tecnología y la propia concienciación de la sociedad, podrían constituir desafíos para su implantación. En cuanto a la integración de las tecnologías de la comunicación, los retos pueden ser aún mayores, ya que en este ámbito cuestiones relacionadas con la fiabilidad, la seguridad y la privacidad deben ser constantemente analizadas y evaluadas.

La elección de las TIC y la configuración de las mismas tiene que tener en cuenta la complejidad geográfica de la isla. En este sentido, la solución propuesta implicaría necesariamente tener sistemas de comunicación híbridos que conjuguen tecnologías con cable y tecnologías inalámbricas, combinando fibra óptica con GSM y/o 3G, como la mejor alternativa técnica, pero también económica. La fibra óptica, a pesar de su robustez y capacidad de transmisión, tiene como principal barrera la imposibilidad de alimentación remota de los repetidores, además de su coste, que podría ser un gran obstáculo para su utilización a gran escala. Las comunicaciones inalámbricas ofrecen soluciones viables y económicas para sistemas de comunicación y monitorización, y pueden ser suministradas por los operadores de comunicación existentes. Sin embargo, la topología y la conectividad inalámbrica pueden sufrir faltas de conexión por interferencias [46]. Hay que definir servicios y protocolos para garantizar la fiabilidad y seguridad de la nueva infraestructura de comunicación, independientemente de los requisitos que se le asocien. Es responsabilidad de las agencias reguladoras garantizar, junto a la compañía eléctrica, la fiabilidad de las tecnologías de comunicación para el sistema eléctrico, así como evaluar los riesgos asociados a su inversión [47].

La introducción de redes de comunicación e información en el sistema eléctrico implica la transmisión bidireccional de inmensa cantidad de datos que requieren tratamiento casi instantáneo. Para asegurar esta funcionalidad sería necesaria una interacción entre diferentes tecnologías, que a su vez introduciría grandes riesgos de seguridad [48]. Uno de los riesgos más críticos para la red de comunicación de las Smart Grids son los ciberataques. Las vulnerabilidades de los SM hacen de ellos objetivos atractivos para los hackers, ya que a través de ellos pueden fácilmente manipular los costes de energía o alterar los valores de la lectura del consumo. Adicionalmente a este riesgo de seguridad, se plantea la cuestión de la privacidad de los datos de los clientes, existiendo en los SM información registrada sobre los hábitos y comportamiento de los consumidores [49].

A nivel de las tecnologías de supervisión y control en las centrales y subestaciones, la utilización del sistema SCADA acarrea alguna fragilidad, pues los datos de medición generalmente se transmiten a través de canales de comunicación no cifrados, haciendo a estas infraestructuras vulnerables a ataques cibernéticos [50]. Ataques con malware pueden causar daños sustanciales en la distribución, transporte e incluso en las centrales de producción [51]. La compañía tendrá como gran reto garantizar la seguridad del sistema, no sólo de los ataques premeditados, sino que también tendrá que garantizar la seguridad de la propia infraestructura de comunicación, que muchas veces se ve afectada por errores de los usuarios, fallas de equipos y desastres naturales [45]. Por lo tanto, es necesario garantizar una red de comunicación altamente fiable, escalable, segura y económica, para evitar interrupciones en el suministro de energía.

5.6 Conclusiones

La ciudad de Praia, en la isla de Santiago, ha sido utilizada como piloto en proyectos de integración de tecnologías Smart Grid. En este sentido, tecnologías como SCADA / EMS / DMS, contadores inteligentes e integración de DER han sido probados, estudiando su implementación. Sin embargo, hasta ahora, han sido probados de forma individual y desintegrada.

El componente del sistema de comunicación, que sería una pieza fundamental para esa integración, ha sido descuidado tanto por parte la compañía eléctrica, como por las entidades reguladoras. La arquitectura aquí propuesta pretende definir los requisitos y las estructuras de los sistemas de comunicación que mejor se adaptan al sistema eléctrico de la ciudad de Praia, teniendo en cuenta sus características geográficas y la disponibilidad de

infraestructuras existentes. Se comprobó que, debido a las características del sistema eléctrico, una estructura de comunicación híbrida que combine fibra óptica con GSM y 3G sería la que mejor encajaría con la demanda actual del sistema. Esta estructura de comunicación superpuesta al sistema eléctrico proporcionaría una mejora de la fiabilidad del sistema, aumento de la seguridad física de sus componentes, facilidad de operación, mantenimiento, reparación, comunicación con los consumidores, medición y cobro de la utilización de energía, aumento de la eficiencia energética, integración de las energías renovables, integración de vehículos eléctricos y reducción de los picos de la demanda y - consecuentemente - importantes ganancias económicas, sociales y ambientales.

Bibliografía

- [1] Scheneider Electric, "Island Micro-grid," em *Cabo Verde Micro-grid*, Praia, 2014.
- [2] M. E. El-hawary, "The Smart Grid State-of-the-art and Future Trends," em *Electric Power Components and Systems*, vol. 42, T. & F. Group, Ed., Taylor & Francis Group, 2014, p. 3–4.
- [3] V. C. Gungor, "Smart Grid Technologies: Communication Technologies and Standards," *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 7, p. 530, 2011.
- [4] Agencia Nacional das Comunicações - ANAC, "Indicadores Estatísticos do Mercado das Comunicações Electrónicas em Cabo Verde - Segundo Trimestre 2016," 2017. [Online]. Available: http://anac.cv/index.php?option=com_content&view=article&id=504%3Aindicadores-estatisticos-segundo-trimestre-2016&catid=34%3Aanuncios&Itemid=63&lang=en. [Acedido em 7 Janeiro 2017].
- [5] Nucleo operacional para a sociedade de informação (NOSi), *Projecto de Upgrade da Plataforma de Governação Electrónica*, Praia, 2009.
- [6] EDP Internacional, "Advisory service to assess the potential, opportunities and challenges for coordinated integration of smart grids technology in Cabo Verde's distribution system network to further increased the uptake of renewable energy and improve energy efficiency," Praia, 2017.
- [7] ELECTRA, SA, "SMART METERING TECHNOLOGIES," em *Smart Metering Workshop*, Praia, 2017.
- [8] J. Gooding, "Smart Grid Reference Architecture (SGRA) Applied Information Management," em *Grid Interop*, Phoenix, 2011.
- [9] V. C. Gungor, "A Survey on Smart Grid Potential Applications and Communication Requirements," *IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRIAL INFORMATICS*, vol. 9, pp. 28-41, 2013.
- [10] N. Kayastha, D. Niyato, P. Wang e E. Hossain, "Communication networks in smart grid: an architectural view," em *Smart Grid Communications and Networking*, Toronto, CAMBRIDGE UNIVERSITY PRESS, 2017, p. 13.
- [11] Distributed Network Protocol, "Member Supported Innovation and Development," [Online]. Available: <https://www.dnp.org/default.aspx>. [Acedido em 02 2019].
- [12] IEEE, "IEEE Standard for SCADA and Automation Systems," [Online]. Available: <https://www.ieee.org/>. [Acedido em 02 2019].
- [13] IEEE, "IEEE Recommended practice for data communications," [Online]. Available: <https://www.ieee.org/>. [Acedido em 02 2019].
- [14] IEEE, "IEEE standard for interconnecting distributed resources with electric power systems," [Online]. Available: <https://www.ieee.org/>. [Acedido em 02 2019].
- [15] IEEE, "IEEE guide for monitoring, information exchange, and control of distributed resources interconnected with electric power systems," [Online]. Available: <https://www.ieee.org/>. [Acedido em 02 2019].
- [16] IEEE, "IEEE standard conformance test procedures for equipment," [Online]. Available: <https://www.ieee.org/>. [Acedido em 02 2019].
- [17] IEEE, "IEEE standard communication delivery time performance," [Online]. Available: <https://ieeexplore.ieee.org/Xplore/home.jsp>. [Acedido em 02 2019].
- [18] NIST, "Guidelines for smart grid cyber security," [Online]. Available: <https://www.nist.gov>. [Acedido em 02 2019].

- [19] M. Kuzlu, M. Pipattanasomporn e S. Rahman, "Communication network requirements for major smart grid applications in HAN, NAN and WAN," *Computer Networks*, vol. 67, pp. 74-88, 2014.
- [20] W. Wang, Y. Xu e M. Khanna, "A survey on the communication architectures in smart grid," *Computer Networks*, nº 55, p. 3604–3629, 2011.
- [21] International Energy Agency (IEA) , "www.iea.org," 2011. [Online]. Available: https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/smartgrids_roadmap.pdf. [Acedido em 15 Fevereiro 2017].
- [22] M. P. M. Kuzlu, "Assessment of communication technologies and network requirements for different smart grid applications," em *IEEE Innovative Smart Grid Technologies (ISGT) Conference*, 2013.
- [23] F. Bouhafs, M. Mackay e M. Merabti, "Overview of the Smart Grid," em *Communication Challenges and Solutions in the Smart Grid*, Springer, 2014, pp. 1-6.
- [24] IEEE , "IEEE 802.11 Standard," [Online]. Available: <https://www.ieee.org>. [Acedido em 02 2019].
- [25] IEEE, "IEEE, IEEE 802.15 Standard.," [Online]. Available: <https://www.ieee.org/>. [Acedido em 02 2019].
- [26] IEEE, "IEEE, IEEE 802.16 Standard.," [Online]. Available: <https://www.ieee.org/>. [Acedido em 02 2019].
- [27] S. Borlase, "Smart Meters and Advanced Metering Infrastructure," em *Smart Grids Infrastructure, Technology and Solutions*, Taylor & Francis Group, 2013, pp. 356-368.
- [28] IEEE, "IEEE 802.3 Standard," [Online]. Available: <https://www.ieee.org/>. [Acedido em 02 2019].
- [29] Q.-D. Ho, Y. R. G. Gao e T. Le-Ngoc, "Smart Grid Communications Network (SGCN)," em *Wireless Communications Networks for the Smart Grid*, Toronto, SpringerBriefs in Computer Science, 2014, pp. 15-30.
- [30] Qualcomm, "3G Cellular Technology for Smart Grid Communications," 2012. [Online]. Available: <https://www.qualcomm.com/documents/3g-cellular-technology-smart-grid-communications>. [Acedido em 04 11 2016].
- [31] F. Bouhafs, M. Mackay e M. Merabti, "The Smart Grid in the Last Mile," em *Communication Challenges and Solutions in the Smart Grid*, SpringerBriefs in Computer Science, 2014, pp. 25-35.
- [32] R. R. Mohassel, A. S. Fung, F. Mohammadi e K. Raahemifar, "A Survey on Advanced Metering Infrastructure and its Application in Smart Grids," em *IEEE 27th Canadian Conference* , Toronto, ON, Canada, 2014.
- [33] S. Borlase, "Communications Systems," em *Smart Grids: Infrastructure, Technology, and Solutions*, Taylor & Francis Group, 2013, pp. 266-294.
- [34] M. A. M. I. A. Asif Mahmood, "Design and implementation of AMR Smart Grid System," em *Electric Power Conference*, IEEE Canada , 2008.
- [35] I. C. R. Bayindir, "Smart grid technologies and applications," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 66, p. 499–516, 2016.
- [36] F. Li, "Smart Transmission Grid: Vision and Framework," *IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID* , 2010.
- [37] S. D. Y. Emodi Nnaemeka Vincent, "Integrating Renewable Energy and Smart Grid Technology into the Nigerian Electricity Grid System," *Smart Grid and Renewable Energy*, vol. 5, pp. 220-238, 2014.
- [38] Z. Fan, "A Distributed Demand Response Algorithm and Its Application to PHEV Charging in Smart Grids," *IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID*, vol. 3, pp. 1280-1290, 2012.

- [39] D. M. Falcão, Escritor, *Integração de Tecnologias para Viabilização da Smart Grid*. [Performance]. Fellow IEEE, 2010.
- [40] Department of energy of USA, "Communications requirements of smart grid technologies," DOE, USA, 2010.
- [41] Asia Pacific Economic Cooperation, "Using Smart Grids to Enhance Use of Energy-Efficiency and Renewable-Energy Technologies," APEC Energy Working Group, Singapore, 2011.
- [42] U.S. Department of Energy, "Load reduction, demand response and energy efficient technologies and strategies," Pacific Northwest National Laboratory, Washington, 2008.
- [43] M. K. M. S. R. Manisa Pipattanasomporn, "An Algorithm for Intelligent Home Energy Management and Demand Response Analysis," *IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID*, 2012.
- [44] Y. B. S. S. C. A. B. GridD.X. Morales, "Assessment of the impact of intelligent DSM methods in the the Galapagos Islands toward a Smart Grid," *Electric Power Systems Research*, vol. 146, p. 308–320, 2017.
- [45] S. A. C. H. N. T. S. H. F. A. Khalid Mahmood, "A lightweight message authentication scheme for Smart Grid communications in power sector," *Computers and Electrical Engineering*, vol. 52, p. 114–124, 2016.
- [46] B. L. G. P. H. Vehbi C. Gungor, "Opportunities and Challenges of Wireless Sensor Networks in Smart Grid," *IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRIAL ELECTRONICS*, vol. 57, pp. 3557-3564, 2010.
- [47] T. Monypeny, "Implementation of Smart Grid Technology in the United States," *Interdisciplinary Journal of Undergraduate Research*, vol. 2, nº 1, 2013.
- [48] M. H. N. L. Himanshu Khurana, "Smart-grid security issues," *IEEE Security & Privacy*, vol. 8, nº 1, 2010.
- [49] S. W. S. Patrick McDaniel, "Security and Privacy Challenges in the Smart Grid," *IEEE Security & Privacy*, vol. 7, nº 3, 2009.
- [50] G. D. H. S. K. H. J. André Teixeira, "A Cyber Security Study of a SCADA Energy Management System: Stealthy Deception Attacks on the State Estimator," em *18th World Congress of The International Federation of Automatic Control*, Milano, 2011.
- [51] Y. Q. H. S. D. T. Ye Yan, "A Survey on Cyber Security for Smart Grid Communications," *IEEE Communications Surveys & Tutorials*, vol. 14, nº 4, pp. 998 - 1010, 2012.

Capítulo 6

Efecto de las tecnologías Smart Grid en la eficiencia energética de la red eléctrica de la isla de Santiago

6.1. Introducción

La apuesta por las redes eléctricas inteligentes, modernas y robustas es una necesidad innegable para los pequeños estados insulares pues, en su mayoría, a pesar de poseer escasos recursos naturales, poseen excelentes condiciones de aprovechamiento de recursos renovables, lo que requiere un sistema de gestión y control del sistema eléctrico con atributos específicos necesarios para poder responder a las diversas adversidades inherentes a su condición, normalmente asociados a la gran dependencia del petróleo, la dificultad de integración de la energía renovable, la ineficiencia e ineficacia de las redes eléctricas, así como un elevado porcentaje de pérdidas y un alto coste de la electricidad para los consumidores [1]. Analizar y comprender las deficiencias del sector, así como identificar y estimar las pérdidas de todo el sistema podrían ayudar a optimizar la energía. En este sentido, la monitorización de los consumos y la introducción de un sistema de producción descentralizada basada en energías renovables, junto con la mejora de la seguridad y la calidad del servicio, pueden garantizar a estos países un sistema eléctrico más robusto y sostenible [2, 3]. Mejorar la eficiencia energética desde la producción hasta el consumo permitiría no sólo reducir el impacto ambiental, sino además promover la seguridad energética. Para su efectividad es preciso no sólo políticas y estrategias dirigidas al efecto, sino también hay que priorizar unos abordajes audaces e innovadores, y acelerar la implantación de nuevas tecnologías más seguras y eficientes [4]. Las tecnologías Smart Grid surgen como una excelente alternativa para los que pretenden mejorar el desempeño de sus sistemas energéticos, pues su funcionamiento está basado en una serie de tecnologías y aplicaciones, conectadas a sensores y actuadores que, a través de un sistema de comunicación bidireccional interconecta todo el sistema, desde la producción pasando por la distribución hasta el consumidor final, permitiendo al proveedor monitorear y controlar el funcionamiento de todo el sistema [5, 6].

En Cabo Verde, principalmente en la isla de Santiago, cuando se aborda la cuestión de eficiencia energética en el sistema eléctrico, el parámetro pérdida eléctrica es el que tiene mayor impacto técnico y económico, con enormes pérdidas anuales para la compañía. Sin embargo, a pesar de conocerse, en gran parte, los orígenes de esas pérdidas, es necesario un análisis detallado para conseguir estimar cómo se reparten entre las pérdidas técnicas y no técnicas. En este sentido, el presente estudio analiza el desempeño del SE de la isla de Santiago centrándose en las pérdidas técnicas y el robo de energía, evaluando el impacto de las Smart Grids en la mejora de su eficiencia energética y en el aprovechamiento de los recursos renovables disponibles.

6.2 – Sistema eléctrico de la isla de Santiago

La isla de Santiago posee un área de 991 km² que alberga a más de la mitad de la población de Cabo Verde (55,8%) y es donde se sitúa la capital de Cabo Verde, la ciudad de Praia, que concentra el 49% de la población de la isla y el 26,8% de la población del país [7]. El sistema eléctrico de esta isla se caracteriza por un sistema de producción centralizada, denominada "central única", en la que toda la producción, tanto térmica como renovable, está disponible a partir de un único centro productor y que a su vez distribuye la energía eléctrica para toda la isla a través de la red de distribución. En el caso de Cabo Verde, se decidió apostar por las tecnologías Smart Grid a través de la implementación del proyecto SCADA/EMS/DMS, cuyo propósito es supervisar y controlar todas las etapas de producción, transporte y distribución de energía eléctrica a través de software SCADA. Tiene como principales funciones la adquisición y procesamiento de datos en tiempo real, la monitorización remota de la red y el control de dispositivos y actuadores, además de archivar y recuperar datos relativos a incidentes, calidad de la red y diagrama de carga. Otro proyecto complementario a ser implementado es la introducción gradual del sistema de medición y conteo inteligente en las salidas de las subestaciones, en los puestos de seccionamientos y en todos los puntos públicos y privados. Este proyecto tiene el propósito de ayudar a la concesionaria en el control de la facturación de clientes de MT y en el análisis de la calidad de servicio, y permitir la detección de situaciones de pérdidas por centro o puesto de transformación (CT o PT) [8]. Paralelamente, varias iniciativas relacionadas con el almacenamiento, la microgeneración y los sistemas de iluminación pública se han implementado con la intención de hacer que los sistemas eléctricos del archipiélago sean más sostenibles y justos.

A pesar de las diversas inversiones realizadas en los distintos niveles, tanto en aumento de la capacidad de producción de las centrales térmicas, como en el incremento de la producción con fuentes renovables, la respuesta del sistema eléctrico ha ido por debajo de las necesidades de la demanda de la ciudad de Praia, porque la mayoría de las inversiones se han hecho con algún desfase respecto de la evolución del consumo y la exigencia de la demanda [9]. Además, otros factores han impulsado el elevado coste de la electricidad y afectado la calidad y la disponibilidad de ésta, tales como:

- Pérdidas técnicas y comerciales, que ya representan más del 30% de la producción [10].
- Dificultad en la implementación de las políticas de promoción y uso de Energías Renovables.
- Inexistencia de competitividad, por falta de un mercado abierto y competitivo.
- Falta de calidad en la prestación de servicio por la compañía, y pérdida de confianza de los consumidores, debido a un sistema de seguimiento y regulación deficitarios [11].

6.2.1 Producción de energía

El país posee escasos recursos minerales y fuentes de agua dulce limitadas. Sin embargo, debido a su ubicación geográfica, se ve beneficiado con excelentes condiciones para la explotación de recursos renovables como la irradiación solar y el viento, pues casi todo el territorio nacional posee una velocidad media de viento superior a 6 m/s y un potencial de producción fotovoltaica de alrededor de 2000 kWh/m²/año [12]. El sistema productor de Santiago está constituido por centrales térmicas que funcionan con fuel 180, con capacidad instalada de 71.306 MW. Además, la isla dispone de un parque fotovoltaico en Palmarejo, con una capacidad instalada de 4.2 MW, y un parque eólico constituido por 11 aerogeneradores de 850 kW, con una capacidad instalada de 9.35 MW, totalizando 100,965 kW de potencia instalada [13,14]. Este sistema fue responsable de la producción de 224,997MWh en 2016, lo que representó una variación del 180% con relación a 2006, que era de 124,844MWh. La Figura 6.1 muestra que sólo el 17% de la producción anual provenía de los sistemas de energías renovables, mostrando la dificultad para el sector para explotar estos recursos, principalmente en lo que se refiere a su integración en la red [13, 15, 16].

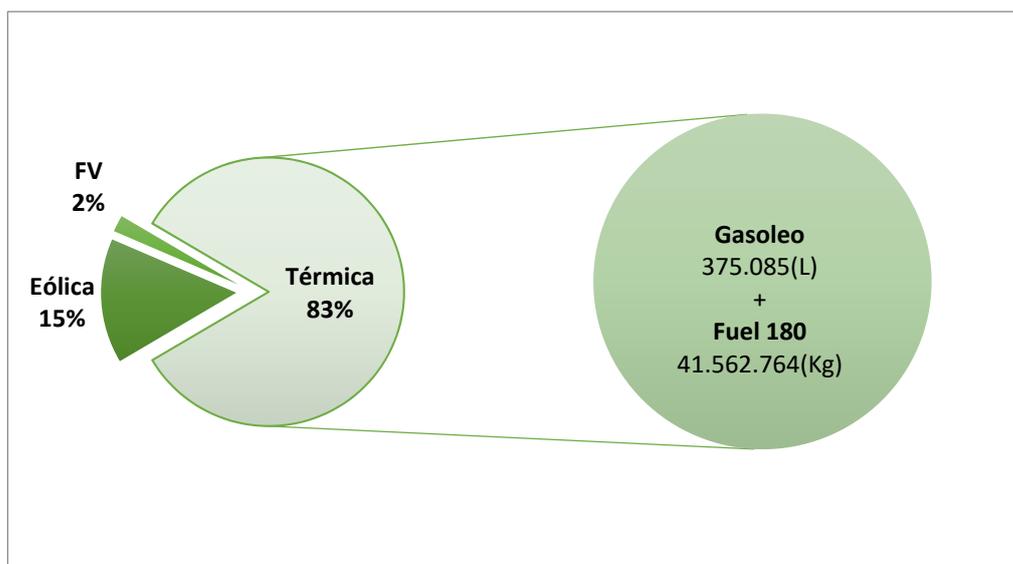


Figura 6.7 – Evolución de la producción de 2006 a 2016.

6.2.2 Red de transporte y distribución

La red de transporte eléctrica de la isla de Santiago está formada por líneas de AT de 60 kV y líneas de MT de 20 kV. Los 43 km de líneas en AT conectan las subestaciones de Palmarejo, São Filipe y Calheta, mientras que las líneas de MT alimentan las estaciones de distribución de los nueve municipios que constituyen la isla, tal y como se muestra en la Figura 6.2, las cuales están acopladas al parque eólico y a la central fotovoltaica [17]. La red de distribución de la ciudad de Praia funciona en anillo con ramificaciones a partir de las subestaciones de Palmarejo, Gamboa y Achada Grande Tras, conectando varios PT que cubren la ciudad. La cobertura eléctrica de la ciudad está garantizada en su totalidad por la red de distribución con cables subterráneos, siendo una pequeña parte soportada por cables aéreos, principalmente las redes más antiguas. La gestión de la red de distribución es responsabilidad de la empresa pública Electra y es el sector del sistema eléctrico con mayores déficits, donde la ausencia de un sistema de comunicación se hace notar con más evidencia. La escasa monitorización y control no permiten a la compañía eléctrica dar respuestas satisfactorias a las constantes solicitudes en términos de operación y mantenimiento de la red, solicitud de nuevos clientes, expansión de la red e integración de energías renovables, por lo que las elevadas pérdidas siguen siendo lo más preocupante, tanto las pérdidas técnicas como las no técnicas; incluyendo hurtos y robos.

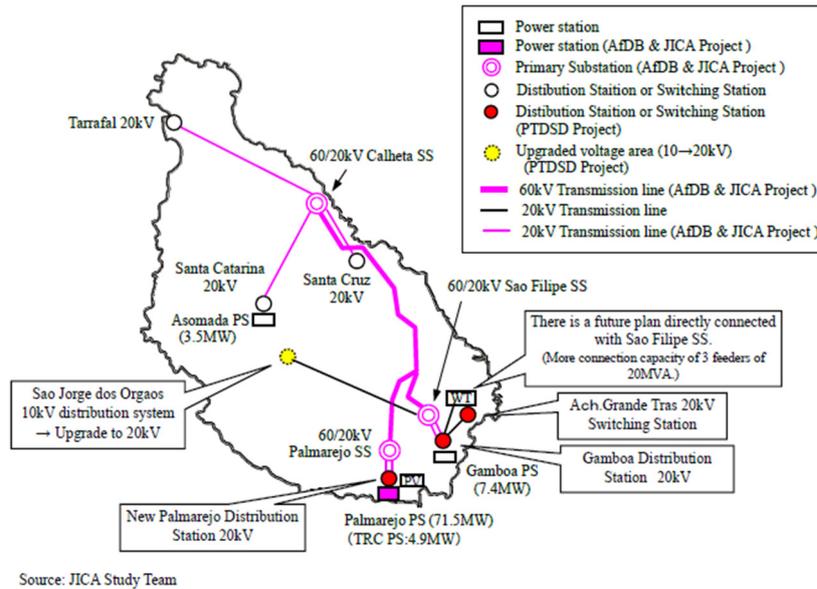


Figura 6.8- Configuración de la red de transmisión eléctrica de la isla de Santiago.

6.3 – Análisis de la eficiencia energética

La Eficiencia Energética (EE) es el recurso energético con mayor disponibilidad, más seguro y más accesible en el mundo. Es la manera más rápida y menos costosa de afrontar la seguridad energética y los desafíos medioambientales y económicos [18]. La EE en un sistema eléctrico afecta a todos los subsectores que lo componen. El rendimiento total se determina mediante el cociente entre la energía útil disponible para los consumidores y a la energía total generada. Los principales indicadores de rendimiento de un sistema tienen que ver con [19]: potencia aparente, activa y reactiva; factor de potencia; intensidad; desequilibrio de tensión; interrupciones; gravedad y número de caídas de tensión y sobretensión momentánea; distorsión armónica total. Sin embargo, otras variables no técnicas también deben ser consideradas. En este sentido, de una forma genérica, la EE de un sistema eléctrico puede ser considerada como la racionalización de la energía a través de acciones o medidas conductuales, tecnológicas y económicas sobre sistemas y procesos que resulten en un equilibrio entre la energía producida y la demanda, evitando pérdidas de energía eléctrica [20]. El cálculo de la eficiencia de un sistema resulta del producto del rendimiento de los componentes que lo componen. Por ejemplo, en un sistema que incluye 6 componentes (líneas, variador de frecuencia, motor, generador, transformador y carga), la eficiencia sería:

$$\eta_{System} = \eta_{Line} \cdot \eta_{VFD} \cdot \eta_{Motor} \cdot \eta_{Gear} \cdot \eta_{trans} \cdot \eta_{Load}$$

Dado que ningún componente del sistema es 100% eficiente, para un sistema con 6 componentes, aunque cada uno tenga un rendimiento óptimo de 99%, el rendimiento o la eficiencia del sistema será igual al 94.15%, mientras que en una situación más realista en la eficiencia del sistema sería del 79,76%, pues el 20,24% de la energía se convierte en calor [21].

A pesar de que existen varias metodologías e indicadores para evaluar la EE de un sistema, es complejo determinar con precisión cuál es el mejor. El indicador elegido debe tener en cuenta tanto parámetros técnicos del sistema como las implicaciones económicas de su funcionamiento [22].

Considerando la relación entre la energía entregada a la red y la energía vendida por la compañía en los últimos años, en la isla de Santiago (Figura 6.3) se observa que, en términos de rendimiento de los componentes del sistema, las pérdidas técnicas están dentro de valores aceptables, pues a pesar de no conocerse detalladamente su valor, se estima que del 38% de las pérdidas totales del sistema eléctrico, la mayor parte procede de las pérdidas comerciales. Teniendo en cuenta que no se dispone de ningún análisis detallado, es necesario examinar todo el proceso desde la producción hasta el consumidor final para que pueda determinarse qué porcentaje corresponde a pérdidas técnicas y no técnicas. En este sentido, se identificó en ese trabajo los principales factores que influyen en el funcionamiento del sistema eléctrico de Santiago, y sus impactos económicos en el sector. Así, se analizaron los siguientes parámetros: Sistema global de gestión de energía; Cantidad y tipo de interrupciones en el suministro de energía; Forma de cobro y facturación; Sistema de corte y reconexión de los clientes; Calidad de la Iluminación Pública; Pérdidas eléctricas [23].

6.3.1 Parámetros de rendimiento

Los sistemas eléctricos actuales exigen un sistema de gestión integrado para asegurar que la producción, transporte y distribución de energía sean monitorizadas de manera eficiente, garantizando que, con la misma capacidad de producción instalada, se pueda satisfacer la necesidad de la demanda a un coste de producción de la energía eléctrica más reducido, además de minimizar el impacto ambiental y contribuir a mejorar la fiabilidad del sistema de suministro [24].

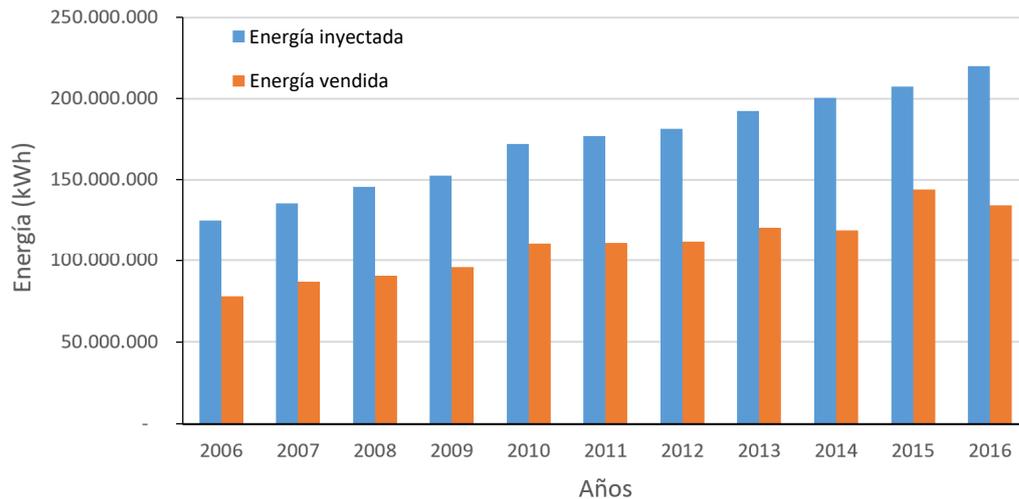


Figura 6.9 - Energías vendida e inyectada en la red de 2006 a 2016.

En este sentido, muchos países han implementado centros de control y despacho del sistema eléctrico, con el objetivo de monitorizar la generación, así como las indisponibilidades de la red de transporte y de las unidades de generación sujetas a despacho, manteniendo el equilibrio en tiempo real entre la generación y la demanda de energía, a la vez que se garantiza la seguridad, la fiabilidad y los requisitos económicos de la operación del sistema [25]. En el caso de que no se implementase SCADA/EMS/DMS, el despacho de la red eléctrica de la isla de Santiago continuaría funcionando de forma convencional, obteniéndose los datos de las unidades generadoras de forma asíncrona y desajustada, lo que imposibilitaría la optimización de la generación y la integración de la generación distribuida. Otro factor importante es la deficiencia, y a menudo ausencia, de sistemas de medición en la red de distribución. No se tiene información real de la energía entregada en las subestaciones y en los centros o puestos de transformación, algo que ha imposibilitado evaluar en tiempo real el flujo energético. Por lo tanto, no se conoce la distribución de las pérdidas eléctricas entre los distintos subsectores del sistema eléctrico. Las faltas en el suministro de energía son aspectos relevantes a ser considerados, pues tienen implicaciones directas en la calidad del suministro de energía, en la fiabilidad de los consumidores y, principalmente, en la seguridad de la operación. La fiabilidad del suministro de energía eléctrica está asociada a la continuidad de servicio y se evalúa a través del System Average Interruption Duration Index (SAIDI) y del System Average Interruption Frequency Index (SAIFI) [26]. Las principales causas de interrupciones en el sistema eléctrico de Santiago están ligadas al corte, interrupciones y averías en los grupos generadores, así como a los defectos en las redes de distribución. En cuanto a la continuidad o estabilidad en el

suministro, en 2016, cada cliente de la compañía Electra estuvo, en promedio, sin electricidad durante 59,5 horas (SAIDI) y sufrió 36,5 cortes de suministro de electricidad (SAIFI) (Relatorio Electra, 2016). Las interrupciones por blackouts del sistema mejoraron significativamente en los últimos años, teniendo en cuenta los datos históricos de los años anteriores, tal y como se muestra en la Figura 6.4.

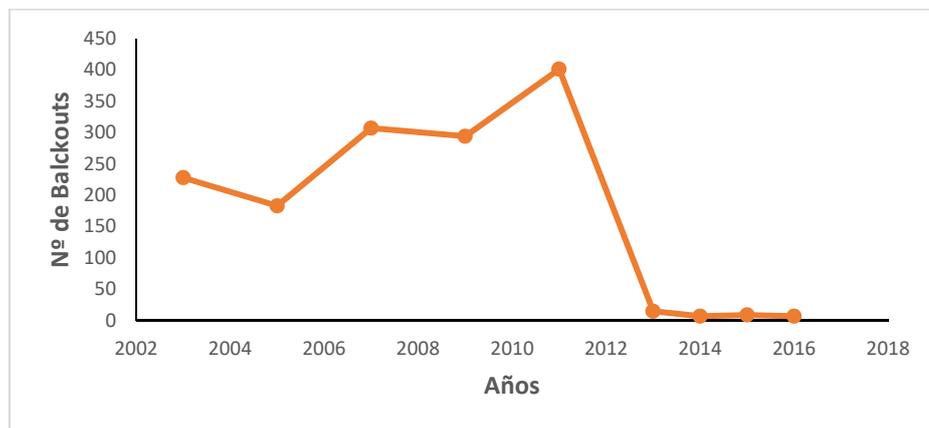


Figura 6.10 - Variación de cortes (Blackouts) en los últimos años.

En cuanto a la facturación, todavía lleva a cabo con los datos de consumo registrados por los contadores y que los técnicos de la compañía obtienen desplazándose hasta los puntos de consumo. Las facturas habitualmente se pagan en los puestos de cobro, a pesar de que la compañía ofrece otros métodos de pago, como tarjeta y transferencia bancaria. De igual modo, los cortes por falta de pago y las reconexiones las realiza los técnicos de Electra. Todos estos métodos convencionales de actuación provocan desfases entre el cobro y facturación, y entre los cortes y la reconexión, y afecta a la confianza en el sistema por parte de los clientes, y al funcionamiento del propio sistema. Sin embargo, varios proyectos piloto se han implementados por parte de la compañía, con el fin de implantar contadores inteligentes, tanto del lado de los consumidores como a lo largo de la red, con el objetivo de aumentar el control de la compañía y reducir el robo de energía, y también mejorar la forma de recaudación, corte y reconexión [27].

6.3.2 Pérdidas eléctricas

Las pérdidas eléctricas son el principal problema del sistema eléctrico de la isla de Santiago, perdiéndose cerca de 1/3 de la producción eléctrica, valor que se divide en pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas. A pesar de conocer su valor total, ha sido difícil estimar cómo éste

se reparte entre las técnicas y las no técnicas, si bien se sabe que el robo de energía es una de las principales causas. En este sentido, un conocimiento más profundo de los orígenes de las pérdidas eléctricas en un sistema eléctrico es una necesidad primordial para la compañía para la planificación, teniendo en cuenta que tienen un impacto sustancial en la generación de energía eléctrica [28].

Las pérdidas técnicas son inevitables en cualquier sistema de distribución de energía, debido a la propia naturaleza de funcionamiento de los equipos de la red [29].

Sin embargo, las pérdidas no técnicas o comerciales resultan de la diferencia entre la cantidad de energía consumida y la energía facturada. Estas pérdidas son más difíciles de medir, ya que a menudo no se tienen en cuenta por parte de los operadores del sistema por no tener información registrada. Normalmente su valor es estimado directamente o es considerado por la diferencia entre el total de las pérdidas del sistema restando las pérdidas técnicas [29] [30].

Debido a la dificultad de conocer por separado los valores de las pérdidas técnicas y de las pérdidas no técnicas, es necesario un análisis adicional para estimarlos individualmente [31].

Las pérdidas eléctricas en la red ha sido el gran desafío para el sector, principalmente en los países en desarrollo [32]. En Cabo Verde las pérdidas eléctricas han tenido un impacto sustancial en la calidad del suministro de energía y, naturalmente, en el coste final del precio de la electricidad. En 2016 el nivel de las pérdidas alcanzó el 38% de la producción sólo en la isla de Santiago (Figura 6.5), revelando la impotencia de la compañía combatir este problema. La situación incontrolable de hurtos y robos, en prácticamente todas las localidades de la isla, ha sido señalada como la gran responsable de esa situación [33].

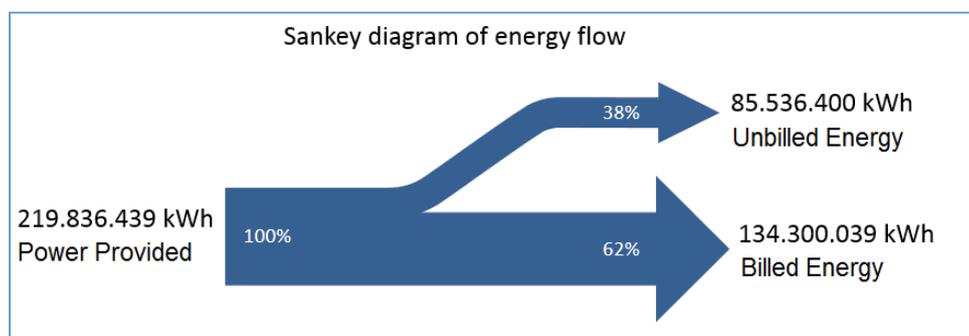


Figura 6.11- Pérdidas eléctricas en la isla de Santiago en 2016.

6.3.2.1 Análisis de las pérdidas técnicas

Son varios los factores que contribuyen a las pérdidas técnicas en la red, que son intrínsecas al sistema [34]. Para comprender las pérdidas totales del sistema se puede recurrir a la medición y a cálculos analíticos. A menudo se opta por cálculos analíticos a través de software [35] [36]. Como forma de estimar las pérdidas técnicas en la red eléctrica de la isla de Santiago, en este trabajo se utilizó la herramienta Power World para simular el comportamiento de la red, calculando el flujo de potencia y las pérdidas eléctricas asociadas al mismo. En esta simulación, se consideraron los datos de la red de a 60 y 20 kV, tal y como se indica en la Tabla 6.1, así como los datos de los transformadores de las subestaciones (Tabla 6.2). La curva de consumo diario se muestra en la Figura 6.6. Los datos de consumo total mínimo y máximo, incluidas las zonas urbanas, y en la que se consideraba a todos los sistemas generadores, las centrales de producción térmica, parque fotovoltaico y el parque eólico, se encuentran indicadas en la Tabla 6.3.

Tabla 6.3- Parámetros de la red de transmisión.

Barramento Inicial	Barramento Final	Distancia (km)	Tensión (kV)
Central de Palmarejo	Subestación de Palmarejo	0,2	20
Subestación de Palmarejo	Subestación de S. Filipe	12	66
Subestación de Palmarejo	Subestación de Calheta S. Miguel	38	66
Subestación de Palmarejo	Subestación de Gamboa	7,06	20
Subestación de S. Filipe	Subestación de Calheta S. Miguel	32	66
Subestación de Calheta S. Miguel	Subestación de Santa Catarina	13,706	20
Subestación de Calheta S. Miguel	Subestación de Tarrafal	18,82	20
Subestación de Calheta S. Miguel	Subestación de S. Cruz	12537	20
Parque Eólico	Subestación de Gamboa	0,147	20

Tabla 6.4- Características de los transformadores en las subestaciones.

Subestación	Transformador (MVA)	Relación de Transformación (V/V)	Tensión nominal (V)	Tensión de C.C. (%)
Subestación de 60 kV de Palmarejo	Nº 1: 12	20000 / 60000	1500	8,47
	Nº 2: 12	20000 / 60000	1500	8,47
	Nº 3: 36	20000 / 60000	1500	10,10
Subestación de 60 kV da Calheta	Nº 1: 12	60000 / 20000	900	8,34
	Nº 2: 12	60000 / 20000	900	8,34
Subestación de 60 kV de Monte Vaca	Nº 1: 21	60000 / 20000	900	8,33
	Nº 2: 21	60000 / 20000	900	8,33

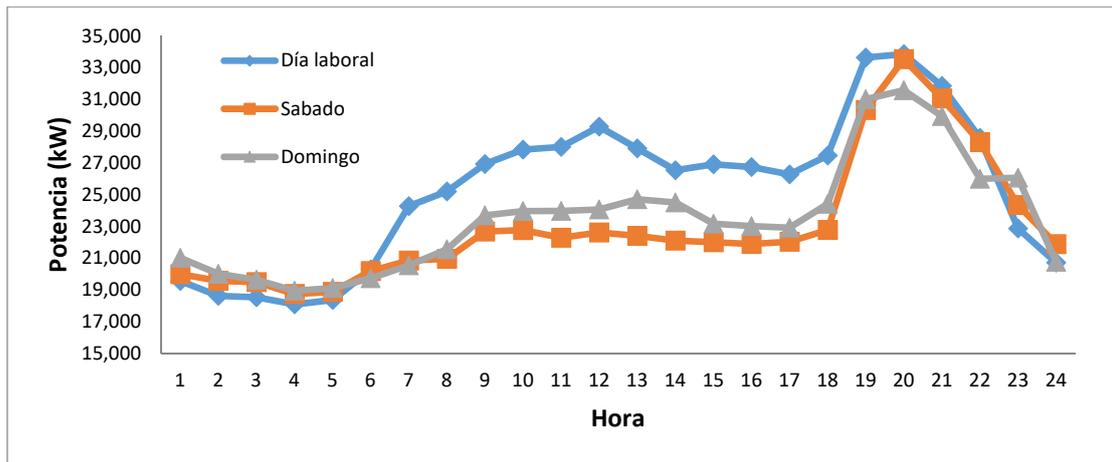


Figura 6.12- Demanda diaria de la isla de Santiago.

Tabla 6.5 - Sistema generador de la isla de Santiago.

Local	Nombre Generador	Sn (MVA)	Pmin (MW)	Pmax (MW)	Qmin (MVAR)	Qmax (MVAR)
Palmarejo	CAT1	6,98	2,23	5,58	-4,19	4,19
	CAT2	6,98	2,23	5,58	-4,19	4,19
	CAT3	9,29	2,97	7,43	-5,57	5,57
	CAT4	9,29	2,97	7,43	-5,57	5,57
	WART5	13,75	4,40	11,00	-8,25	8,25
	WART6	13,75	4,40	11,00	-8,25	8,25
	WART7	13,75	4,40	11,00	-8,25	8,26
	WART8	13,75	4,40	11,00	-8,25	8,25
	Parque PV	4,40	0,00	5,00	-3,75	3,75
Gamboa	DEUTZ5	2,95	0,94	2,36	-1,77	1,77
	MAK6	3,10	0,99	2,48	-1,86	1,86
	MAK7	3,10	0,99	2,48	-1,86	1,86
São Filipe	Parque Eol	9,35	3,74	9,35	-7,01	7,03
Sta, Catarina	CAT1	1,60	0,51	1,28	-0,96	0,96
	CAT2	1,60	0,51	1,28	-0,96	0,96
	CUMMINS	1,00	0,32	0,80	-0,60	0,60
	PERKINS	0,70	0,22	0,56	-0,42	0,42

La Figura 6.7 muestra el esquema simplificado de la red de isla de Santiago en 42 nudos, donde se indican los datos de la generación con los principales grupos y tecnologías, así como las principales líneas, subestaciones y cargas, todo ello simulado en Power World.

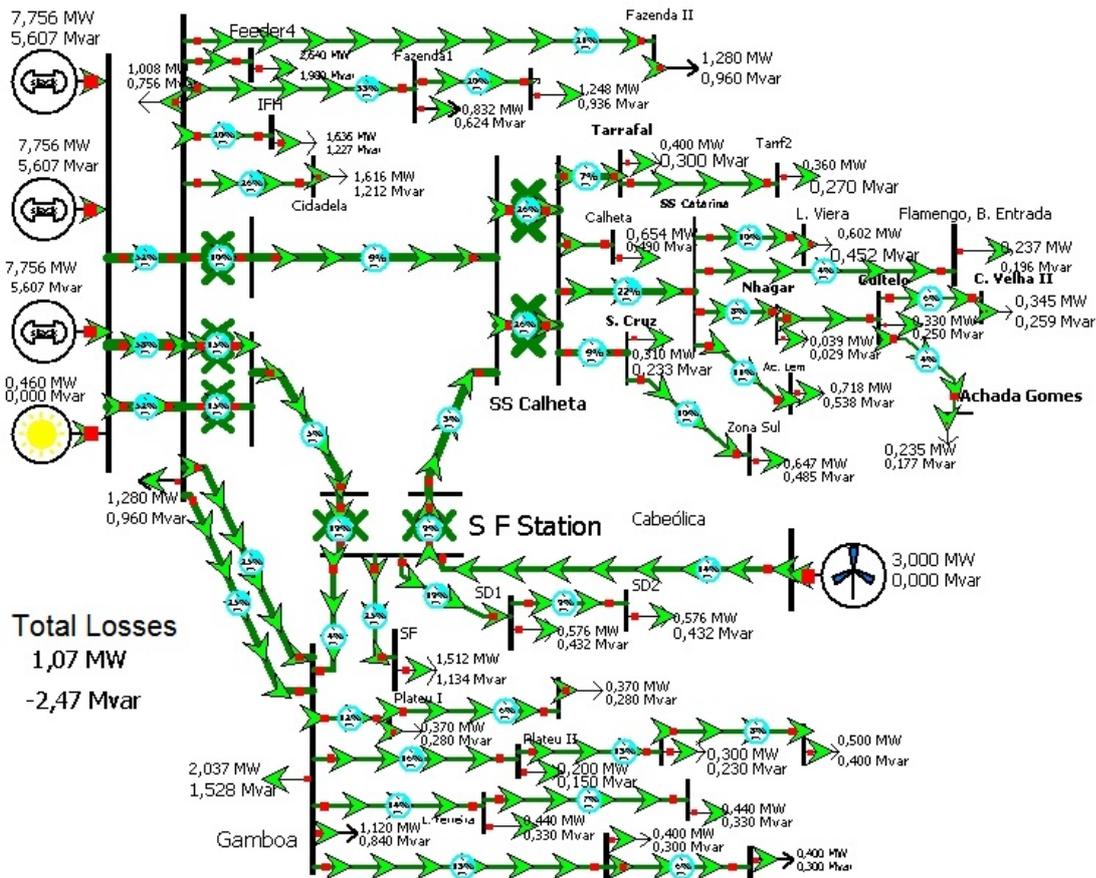


Figura 6.13- Esquema simplificado de la red eléctrica de Santiago.

Los resultados obtenidos mostraron que en la generación el valor de las pérdidas es de alrededor del 1%, en la red de transporte las pérdidas están alrededor del 2% y en la red de distribución es del 9%. Estos valores se encuentran dentro de los rangos considerados normales. Si bien es cierto que siempre hay margen de reducción con la utilización de equipos más eficientes.

6.3.2.2 Análisis de las pérdidas no técnicas

Las pérdidas no técnicas se producen por varios factores, pero tienen como principal responsable el robo de electricidad que se lleva a cabo mediante conexiones ilegales o manipulación de un contador de consumo, sucediendo esto incluso en sistemas considerados eficientes como el de los Estados Unidos de América; donde se estima que el robo de electricidad cuesta entre el 0,5% y el 3,5% del ingreso bruto anual por electricidad en dicho país [37]. Uno de los métodos más utilizados para estimar las pérdidas no técnicas es el análisis del perfil de los consumos con el fin de detectar consumos anormales frente a

los registros estandarizados. Sin embargo, este método no se aplica a todas las formas de robos, por ejemplo, en el caso de que no exista contador [38, 34].

En la isla de Santiago, la compañía Electra ha detectado varias causas de pérdidas no técnicas, constatando que el robo de energía se ha realizado por parte de clientes de diferentes estratos sociales y por casi todos los niveles de consumidores, tanto domésticos, comerciales, de servicios, e incluso industriales. Aunque en las zonas rurales se produce un mayor número de robos por punto de suministro, es en las zonas urbanas donde tiene un mayor impacto, porque los usuarios que roban energía tienen un mayor consumo. A pesar de que no existe un estudio sobre ello, las motivaciones de los clientes que roban energía son muy variadas. Algunos roban porque no podrían pagar la factura, otros alegan que la compañía no atiende su solicitud de conexión a la red, y otros porque quieren reducir la factura mensual.

A partir de las pérdidas técnicas obtenidas con la simulación, y teniendo en cuenta las estimaciones de la compañía eléctrica, las pérdidas eléctricas no técnicas en la isla de Santiago pueden estar entre el 20% y el 30% de la energía suministrada, es decir, más de 2/3 de las pérdidas totales del sistema.

6.3.3 Medidas para mejorar el rendimiento del sistema eléctrico

Los principales desafíos para mejorar la eficiencia del sistema eléctrico de la isla están relacionados con la necesidad de reducir las pérdidas eléctricas, principalmente debido al robo de energía, y la necesidad de introducir tecnologías innovadoras que puedan ayudar en la gestión de todo el sistema. En [39] se indicaron cuatro medidas esenciales que podrían ayudar a fomentar la eficiencia energética: combinar varias medidas de eficiencia energética; utilizar esta combinación a un nivel estratégico; emplear mecanismos orientados al mercado y políticas asistidas; y promover la innovación tecnológica como medio para lograr una mejor eficiencia energética. En el caso del sistema eléctrico de Santiago, ya se han introducido algunas medidas y legislaciones que criminalizan el robo de energía, pero que no ha tenido la eficacia deseada por la dificultad en la fiscalización.

A nivel tecnológico ya se han introducido sistemas de medición y conteo en los puestos de transformación y subestaciones, y otras medidas están en proceso de implementación, como la introducción del sistema SCADA/EMS/DMS, contadores inteligentes, y sistema AMI, con los que se cree que será posible minimizar las pérdidas del sistema. Los costes de inversión en equipos de transporte y distribución necesarios para reducir las pérdidas hasta

su valor óptimo son inferiores al coste de esas pérdidas, primordialmente cuando gran parte de la generación se basa en recursos de origen fósil, sin considerar las ganancias ambientales y sociales [32].

La reducción de las pérdidas técnicas en la red mejora la eficiencia energética de forma significativa, siendo algunas de las medidas que se pueden tomar par lograrlo: sobredimensionado de los conductores o reconfiguración de la red secundaria; sustitución del transformador de distribución por transformadores de alta eficiencia; utilización de transformadores con refrigeración natural en lugar de ventilación forzada; actualización de equipos auxiliares en la subestación; actualización de tecnologías de medición; actualización de tecnologías de iluminación pública; compensación de la energía reactiva; utilización de UPS, entre otras actuaciones que se resumen en la Tabla 6.4 [19, 40].

Tabla 6.6- Medidas para mejorar la eficiencia energética de una red.

Acciones para mejorar la EE de la red	Economía estimada
Optimizar el factor de potencia: Condensador, variador electrónico de velocidad, filtrado de armónicos.	
Reducir las pérdidas de Joule: Sobredimensionar los conductores.	
Filtrado de los armónicos: Filtros activos, filtros pasivos, filtros híbridos, minimizar las cargas contaminantes.	Reducción de las pérdidas de Joule en un 10%; reducción de las pérdidas por <i>Foucault</i> (10% de las pérdidas totales).
Instalar reactancia en serie para eliminar las interferencias de los inter-armónicos.	Reducción de las tremulaciones en 30%.
Instalar equipamiento de contabilidad de energía	
Instalar compensadores electromecánicos de potencia reactiva, compensadores reactivos de tiempo real, acondicionador electrónico de serie, conmutador de carga para eliminar fluctuaciones de tensión.	Reducción de las tremulaciones en 30%.
Efectuar una termografía por infrarrojo para identificar posibles calentamientos del devanado de los transformadores, causados por los armónicos, así como otras anomalías.	
Instalar las cargas no lineales lo más altas posible de la red, limitando su distribución lo más posible.	
Consideración de utilización de UPS, compensador reactivo, regulador electrónico de tensión, arrancador suave, acondicionador electrónico en serie, para solucionar las perturbaciones resultantes de las caídas de tensión.	
Consideración de utilización de UPS, producción distribuida, transferencia de fuente mecánica, transferencia de contactos estáticos, para minimizar interrupciones de energía eléctrica.	

La reducción de las pérdidas no técnicas es igualmente importante para el equilibrio financiero de los sistemas eléctricos. En varios estudios se ha verificado que los enfoques adoptados en el combate de las pérdidas no técnicas inciden sobre varios aspectos, como: regulación, gestión comercial, gestión técnica, participación comunitaria, tecnologías de información y acciones punitivas. Estos enfoques se dirigen a los proveedores de electricidad y a los consumidores, pero también a las políticas energéticas para cada país [32, 41, 42]. El proveedor de energía eléctrica debe garantizar la monitorización constante del consumo de energía por sector, clase y área geográfica; evaluar constantemente las lecturas del contador; sustituir los contadores electromecánicos erróneos y/o antiguos por contadores inteligentes; proporcionar entrenamiento técnico y sesiones de aprendizaje al personal de operación y los empleados; fortalecer el mecanismo de verificación en el lugar de detección de robo y ofrecer incentivos para el equipo de servicios; hacer auditorías de energía hasta el nivel de los transformadores de distribución (media a baja tensión); instalar redes de distribución de media tensión en áreas propensas a robo, con conexión directa de cada consumidor al terminal de baja tensión del transformador de alimentación; o bien adoptar tecnologías Smart Grid. Para el control y gestión de los consumidores se debe optar por sistema de cobro integrado y utilización de contadores de energía prepago en línea; concienciar a los clientes sobre las leyes que los incriminan si son detectados durante el robo de electricidad; promover sistemas de compensación para los clientes que están dispuestos a pagar la energía con antelación; promover la participación pública en el control de robo; posibilitar que los usuarios clandestinos puedan convertirse en clientes.

El enfoque de la política y la legislación debe estar orientado a: reforzar las leyes de modo que las compañías tengan múltiples opciones para castigar a los infractores además de la simple desconexión de la red; dar especial importancia a las empresas de fabricación de equipos de detección de robos; en conjunto con las organizaciones no gubernamentales, promover campañas de concienciación en los barrios sobre los peligros asociados a la manipulación de los cables de electricidad.

6.4 – Contribución de las tecnologías Smart Grid

Las medidas para mejorar la eficiencia energética se han adoptado con la perspectiva de reforzar la seguridad energética, reducir los gastos de energía y ayudar al medio ambiente. La implementación de prácticas y medidas de EE en países desarrollados es una realidad consumada, pero no se puede decir lo mismo de las economías emergentes donde estas

medidas tendrían mayor repercusión [43]. La principal medida que ha sido adoptada por los países europeos, los Estados Unidos y China, ha sido la implementación de las tecnologías Smart Grid. Sin embargo, también en otras partes del mundo se han identificado proyectos e iniciativas para su implementación. Las motivaciones para la adopción de tecnologías Smart Grid son similares entre los diferentes países, pero difieren en términos de prioridad, tal y como se indica en la Figura 6.8. Para los países en desarrollo, las principales motivaciones son: mejorar de la eficiencia y la fiabilidad del sistema eléctrico; mejorar las garantías de cobro y de facturación; aumentar la integración de energías renovables en la red; obtener beneficios económicos; y adecuar la generación [44, 45].

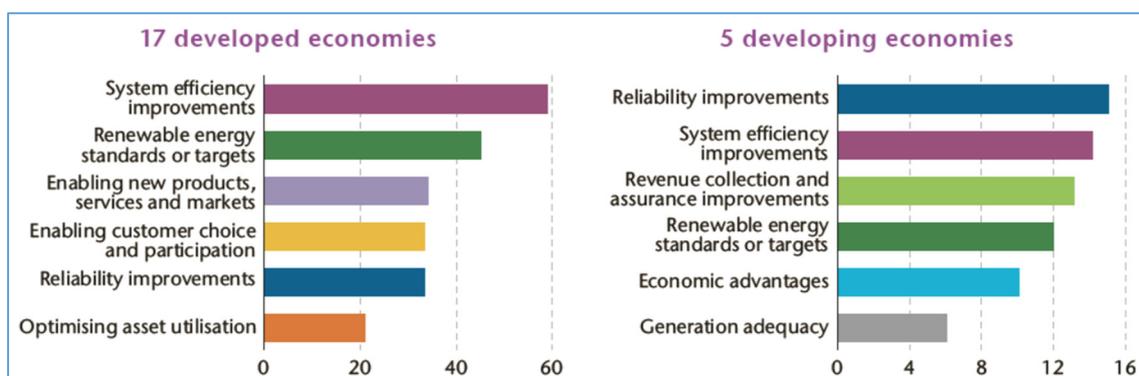


Figura 6.14 - Motivación para la adopción de Smart Grid por países [1].

En este sentido, además de las medidas y acciones ya señaladas, la mayoría de los países desarrollados han adoptado tecnologías Smart Grid para mejorar el funcionamiento de sus sistemas eléctricos y reducir las pérdidas en la red [46]. Desde la producción hasta los consumidores finales, pueden aplicarse diferentes tecnologías de Smart Grid que pueden ayudar a mejorar la fiabilidad y eficiencia de la electricidad del sistema eléctrico, reduciendo los costes de generación y suministro de electricidad a los consumidores [47]. Tecnologías como: Energy Management System (EMS), Distribution Management System (DMS), que permiten una gestión más inteligente e integrada de la producción y la red; Advanced Metering Infrastructure (AMI), que permite al proveedor controlar el flujo de potencia disponible a la red hasta el último consumidor, a través de Smart Meter (SM) y sistemas inteligentes de actuación; Demand Response (DM), permite a los consumidores participar directamente en la mejora de la estabilidad de la red y la eficiencia en la gestión de los recursos en la producción; Distributed Generation (DG), que posibilita la utilización de un modo inteligente y eficiente de las diversas formas de producción de energía eléctrica,

aprovechando al máximo los recursos naturales disponibles, principalmente los renovables [48]. Así pues, es fundamental percibir cuál es el impacto real de esas tecnologías e infraestructuras de soporte en la mejora de la eficiencia energética de los sistemas eléctricos.

6.4.1 Contribución de EMS/DMS

La tecnología EMS permite reducir el consumo de energía aprovechando los potenciales energéticos existentes para mejorar la eficiencia energética del sistema a través de los sistemas Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA), que tienen la capacidad de monitorizar, controlar y optimizar el funcionamiento de los activos de transporte y generación en tiempo real [49]. Esta capacidad permite estimar el estado de la red, hacer análisis de seguridad, calcular la potencia de cortocircuito, hacer simulaciones de la red, hacer previsión de demanda, controlar las emisiones y planificar el arranque de cada grupo de generadores de una forma más económica a través del centro de despacho. Esta tecnología posibilita que los centros productores puedan interactuar con los sistemas de gestión de energía residencial o de edificios, así como con los sistemas de micro generación instalados en ellos [50]. La tecnología SCADA/DMS desempeña un papel fundamental para la mejora de la eficiencia del sistema eléctrico, teniendo en cuenta las características que se le asocian, como análisis de flujo de carga desequilibrada, asignación de carga y estimación de estado o localización de faltas, entre otras, enumeradas en la Tabla 6.5 [2]. Permite gestionar la integración de la generación distribuida (DG), funcionando como interfaz entre los sistemas DG y la red a través de un sistema de control inteligente, más eficiente y seguro. Teniendo en cuenta el aumento exponencial de las Remote Terminal Units (RTU) y de los dispositivos de control inteligentes, es necesario que la red de distribución sea robusta y eficaz, respondiendo de forma automática y en tiempo real a diversas solicitudes [51].

6.4.2 Contribución de Smart Meters y AMI

La medición es un proceso clave de los sistemas de energía eléctrica, pues permite a las compañías cuantificar la energía generada, transmitida, distribuida y facturada. En este sentido, es de interés para las concesionarias disponer de un medidor de energía avanzado

que registre el consumo de energía eléctrica, proporcionando información adicional en comparación con un medidor de energía convencional [52].

Tabla 6.7– Aplicación de DMS y sus beneficios.

Aplicación de DMS	Beneficios
Análisis de flujo de carga desequilibrada	<ul style="list-style-type: none"> • Mejorar el sistema de reconocimiento • Aumentar utilización de activos • Mejorar el Plano de contingencia
Localización de carga y estimación de estado	<ul style="list-style-type: none"> • Mejorar el flujo de carga y calcular estimativas de estado • Mejorar el sistema de notificación de equipamientos sobre cargados y de violación da tensión
Localización de faltas	<ul style="list-style-type: none"> • Mayor eficiencia de los técnicos en la gestión de las interrupciones • Reducir SAIFI y SAIDI
Análisis de restablecimiento de conmutación	<ul style="list-style-type: none"> • Mejora de la eficiencia durante las interrupciones • Mayor fiabilidad
Control de V / VAR	<ul style="list-style-type: none"> • Reducción de la demanda de los clientes en los picos del sistema • Reducir las pérdidas del sistema • Mejorar el perfil de tensión
Descarga en la línea	<ul style="list-style-type: none"> • Reducción de fallas de modo térmico • Aumentar la vida útil de los equipamientos reduciendo sobrecargas • Mayor utilización de activos
Conmutación remota y Restauración	<ul style="list-style-type: none"> • Reducir SAIFI y SAIDI • Reducir las pérdidas del sistema

La información proporcionada a la compañía y a los consumidores con los SM, les ayuda a mejorar la gestión del uso de la energía para mejorar la eficiencia del sistema eléctrico [53], proporcionando varios beneficios, como [54, 55]: mayor control del consumo de electricidad tanto para el consumidor como para la compañía; los clientes tienen acceso a sus datos de consumo del día anterior a través de la web de la compañía; limitación de cargas con fines de Demand Response; monitorización de la calidad de energía, incluyendo: fase, tensión y corriente, potencia activa y reactiva, factor de potencia; detección de robo de energía; comunicación con otros dispositivos inteligentes; reducción del impacto ambiental con la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero por un consumo de energía eficiente; y cobro automático por parte de la compañía, evitando visitas y desplazamiento.

Para el caso de la isla de Santiago la utilización de Smart Grids es la principal alternativa para mejorar la eficiencia de su sistema eléctrico, principalmente para combatir el robo de

energía. En este sentido, la utilización de SM como parte de una Smart Grid, aunque no garantice una eficacia total, ha sido señalada como la principal herramienta para la detección de robos de energía [36, 56, 57].

Una de las infraestructuras más importantes de la Smart Grids es AMI, ya que proporciona a la compañía información que le puede ayudar a optimizar las operaciones técnicas y comerciales a través de los datos recolectados de consumo mensual de los clientes, así como los datos de perfil de demanda, tiempo de uso, datos de perfil de tensión y datos de calidad de energía [58]. Esta infraestructura integra medidores inteligentes, redes de comunicación en diferentes niveles de la jerarquía de infraestructura, *Meter Data Management Systems* (MDMS) y medios para integrar los datos recolectados en plataformas e interfaces de aplicaciones de software (Figura 6.9) [55], aplicadas a tecnologías inteligentes de control y comunicación para automatizar las funciones de medición que normalmente se realizan mediante operaciones manualmente intensivas [59]. Los impactos de la tecnología AMI en la mejora de la calidad de servicio al cliente y en la reducción de los costes operativos de las compañías, están ligados a las diversas funcionalidades que se le asocian [60, 61]. AMI utiliza comunicación bidireccional para proporcionar un nuevo enfoque al sistema eléctrico, donde los clientes pueden acceder y personalizar remotamente los datos de su contador, así como colaborar directamente con compañías a través de Demand Response.

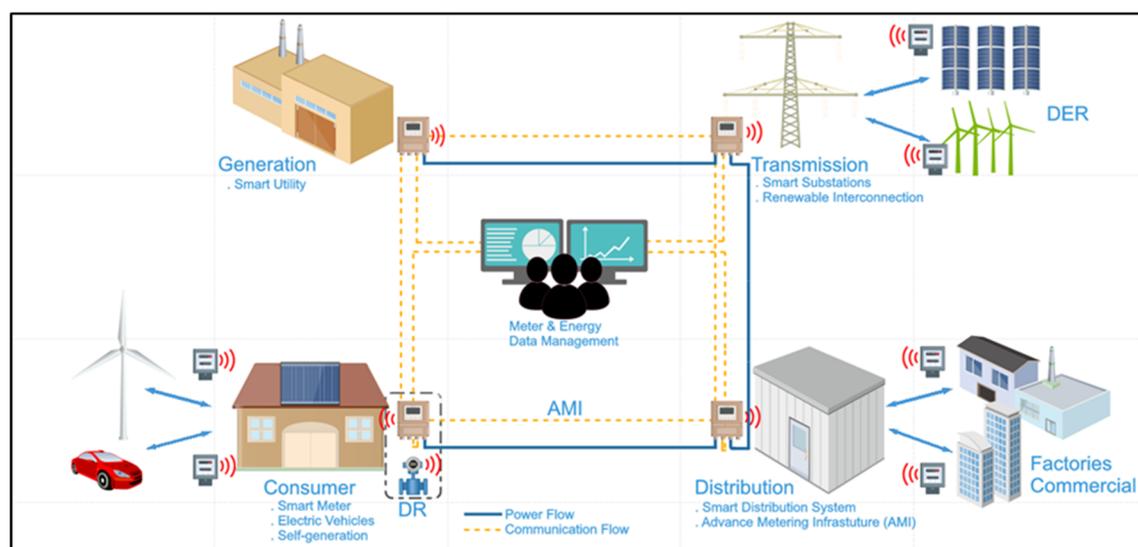


Figura 6.15- Arquitectura de funcionamiento de una AMI.

6.4.3 Contribución de Demand Response

Uno de los grandes desafíos para una compañía es el de satisfacer la demanda de electricidad, con calidad y seguridad. Dado que el consumo en el sistema no es constante, la compañía

debe eficientemente intentar despachar la producción para poder atender la demanda del sistema durante todo el día. En este sentido, es esencial la contribución de los consumidores, bien como respuesta a la solicitud de la compañía, o bien a través de la gestión del propio consumo. En este sentido, Smart Grid ofrece las tecnologías Demand Response y Demand Side Management, permitiendo que la colaboración de los clientes se efectúe de forma segura y eficaz [46]. La tecnología DR permite a las compañías interactuar con SM, electrodomésticos y dispositivos eléctricos dentro de las casas y edificios de los clientes, permitiendo que reduzcan la sobrecarga de la red eléctrica durante los períodos de máxima demanda, modulando así la demanda de electricidad [48]. Para ello, se aplican varios recursos, que incluyen generación distribuida, sistemas de despacho de carga, almacenamiento, y otros capaces de soportar un cambio en la energía suministrada por la red [62]. DR se aplica sobre la base del Price-Based DR, o con base en incentivos, Incentived-Based DR. Price-Based DR se refiere a cambios en el consumo de los clientes en respuesta a cambios en los precios que pagan, e incluyen precios en tiempo real, precios de pico críticos y tasas de tiempo de consumo. Incentived-Based DR son programas establecidos por la concesionaria, las entidades de servicio de carga o un operador de red regional. Estos programas ofrecen a los clientes incentivos para la reducción de consumo, que pueden ser fijos o variables en el tiempo [63]. La capacidad de respuesta e interacción de los consumidores con las compañías permite obtener enormes beneficios en la operación del sistema y en la expansión y eficiencia del mercado eléctrico. Además de la mejora de la fiabilidad del sistema eléctrico y de la reducción del pico de Demanda, a largo plazo DR permite la reducción de inversiones en nuevas centrales, y retrasa la necesidad de nuevas actualizaciones de la red [64]. Los beneficios con la tecnología DR también se extienden a los consumidores participantes, que colaboran directamente, y a todos los demás consumidores [63], de la siguiente manera:

- I - Ahorro para los participantes: es el ahorro de energía eléctrica y los pagos de incentivo que el cliente recibe por aceptar la modificación de su consumo en respuesta a los costes actuales de suministro u otros factores.
- II - Ahorro para otros clientes: Permite la bajada general de los precios del mercado de venta a causa de la utilización de menos energía cuando los precios son altos o de desplazamiento del consumo a horarios con precios más bajos.
- III - Beneficios de fiabilidad: se reduce la probabilidad y se minimizan las consecuencias de las interrupciones forzadas que imponen costes financieros e inconvenientes a los clientes.

- IV - Funcionamiento del mercado: DR impide a los productores de energía eléctrica ejercer poder sobre el mercado de la electricidad.
- V - Aumentan las opciones: los clientes tienen más opciones para gestionar sus costes de electricidad.
- VI - Seguridad del sistema: los operadores del sistema disponen de medios más flexibles para hacer frente a las contingencias.

6.4.4 Contribución DER

En regiones insulares el aprovechamiento de los recursos endógenos renovables ha sido la principal alternativa a la alta dependencia de la importación de combustibles fósiles y al elevado precio de la electricidad [65]. En este sentido, la integración de recursos energéticos distribuidos (DER) surge como una nueva opción de generación de energía eléctrica, pudiendo integrarse a las infraestructuras de transporte o distribución, como una importante alternativa frente a la posible escasez de combustibles fósiles en el futuro y para disminuir el impacto ambiental de la producción convencional de energía eléctrica [66]. Se consideran DER a los recursos para producción de energía eléctrica, de pequeña escala, normalmente inferiores a 50 MW, directamente conectados a sistemas de distribución de media tensión (MT) o de baja tensión (BT) cerca de los lugares de consumo [67] [68]. La integración efectiva de las DER puede servir de soporte al sistema eléctrico dependiendo del tipo de recurso distribuido disponible, como: solar, eólico, hidráulico, mareo-motriz, biogás, geotérmica, pilas de combustible o sistemas de baterías. [69]. El uso de energías renovables en generación distribuida, bien localizada y bien dimensionada, permite obtener beneficios económicos, ambientales y técnicos. A nivel económico, permite la reducción de costes en transporte y distribución, en el precio de la electricidad y en el coste del combustible. A nivel ambiental, permite reducir la contaminación acústica y la emisión de gases de efecto invernadero. A nivel técnico, permite la reducción de pérdidas en las líneas, reducción del pico de la demanda o aumento del perfil de tensión, llevando a la descongestión de la red de transporte y distribución, mejorando la calidad y la fiabilidad del sistema [70, 71, 72].

6.5 – Beneficios esperados

Todas las pérdidas en el sistema tienen impacto financiero directo o indirecto y deben ser consideradas en los cálculos para medir la eficiencia del sistema eléctrico. Por lo tanto, a partir del análisis del funcionamiento del sistema, y considerando los beneficios de la EE, se pueden estimar los beneficios técnicos y económicos para el sistema eléctrico de la isla de Santiago con la integración de tecnologías Smart Grid. Además de los beneficios técnicos enumerados en la sección anterior, la tecnología Smart Grid proporciona enormes ganancias ambientales, principalmente en la reducción de la emisión de CO₂. Pero sobre todo proporciona beneficios económicos para todos los agentes del sistema [73].

6.5.1 Beneficios técnicos

La Figura 6.10 ilustra la aplicación de las tecnologías Smart Grid en la red eléctrica de Santiago, como forma de mejorar la eficiencia energética del sistema actual. Las tecnologías SCADA/EMS/DMS, tendrían la función de monitorizar y controlar todo el proceso de la generación, el transporte y la distribución, obteniendo el máximo provecho de los DER disponibles, principalmente los renovables, como forma de optimizar el despacho en la red y garantizar la estabilidad de la misma. Por otro lado, estas tecnologías, en asociación con los SM de los consumidores, permitirían una reducción sustancial de las pérdidas no técnicas y ayudarían en la optimización energética del lado de los consumidores. Estos beneficios serían posibles gracias a una monitorización y seguimiento en tiempo real del comportamiento de la red a través del centro de control y del sistema AMI. Con esta tecnología será posible mejorar la integración de generación distribuida, la incorporación de vehículos eléctricos y la aplicación de tarifas múltiples de electricidad, mejorando el rendimiento para la compañía y mejorando la calidad de los servicios a los consumidores.

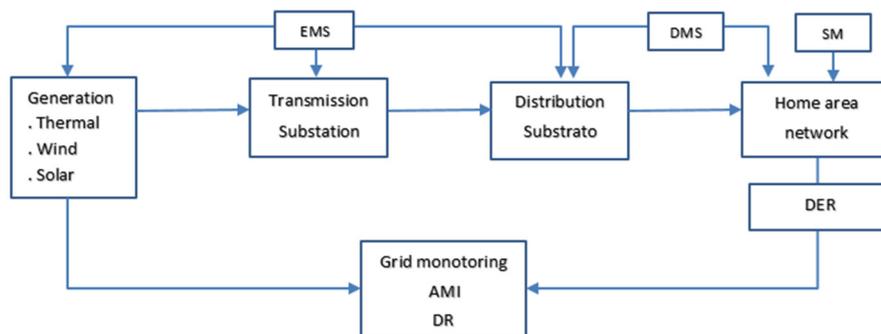


Figura 6.16- Diagrama de bloque de la aplicación de tecnologías SG en la red de Santiago.

La comunicación bidireccional entre las tecnologías SCADA/EMS/DMS con los SM de los clientes en el sistema eléctrico de la isla de Santiago, traería otros beneficios, como la DR o, Time Of Use Pricing (TOU), donde la compañía puede monitorizar, desplazar y equilibrar el consumo de sus clientes, con el fin de optimizar la curva de la demanda eléctrica y evitar la congestión en las redes, disminuir el pico de demanda en un 22% pasando de 37 MW a 27 MW, y reduciendo la producción de 178 GWh/año a 137 GWh/año, tal y como se muestra en la Figura 6.11, optimizando la producción y evitando nuevas inversiones. Con la introducción de las tecnologías Smart Grid, y de medidas para la reducción de pérdidas, podría obtenerse una reducción del 65% del valor actual de las pérdidas, pasando del 37% al 13%.

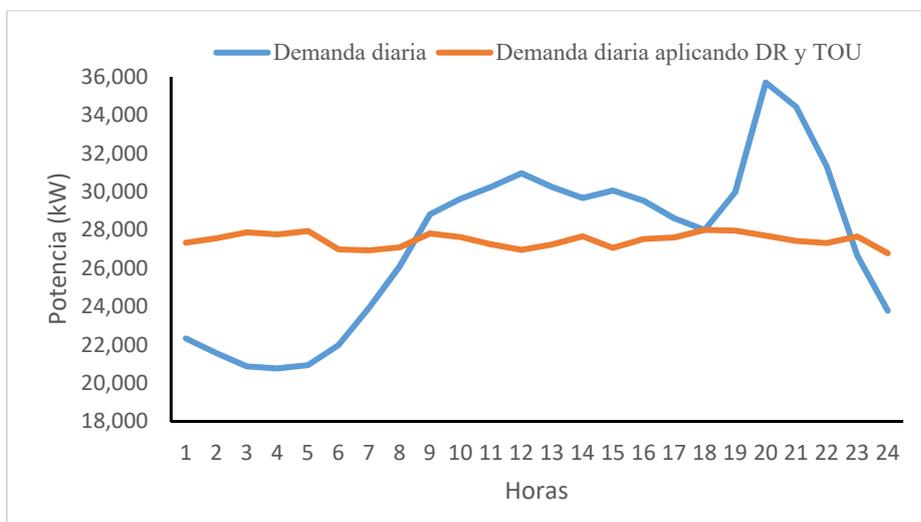


Figura 6 17 - Diagrama de carga diario con la aplicación de DR y TOU.

La Figura 6.12 muestra, de forma resumida, los beneficios para el sistema eléctrico de la isla de Santiago con la introducción de tecnologías Smart Grid y aplicación de medidas de reducción de pérdidas. Podemos comprobar que se tendría una reducción de alrededor del 20% de las emisiones de CO₂; aumento de la facturación en más del 20%; disminución del precio de la electricidad; reducción de la producción con combustibles fósiles; reducción del pico de la demanda y reducción de las pérdidas eléctricas en más de 1/3 del valor actual.

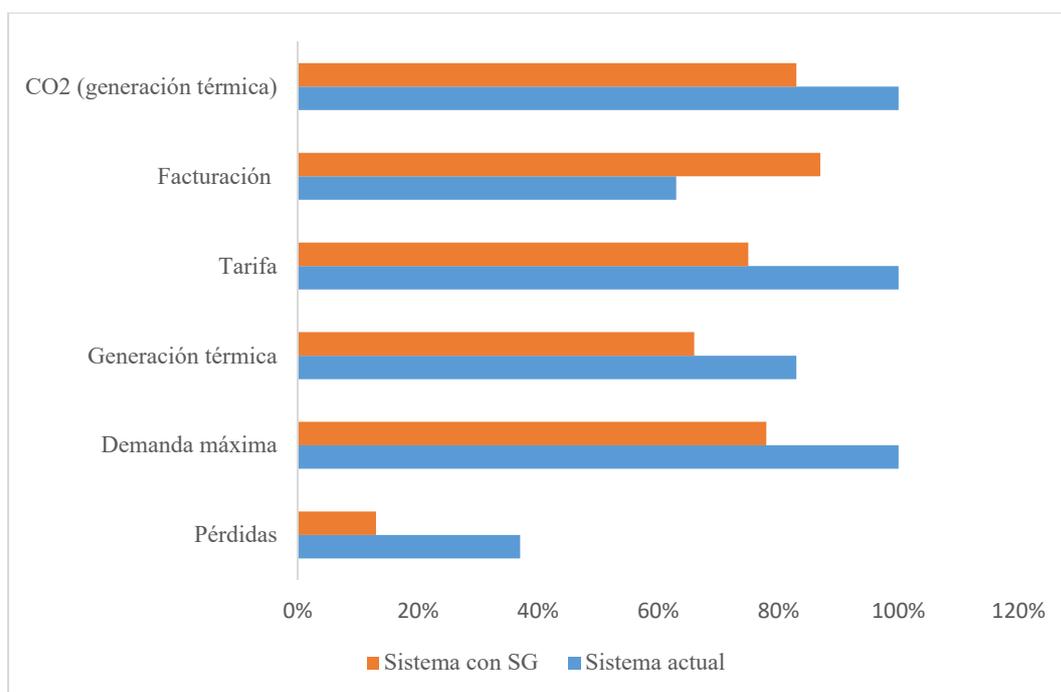


Figura 6.18 - Comparación de los beneficios con la aplicación de SG y el sistema convencional.

6.5.2 Beneficios económicos

Las pérdidas no técnicas, relacionadas con el robo de energía, han sido una de las principales causas del mal funcionamiento e ineficiencia de los sistemas eléctricos. Las pérdidas de energía afectan a la cantidad y la calidad de la energía, con implicaciones directas en las finanzas de la empresa eléctrica. Por ejemplo, en 2004 las pérdidas eléctricas por robo en la India eran del 1,5% del PIB, y en Malasia ascendía a los 229 millones de dólares [41], en África subsahariana, en promedio, los sistemas eléctricos son bastante ineficientes, teniendo como principal causa las pérdidas no técnicas, llegando en algunos países a superar el 50% de la producción anual [32]. En la isla de Santiago, en 2016, la cantidad de energía no facturada fue de 85,536,400 kWh, equivalente a un perjuicio monetario de unos 20 millones de euros para la compañía Electra (Tabla 6.6).

Tabla 6.8– Valor medio de producción y facturación en 10 años.

Valor medio da facturación de 2006 - 2016	
E. Producida	178 549 424,91(kWh)
E. Inyectada	173 581 016,45 (kWh)
E. Vendida	109 462 793,82 (kWh)
Facturado	30 001 411 (€)
No facturado	17 622 372 (€)

Otro factor de pérdidas que debe tenerse en cuenta son los costes asociados a la adquisición de combustibles, ya que la utilización de fuel 180 en detrimento del fuel 380, ha aumentado significativamente el coste de producción de electricidad, teniendo en cuenta que la diferencia entre el coste de adquisición es de 0,07 € / kg, lo que dio lugar a un coste adicional de 2.909.393 €, sólo en 2016, considerando los 41.562.764 kg de fuel consumido en ese año [74]. Al comprobar la cantidad de combustible consumida en los últimos diez años, se constata que se podrían ahorrar cerca de 20.874.383 € sustituyendo de fuel 180 por fuel 280, tal y como se indica en la Tabla 6.7.

Tabla 6.9- Consumo y coste de combustible en los últimos 10 años.

Custos ECV/kg			Consumo de combustíveis na produção de eletricidade		Gatos Monetários		
Anos	Fuel 180	Fuel 380	Gasoleo (litros)	Fuel 180 (kg)	Gastos fuel 180 ECV/kg	Gastos fuel 380 ECV/kg	Poupança
2006	50.12	41.94	9,907,284	15,205,602	762,104,788	637,722,961	124,381,827
2007	46.20	39.24	17,268,910	12,321,391	569,248,267	483,491,386	85,756,882
2008	60.82	50.69	6,166,079	24,716,261	1,503,119,400	1,252,908,453	250,210,947
2009	56.92	48.18	3,346,830	27,214,755	1,549,063,841	1,311,315,743	237,748,098
2010	51.85	55.20	5,568,602	26,857,233	1,392,547,537	1,482,519,268	-89,971,731
2011	74.55	68.42	2,074,269	29,360,225	2,188,804,765	2,008,728,719	180,076,046
2012	81.83	73.77	1,921,490	29,090,317	2,380,557,590	2,145,895,701	234,661,889
2013	83.83	74.67	1,204,818	35,178,216	2,948,939,593	2,626,807,643	322,131,949
2014	78.28	69.78	821,077	36,828,545	2,883,061,264	2,570,018,632	313,042,633
2015	58.29	50.13	550,873	38,743,004	2,258,163,662	1,942,131,443	316,032,218
2016	43.75	36.00	375,082	41,562,764	1,818,370,920	1,496,259,500	322,111,420
Total			49,205,314	317,078,313	20,253,981,626	17,957,799,449	2,296,182,177

Tanto las pérdidas como el coste de combustible influyen de forma directa en el precio final de la electricidad, ya que según el reglamento de indexación de la tarifa de electricidad [75], las tarifas máximas de uso final (TMU) se determinan para cada año de acuerdo con el CNRC (costes no relacionados con combustibles y relativos a la producción y compra, transporte, distribución y venta de electricidad), y con el CRC (costes relacionados con combustibles), utilizando la siguiente fórmula:

$$TMU = CNRC + CRC$$

Para cada nivel de tensión que integra la estructura arancelaria de la compañía, el CNRC está constituido por el coste económico de los activos puestos a disposición de los clientes, los costes de operación y mantenimiento de las instalaciones eléctricas y los gastos de comercialización, multiplicados por el factor que representa las pérdidas aceptadas asociadas al sistema de transporte y distribución, representado por la siguiente fórmula:

$$CNRC = \sum_{t=1}^n \frac{CNRC_{i,t-1}(1 + IN - X_{i,t})Q_{it}}{(1 + r)^t}$$

Donde:

$CNRC_{i,t-1}$ se refiere a la tarifa regulada referente a las actividades i en el período $t-1$; IN corresponde al ajuste de inflación; $X_{i,t}$ se refiere al factor de eficiencia; $Q_{i,t}$ es la cantidad vendida en el período t ; r se refiere al coste medio ponderado de capital (WACC).

Para el cálculo del CRC, se considera el coste de combustible consumido en las centrales de producción de la concesionaria, en las centrales de producción de propiedad conjunta o en las centrales de producción en régimen de alquiler, así como los costes de los combustibles asociados a la compra de energía, representado por la siguiente fórmula:

$$CRC = \frac{\sum(\alpha_i \times Pc_{i,tb}) \times \sigma \times (1 - \%ER)}{(1 - \%CI - \%P)}$$

Donde:

α_i Valor porcentual de la participación del combustible tipo (i) en la producción de electricidad; $Pc_{i,tb}$ se refiere al precio de referencia sin IVA de combustible tipo (i) utilizado en la determinación de la tarifa base, (ECV/kg); σ consumo específico de combustible fósil de la producción térmica (kg/kWh); $\%ER$ corresponde al valor porcentual de participación de energías renovables en relación a energía total; $\%CI$ se refiere al valor porcentual de consumo interno en relación a la energía total; $\%P$ se refiere al valor porcentual de pérdidas en relación a la energía total.

Las ecuaciones de la formulación del precio de la tarifa final confirman el impacto que la ineficiencia del sistema eléctrico y el precio del combustible provocan en el coste final de la electricidad. Por lo tanto, es necesario una mayor inversión que impulse el uso de las energías renovables, así como la utilización de tecnologías Smart Grid para reducir las pérdidas eléctricas en la red y aumentar la eficiencia energética del sistema eléctrico [76].

6.6 – Conclusiones

La repercusión de un sistema eléctrico ineficiente se hace sentir a nivel económico, ambiental y social, abarcando a todos los agentes del sistema. Teniendo en cuenta el estado actual del sistema eléctrico de la isla de Santiago, diversas medidas y acciones se deben llevar a cabo para que se puedan minimizar las pérdidas eléctricas de la red y mejorar el funcionamiento del sistema. Las alternativas están bien identificadas, así como las políticas que se deberían aplicar y las estrategias adecuadas para su aplicación, tanto en la gestión de los componentes del sistema, como en los recursos energéticos y en la integración de las

tecnologías Smart Grid. El rendimiento del sistema actual, en términos de energía, tiene un gran margen para mejorar, y el principal escollo está relacionado con las pérdidas comerciales. En este sentido, las tecnologías Smart Grid surgen como la principal solución, pues posibilitan beneficios a todos los stakeholders, tanto para las compañías eléctricas como para los consumidores y la sociedad en general. Las compañías se beneficiarían en términos de mejora de la operación, incluyendo medición y cobro, mejora en la gestión de las interrupciones, reducción de pérdidas eléctricas, mejora en el uso de activos y del mantenimiento y de los procesos de planificación. Los consumidores tendrían la ventaja de disponer de un servicio más fiable, reducir los gastos en sus negocios, ahorrar en sus facturas, poder utilizar vehículos eléctricos como alternativa de transporte, poder acceder a información en tiempo real, e incluso controlar su consumo eléctrico. Para la sociedad en general los beneficios con Smart Grids serían la reducción en la importación de petróleo, la mejora de la seguridad de la electricidad entregada, y la reducción de las emisiones nocivas al ambiente al utilizar más recursos energéticos renovables [77]. La isla necesita dar continuidad a los proyectos iniciados e invertir en medidas y acciones para la reducción de las malas prácticas, pero fundamentalmente invertir en tecnologías Smart Grid, siguiendo las buenas prácticas de países que han logrado con éxito aumentar la eficiencia energética de sus sistemas eléctricos.

Bibliografia

- [1] International Energy Agency (IEA), “How2Guide for Smart Grids in Distribution Networks,” International Low-Carbon Energy Technology Platform, France, 2015.
- [2] T. Taylor e H. Kazemzadeh, “Integrated SCADA/DMS/OMS: Increasing Distribution Operations Efficiency,” *Electric Energy T&D Magazine*, pp. 31-34, 2009.
- [3] M. E. El-hawary, “The Smart Grid State-of-the-art and Future Trends,” em *Electric Power Components and Systems*, vol. 42, T. & F. Group, Ed., Taylor & Francis Group, 2014, p. 3–4.
- [4] R. L. d. Santos, Políticas e estratégias de energias e ambiente para Cabo verde, Mindelo, 2014.
- [5] Electra SA., “Dados operacionais da ELECTRA 2015,” Electra SA., São Vicente, 2016.
- [6] Direção Nacional de Energia, Industria e Comércio, LuxDev CVE/083, “Programa de Apoio ao Setor das Energias Renováveis 2016-2020,” em *3º Atelier do Comité de Seguimento Restituição do Processo de Formulação*, Praia, 2017.
- [7] Castalia, GIZ, ECREEE, “Workshop on the Reform of Cabo Verde’s Microgeneration Framework,” em *Workshop de restituição*, Praia, 2016.
- [8] Japan International Cooperation Agency, “The Study of Information Collection and Verification Survey for Renewable Energy Introduction and Grid Stabilization in the Republic of Cabo Verde,” Praia, 2016.
- [9] ELECTRA, “SMART METERING TECHNOLOGIES,” em *Smart Metering Workshop*, Praia, 2017.
- [10] INE, 2011.
- [11] P. Antmann, “Reducing Technical and Non-Technical Losses in the Power Sector,” World Bank, Washington, DC, 2009.
- [12] M. Kanoglu, I. Dincer e M. A. Rosen, “Understanding energy and exergy efficiencies for improved energy management in power plants,” *Energy Policy*, nº 35, p. 3967–3978, 2007.
- [13] World Bank, “Turning the Lights on Across Africa,” *Africa region sustainable development series*, p. <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/16623>, April 2013.
- [14] M. a. A. J. A. G. N.Zareen, “Worldwide Technological Revolutions and Its Challenges under Smart Grid Paradigm: A Comprehensive Study,” *International Journal of Scientific & Engineering Research*, vol. 3, nº 11, pp. 1- 6, 2012.
- [15] UNIDO e REEEP, “Supply-side management,” Sustainable Energy Regulation and Policymaking for Africa, [Online]. Available: http://www.unido.org/fileadmin/import/83266_Module14.pdf. [Acedido em 17 11 2017].
- [16] L. Jianing, L. Puming, Z. Jin e L. Liang, “Operation Indices for Smart Power Dispatch Center Design,” *Engineering*, 2013, nº 5, pp. 174-179, 2013.
- [17] M. Murray, “Total System Efficiency,” *Power Transmission Engineering*, pp. 16-23, Fevereiro 2010.
- [18] M. A. Brown, “Enhancing efficiency and renewables with smart grid technologies and policies,” *Futures*, nº 58, p. 21–33, 2014.
- [19] International Energy Agency, “Market Report Series: Energy Efficiency 2017,” IEA, 2017.
- [20] M. G. Patterson, “What is energy efficiency?,” *Energy Policy*, vol. 24, nº 5, pp. 377-390, 1996.

- [21] EDP Internacional, “Advisory service to assess the potential, opportunities and challenges for coordinated integration of smart grids technology in Cabo Verde’s distribution system network to further increased the uptake of renewable energy and improve energy efficiency,” Lux Development, Praia, 2017.
- [22] A. Fortes, “Estratégia Empresarial, Investimentos e Infra-estruturas,” em *International Workshop on Renewable Energy Development in Macaronesia and West Africa*, Praia, 2016.
- [23] ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS (ERSE), *Regulamento da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico*, Lisboa, 2013.
- [24] W. Han e Y. Xiao, “A novel detector to detect colluded non-technical loss frauds in smart grid,” *Computer Networks*, nº 117, p. 19–31, 2017.
- [25] J. Navani, N. Sharma e S. Sapra, “Technical and Non-Technical Losses in Power System and Its Economic Consequence in Indian Economy,” *International Journal of Electronics and Computer Science Engineering*, vol. 1, 2012.
- [26] Electra, SA, “SMART METERING TECHNOLOGIES,” em *Smart Metering Workshop*, Praia, 2017.
- [27] S. Kumar V., J. Prasad e R. Samikannu, “Overview, issues and prevention of energy theft in smart grids and virtual power plants in Indian context,” *Energy Policy*, nº 110, p. 365–374, 2017.
- [28] L. A. Greening, D. L. Greene e C. Difiglio, “Energy efficiency and consumption - the rebound effect - a survey,” *Energy Policy*, nº 28, pp. 389-401, 2000.
- [29] A. Chauhan e S. Rajvanshi, “Non-Technical Losses in Power System: A Review,” em *International Conference on Power, Energy and Control (ICPEC)*, Dindigul, 2013.
- [30] I. S. Sandhu e Maninder, “Analysis of losses in power system and its economic consequences in power sector,” *International Journal of Enhanced Research in Science Technology & Engineering*, vol. 2, nº 7, pp. 90-98, 2013.
- [31] Agência de Regulação Económica, *Regulamento Tarifário do Sector Elétrico*, Praia: Boletim Oficial da REPÚBLICA DE CABO VERDE, 2011.
- [32] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, “Energy Efficiency 2017 - Market Report Series,” Energy Efficiency Division, France, 2017.
- [33] A. K. Reddy, “Barriers to improvements in energy efficiency,” *Energy Policy*, vol. 19, nº 10, pp. 953-961, 1991.
- [34] A. Reibeiro de Sá, “Perdas elétricas em redes de distribuição,” em *Guia de aplicações de gestão de energias e eficiência energética*, Porto, Publindústria, 2010, pp. 84-126.
- [35] T. B. Smith, “Electricity theft: a comparative analysis,” *Energy Policy*, vol. 32, p. 2067–2076, 2004 .
- [36] H. Inan, J. Batson e M. Scheibe, “Systems Loss Reduction,” em *TechAdvantage*, Nashville, 2014.
- [37] G. F., V. J., C. F., M. A. e F. G., “Smart grid projects outlook 2017: facts, figures and trends in Europe,” EUR 28614 EN, Luxembourg, 2017.
- [38] J. R. Agüero, “Improving the Efficiency of Power Distribution Systems through Technical and Non-Technical Losses Reduction,” em *Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D)*, Orlando, 2012.
- [39] F. Bouhafs, M. Mackay e M. Merabti, “Smart Grid Technologies,” em *Communication Challenges and Solutions in the Smart Grid*, United Kingdom, Springer, 2014, pp. 5-9.
- [40] P. Nanda, C. Panigrahi e A. Dasgupta, “Energy Management System in Smart Grid: An Overview,” *International Journal of Research and Scientific Innovation*, vol. Volume II, nº 12, pp. 31-48, 2015.

- [41] A. Sinha, S. Neogi, R. Lahiri, S. Chowdhury, S. Chowdhury e N. Chakraborty, "Smart Grid Initiative for Power Distribution Utility in India," em *Power and Energy Society General Meeting*, Detroit, 2011.
- [42] N. SILVA, D. MARSH, A. RODRIGUES e C. MOTA PINTO, "DYNAMIC SCADA/DMS DATA MODEL - PLUG & PLAY SMART GRID SOLUTIONS," em *21st International Conference on Electricity Distribution*, Frankfurt, 2011.
- [43] J. M. G. López, R. C. Luna, J. C. M. Cervantes, J. M. Ruiz e J. G. Hernández, "Aplicación de tecnologías de medición avanzada (AMI) como instrumento para reducción de pérdidas," *Boletín IIE*, Outubro 2015.
- [44] H. Abdi, S. D. Beigvanda e M. L. S. La Scala, "A review of optimal power flow studies applied to smart grids and microgrids," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 71, p. 742–766, 2017.
- [45] J. D. McDonald, "Smart Grid Technologies," em *Smart grids: Infrastructure, technologies and Solutions*, New York, STUARTE BORLASE, 2012, pp. 67-79.
- [46] B. Polgári e D. Raisz, "Application of Smart Meters Especially for the Detection of Illegal Electricity Usage," em *7th DEMSEE International Conference Deregulated Electricity Market Issues in South-Eastern Europe*, Nicosia, 2012.
- [47] R. Hledik, "How Green is the Smart Grid?," *The Electricity Journal*, vol. 22, nº 3, pp. 29-41, 2009.
- [48] Office of Electricity Delivery and Energy Reliability, "Advanced Metering Infrastructure and Customer Systems: Results from the SGIG Program," U. S. Department of Energy, 2016.
- [49] S. S. R. Depuru, L. Wang e V. Devabhaktuni, "Smart meters for power grid: Challenges, issues, advantages and status," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, nº 6, pp. 2736-2742, 2011.
- [50] T. Ahmad, "Non-technical loss analysis and prevention using smart meters," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 72, p. 573–589, 2017.
- [51] R. R. Mohassel, A. Fung, F. Mohammadi e K. Raahemifar, "A survey on Advanced Metering Infrastructure," *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 63, p. 473–484, 2014.
- [52] D. Nikovski, Z. Wang, A. Esenther, H. Sun, K. Sugiura, T. Muso e K. Tsuru, "Smart Meter Data Analysis for Power Theft Detection," *Machine Learning and Data Mining in Pattern Recognition (MLDM)*, vol. 7988, 2013.
- [53] S. S. R. Depuru, L. Wang e V. Devabhaktuni, "Electricity theft: Overview, issues, prevention and a smart meter based approach to control theft," *Energy Policy*, vol. 39, nº 2, pp. 1007-1015, 2011.
- [54] E. Villar-Rodriguez, J. Del Ser, I. Oregi, M. N. Bilbao e S. Gil-Lopez, "Detection of non-technical losses in smart meter data based on load curve profiling and time series analysis," *Energy*, vol. 137, pp. 118-128, 2017.
- [55] P. Siano, "Demand response and smart grids—A survey," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 30, p. 461–478, 2014.
- [56] U. D. o. E. (DOE), "Benefits of demand response in electricity markets and recommendations for achieving them," Washington, 2006.
- [57] C. Goldman, M. Reid, R. Levy e A. Silverstein, "Coordination of Energy Efficiency and Demand Response," U.S. Department of Energy, 2010.
- [58] P. Basak, S. Chowdhury, S. Halder nee Dey e S. Chowdhury, "A literature review on integration of distributed energy resources in the perspective of control, protection and stability of microgrid," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, p. 5545–5556, 2012.

- [59] M. F. Akorede, H. Hizam e E. Pouresmaeil, "Distributed energy resources and benefits to the environment," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, p. 724–734, 2010.
- [60] P. Kammer e A. Kober, "Grid integration of renewable energy sources," *International Journal of Distributed Energy Resources*, vol. 2, nº 1, pp. 59-81, 2006.
- [61] K. Bhumkittipich e W. Phuangpornpitak, "Optimal Placement and Sizing of Distributed Generation for Power Loss Reduction Using Particle Swarm Optimization," *Energy Procedia*, vol. 34, pp. 307-317, 2013.
- [62] D. R. Gavane, C. Mallareddy, J. B. Patil e S. B. Bhosale, "Optimal Placement of Distributed Generation for loss reduction in Distribution System," *International journal of innovations in engineering research and technology*, vol. 2, nº 5, 2015.
- [63] "Optimal sizing and placement of distributed generation in a network system," *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 32, p. 849–856, 2010.
- [64] "Overview of insular power systems under increasing penetration of renewable energy sources: Opportunities and challenges," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 52, p. 333–346, 2015.
- [65] S. Sahoo, D. Nikovski, T. Muso e K. Tsuru, "Electricity theft detection using smart meter data," em *Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*, Washington, 2015.
- [66] G. M. Masters, "Economics of distributed resources," em *Renewable and Efficient Electric Power Systems*, New Jersey, John Wiley & Sons, 2004, pp. 232-305.
- [67] T. Ali, A. A. Mansur e Z. B. Shams, "An Overview of Smart Grid Technology in Bangladesh: Development and Opportunities," em *International Conference & Utility Exhibition on Power and Energy Systems: Issues and Prospects for Asia (ICUE)*, Pattaya, 2011.
- [68] E. Rodrigues, G. Osório, R. Godina, A. Bizuayehu, J. Lujano-Rojas e J. Catalão, "Grid code reinforcements for deeper renewable generation in insular energy systems," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 53, p. 163–177, 2016.
- [69] Resolução nº 7/2012 Republica de Cabo Verde, "Plano Estratégico Sectorial de Energias," Boletim Oficial, Praia, 2012.
- [70] JICA, "The Study of Information Collection and Verification Survey for Renewable Energy Introduction and Grid Stabilization in The Republic of Cabo Verde," Praia, 2016.
- [71] DGE, "Evolução dos indicadores do sector energético em cabo verde: 2003 - 2013," 2014.
- [72] ELETRA Sul, "Relatório e Contas 2015," Electra SA, Praia, 2015.
- [73] ELETRA sul, "Relatório e Contas 2014," Electra SA, Praia, 2014.
- [74] ELECTRA, SA, "Relatório ee contas Execício de 2016," ELECTRA, SA, Mindelo, 2017.
- [75] J. Fourie e J. Calmeyer, "A Statistical Method to Minimize Electrical Energy Losses in a Local Electricity Distribution Network," em *IEEE AFRICON*, Gaborone, 2004.
- [76] V. Giordano e S. Bossart, "Assessing Smart Grid Benefits and Impacts: EU and U.S. Initiatives," Joint Research Centre of the European Commission, Luxembourg, 2012.
- [77] Instituto Nacional de Estatística de Cabo Verde, "RGPH 2010 – CABO VERDE EM NUMEROS," 2010. [Online]. Available: <http://ine.cv/quadros/rgph-2010-cabo-verde-em-numeros/>. [Acedido em 2 Setembro 2017].

- [78] O. Eseosa e E. Promise, "Economic Effects of Technical and Non Technical Losses in Nigeria Power Transmission System," *Journal of Electrical and Electronics Engineering*, vol. 10, n° 2, pp. 89-100, 2015.

Capítulo 7

Aportaciones y Trabajos futuros

7.1 - Aportaciones

En esta tesis doctoral se ha aportado un estudio de las características específicas de los estados insulares, tomando como caso de estudio Cabo Verde, y cómo se podrían implementar redes inteligentes teniendo en cuenta su sistema eléctrico actual. Se han estudiado tanto aspectos económicos, como técnicos, sociales y medioambientales, determinando cuáles son los problemas principales para aplicar redes inteligentes en Cabo Verde, y las soluciones que podrían facilitar su implantación. Además se han analizado los beneficios que aportarían, tanto desde un punto de vista económico como técnico.

En las conclusiones que se encuentran al final de cada capítulo, se detallan todos los aspectos indicados, e incluyen las aportaciones concretas en cada uno de los estudios realizados.

Las publicaciones que se han realizado fruto de los trabajos de investigación desarrollados durante esta tesis doctoral son;

Un artículo en la revista *Environmental Science and Sustainable Development*:

C.F. Pereira-Mendes, J.L. Bernal-Agustín, A. Elgueta-Ruiz, R. Dufo-López, Smart Grids for the City of Praia: Benefits and Challenges, *J. Environ. Sci. Sustain. Soc.* 3 (2018) 36–52.

Un artículo presentado en el *7th International Workshop on ADVANCEs in ICT Infrastructures an Services*, que recibió el premio “Best student paper award”:

Claudino Mendes and Mateus Andrade, Communication Technologies integration into the Electrical System of the city of Praia. 21th and 22th January in Praia, Cape Verde.

Las dos publicaciones se han incluido en el anexo a esta tesis doctoral.

Además se va enviar el artículo *Improving the energy efficiency of Cape Verde's electrical grid using Smart Grid technology* a la revista *Energies* (Q2).

7.2 - Trabajos futuros

Como trabajos futuros, con el fin de continuar con la línea de investigación en la que se enmarca esta tesis doctoral, se propone:

- Realizar simulaciones del sistema eléctrico de Santiago con mayor detalle que el llevado a cabo en esta tesis doctoral, considerando un mayor número de nudos.
- Estudiar la viabilidad de unir, mediante cables submarinos, las islas que forman el archipiélago de Cabo Verde, y estudiar los beneficios que tendría la interconexión de los sistemas eléctricos de las islas.
- Utilizar iHOGA para el diseño óptimo de sistemas híbridos en las islas del archipiélago, llevando a cabo un diseño multiobjetivo que incluya varias variables que se encuentren en conflicto entre sí.

Anexo: Artículos publicados

Smart Grids for the City of Praia: Benefits and Challenges

Claudino F. Pereira Mendes¹, José L. Bernal-Agustín², Álvaro Elgueta-Ruiz¹, Rodolfo Dufo-López²

¹*Faculty of Science & Technology. University of Cape Verde Campus Palmarejo, CP 279 - Praia, Cape Verde.*

E-mail: claudino.mendes@docente.unicv.edu.cv, alvaro.ruiz@docente.unicv.edu.cv

²*Electrical Engineering Department. University of Zaragoza. C/ María de Luna, 3. 50018 Zaragoza, Spain.*

E-mail: jlbernal@unizar.es, rdufo@unizar.es

Abstract

The current state of the electrical sector in Praia (Cape Verde capital city), characterized by high levels of technical and commercial losses and high cost of electricity that is caused by the lack of resources of fossil origin and aggravated by an inadequate investment policy, is forcing a deep restructuring of the entire sector. In order to have a more efficient, robust and fair electric system and to take advantage of existing local natural resources, it seems inevitable to bet on innovative, intelligent and secure technology that allows tight integration of renewable energy –mainly wind and photovoltaic energy. In this regard, the present article discusses the economic, social and environmental impacts of a Smart Grid for Praia city. Based on a proposed SG architecture that integrates the existing endogenous resources and technologies, it was possible to identify the main advantages and challenges that the implementation of SG technologies would have for the city.

© 2018 The Authors. Published by IEREK press. This is an open access article under the CC BY license (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>). Peer-review under responsibility of ESSD's International Scientific Committee of Reviewers.

Keywords

Smart Grid; Electric system; Integration of renewable energy

1. Introduction

A smart grid (SG) comprises a set of controllers, computers, equipment, automation and new technologies that work in an interconnected manner, similar to the Internet but applied to electricity grid management, to enhance the response to the growing challenges facing the electricity sector (“*What is a smart Grid?*”, 2015; “*Smart Grid Communications R&D Roadmap*”, 2015). The SG is an evolution of the conventional electricity grid that offers communication, monitoring, analysis and control capabilities to maximize efficiency in all stages of the electrical system’s (ES’s) operation (“*Centro de Gestão e Estudos Estratégicos Ciência*”, 2012).

The SG concept has undergone several updates over time and in accordance with the actual needs of each region. The European Union, through the European Platform for Electric Networks of the Future (ETP), defines a SG as an electrical network that integrates innovative services and products through intelligent monitoring technology, control and communication, and whose aim is to facilitate the connection and operation of generators of all sizes as well as technologies. A SG helps consumers optimize the system’s operation and provides consumers with more information and options for choosing an energy supplier. It can significantly reduce the environmental impact of the

electricity supply system and maintain or improve the safety, quality and reliability of the supply system. A SG also can maintain or improve the efficiency of existing services and foster the development of an integrated European market (“*European technology platform SmartGrids*”, 2006). The SG can also help to improve the integration of renewable energy sources by combining energy demand information with weather forecasts, which can help the system operators to better plan their integration to keep the system balanced. When there is low irradiation or a wind shortage, the SG also enables consumers to produce their own energy and provides the possibility of selling the surplus energy generated to the AC grid (European Commission, 2018).

A SG could contribute to global, efficient and sustainable access to electricity. This last point is a major challenge in developing countries, such as Cape Verde (Welsch, Bazilian, Howells, Divan, Elzinga, Strbac, Yumkella, 2013). Cape Verde (Fig. 1) is an archipelago country located in the Atlantic Ocean, about 450 km from the West African coast, consisting of 10 islands and about 500,000 inhabitants; it is devoid of natural resources and has a coastline length of about 2,000 km, a surface of 4,033 sq. km and an exclusive economic zone (EEZ) totaling 734,256 sq. km. More than half (57%) of the approximately half a million inhabitants live on the island of Santiago, which is the largest one and where the capital city of Praia is located (“*Câmara de Comércio Indústria e Turismo*”, n.d.). Thanks to the country’s investment in education, the improvement of its human development index and the growing tourism industry have increased rapidly, and the country is working hard to turn the islands into a trading and transport platform. It needs a well-structured ES that guarantees continuity and quality of service to boost other sectors of the economy and thus ensure its sustainable growth. However, it needs to find solutions to help to address the major weaknesses of the current traditional ES, mainly with respect to the intermittent power availability, high technical and commercial losses and poor management of resources.

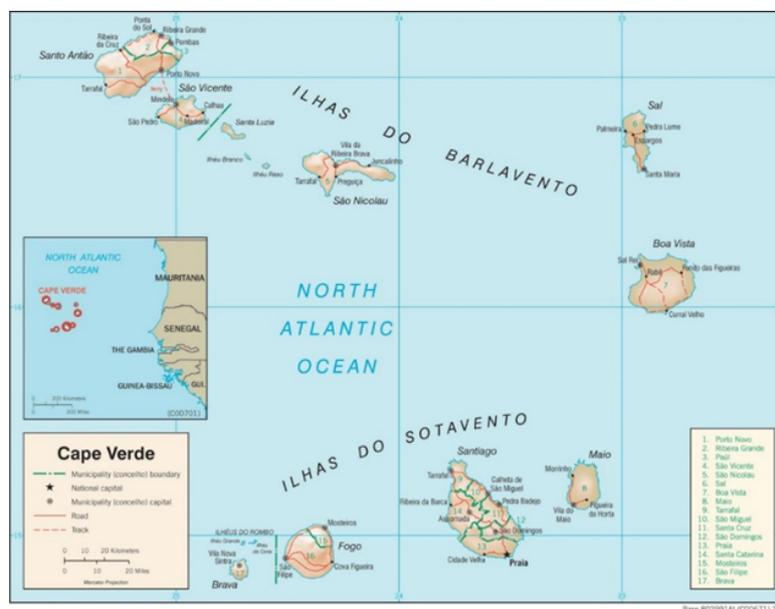


Figure 1. Cape Verde map

The aim of this paper is to explain, by characterizing the city of Praia, the prospects and challenges of transforming its traditional ES into a SG. This includes understanding the potential impact of the SG on the various stakeholders of the national electricity sector and how the SG might solve or mitigate their difficulties, especially with respect to the level of regulation made possible by this new technology.

The present analysis is based on understanding the impact of implementing SG technology in several levels of national life, including the economic, social and environmental levels, especially with regard to the integration of renewable energy sources and the reduction of electrical losses. The analysis is based on a proposed Smart Grid architecture for the city, supported by existing features and technologies.

2. Smart Grid Structure

Although there is no single model of SG, and despite the various possible settings, almost all SGs have similar requirements: the integration of scattered energy sources and storage; the entire energy supply system being based on smart systems and on information and communication technologies (ICTs); efficient and sustainable ES; improving and changing the existing structures for an entirely new system; having decentralized network operating technology; integrating producers and consumers; the clever use of equipment; and using the best features of ICTs in management and power distribution systems (Uslar, Rohjans, Bleiker, Gonzalez, Specht, Suding & Weidelt, 2010).

The operation of a SG is coupled with a wide range of applications, software, hardware and other technologies to help utilities identify and quickly correct imbalances caused by demand. Through the process of “self-healing,” utilities are capable of detecting and correcting imbalances to improve the quality of services, increase reliability and reduce costs (Zareen, Mustafa, Al Gizi, & Alsaedi, 2012). There are several ways to represent the layout and operation of a SG. The National Institute for Standards and Technology (NIST) together with the Smart Grid Interoperability Panel (SGIP) created a model (Fig. 2) that includes the seven primary areas comprising a SG: generation, transmission, distribution, customer, market, operators and service providers. The model clearly shows that there are several options from which to choose regarding the characteristics, uses, behavior, interfaces, requirements and concepts of a SG (International Business Machines Corporation, 2011).

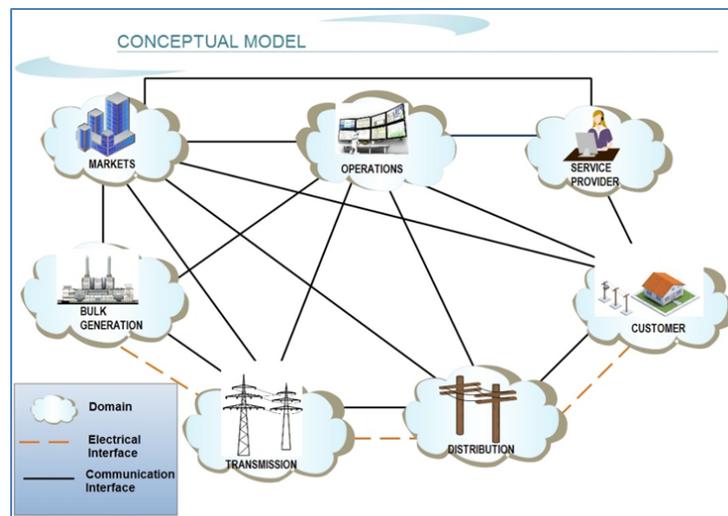


Figure 2. Smart Grid Reference Architecture by NIST, adapted from (IBM, 2011).

2.1. Smart Grid Technologies and Applications

The various areas of SG technologies range from energy generation to the consumers. For each sector within the system, a suitable technology is applied, according to its area of expertise. The main applications of SG technologies are linked to the network monitoring and control system (EMS); Advanced Measurement System (AMI), Distributed Renewable Energy Integration (DER); Demand Response (DR) through smart meters and residential management systems (HEMS). Many of these technologies are already considered mature, both in their development stage and in terms of their applicability, while others still require further development and demonstration. As shown in Fig. 3, a fully optimized ES would present technologies in all areas to allow monitoring and control, enable integration of ICT, facilitate integration of distributed generation, simplify the management of transmission and distribution networks, enable the integration of smart meters, provide the integration of intelligent vehicles and make it possible for industrial and residential customers to have an energy data management system (International Energy agency, 2011).

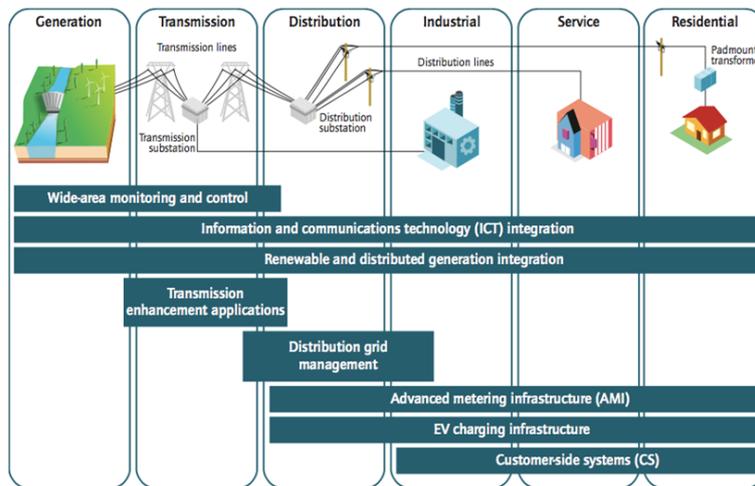


Figure 3. Smart grid technology areas, adapted from (International Energy Agency, 2011).

2.2. Smart Grid Communication Technologies

Another aspect to take into account are communication technologies, which play a key role in the operation of the SG, is to manage enormous amounts of data from different technologies and applications, monitor them and analyze them in detail to send a real-time response (Gungor, Sahin, Kocak, Ergut, Buccella, Cecati & Hancke, 2013). In this sense, it is necessary to define a communication structure that guarantees confidence, sophistication and speed and that allows interconnection and exchange of information between the various components of the network, such as generators, substations, transformation stations, systems storage and consumers, both in real time and benefiting all system actors.

Communications for intelligent networks are standardized protocols and allow interconnection with the main control unit through a secure communication network structure composed of these three hierarchical layers: Local Area Network (LAN), Home Area Network (HAN) and Wide-Area Network (WAN). Each layer is defined according to the coverage range and the transmission rate, so at a lower level are the customer’s private networks, Home Area Network (HAN) / Building Area Network (BAN) / Industrial Area Network), at an intermediate level are the Neighborhood Area Networks (NAN) or Field Area Network (FAN) and in a larger area are the Wide Area Networks (WAN), according to Table 1 (Kuzlu, Pipattanasomporn & Rahman, 2014). For each of these networks there are several technologies that support them according to the intended application, scope or transmission capacity. Technologies can be wired or wireless, and wireless technologies such as 3G, WiMAX, ZigBee or Wi-Fi have the advantage of operating with cheaper infrastructure and allowing connections in hard-to-reach areas, but are more vulnerable to external interference in transmission. On the other hand, wired technologies like fiber optics, PLC, Digital Subscriber Line (DSL) and Coaxial Cable, have no interference problems and do not need external power sources such as battery to operate, but the cost of their implementation is higher (International Energy Agency, 2011; Kuzlu, 2013). This time, the great challenge is to define the communication requirements and the best communication infrastructure that best fits the reality in which it is framed, in order to guarantee a safe, accessible and reliable service.

Table 1. Smart grid communication technologies (Gungor et al. 2013)

Technology	Spectrum	Data Rate	Coverage Range	Applications	Limitations
GSM	900–1880 MHz	Up to 14.4 kbps	1–10 km	AMI, Demand Response, HAN	Low data rates

Continued on next page

Table 1 continued

GPRS	900–1880 MHz	Up to 170 kbss	1–10 km	AMI, Demand Response, HAN	Low data rates
3G	1.92–1.98 GHz 2.11–2.17GHz	384 kbps- 2Mbps	1–10 km	AMI, Demand Response, HAN	Costly spectrum fees
WiMAX	2.5 GHz, 3.5GHz, 5.8 GHz	Up to 75 Mbps	10–50 km (LOS) 1–5 km (NLOS)	AMI, Demand Response	Not widespread
PLC	1–30 MHz	2–3 Mbps	1–3 km	AMI, Fraud Detection	Harsh, noisy channel environment
ZigBee	2.4 GHz, 915 MHz	250 kbps	30–50 m	AMI, HAN	Low data rates, short range

3. Review of Smart Grid Implementations

The purposes of SG technology investments worldwide are varied, but countries generally invest as a way to reduce CO₂ emissions to improve the network's effectiveness, as a signal of commitment, to improve services and to search for an emerging technology market ("Centro de Gestão e Estudos Estratégicos Ciência", 2012). The differences lay mainly in the chosen approach and technological means, which may vary by country or region.

First, several cases of implementation are discussed below, with a separate subsection dedicated to the case of African countries. Thus, the necessary information is made available to address the Cape Verde case, which is shown and discussed in section 4.

3.1. Cases of Implementation

In Europe, the smart meter and other SG initiatives have largely been driven by policies to meet environmental and climate goals. On the other hand, in the United States, the main drivers for the development of SG come from economic issues related to job creation, the quality of public services and adding value and increasing the system's overall efficiency. Regarding communication technologies associated with the SG, the United States prefers technologies based on communication wireless mesh, mainly because of the flexibility of regulations on the use of wireless communications, while Europe opts for power line carrier (PLC) technology, which is a system of communication that uses existing power lines to send and receive information (US Energy Information Administration, 2011).

The focus on smart grid technologies in the Asian countries is already quite significant, driven by the main economic powers of the region, such as China, India, Japan and South Korea. China is promoting the development of SGs because of the high increase in demand for energy and the need to integrate renewable energy sources. In India, the high costs associated with technical and commercial losses due to the inefficient ES have led to investments in smart meters and flexibility in electricity generation (SMB Smart Grid Strategic Group 2017; Zpryme Smart Grid Insights, 2012).

However, in the countries of Southeast Asia the energy market is growing very fast. It has been rated as the world's fastest growing market for Smart grid technologies. To this end, countries such as Singapore, Malaysia and Vietnam have contributed, mainly due to the holistic approach that makes the sector able to identify potential new sources of income that give them sustainability for the next decades ("What is a smart Grid?", 2015). The

countries of Latin America and the Caribbean have come up with the solution to help them reduce widespread electricity theft, increase the reliability of their electrical system, and improve operational efficiencies across the industry (“*Smart Grid Communications R&D Roadmap*”, 2015). In this sense countries like Mexico, Colombia, Ecuador, Chile and Argentina are investing seriously in the planning and modernization of their electrical networks. Brazil stands out as the largest investor in Latin America in smart grid technologies.

Brazil, whose electrical production comes mainly (about 84%) from hydroelectric power plants, has no dependence on fossil resources and has one of the cleanest power matrixes in the world. Instead, SG arise from the inefficiency of the ES. The first measure in order to reduce losses and high power thefts in the country was the implementation of smart meters (Ferreira, 2010).

Australia understands that its bet on SG technology is a guarantee for the sector’s future, since the SG has the potential to improve the quality of life, economy and environment of Australians. They intend to create an ES based on technical and operational principles but also on respect for environmental principles, as an opportunity to become part of a new market that will revolutionize how electricity is produced, distributed and consumed (Smart Grid Australia, n.d).

3.2. The Case of African Countries

Electricity consumption has increased and will continue to increase, as shown in a study conducted by the International Energy Agency (IEA) (International Energy Agency, 2011) which estimates an increase in electricity consumption of over 150% by 2050, starting in 2010 (Fig. 4). The recommendation for emerging economies is to use SGs to respond more efficiently to rapid growth in global electricity demand.

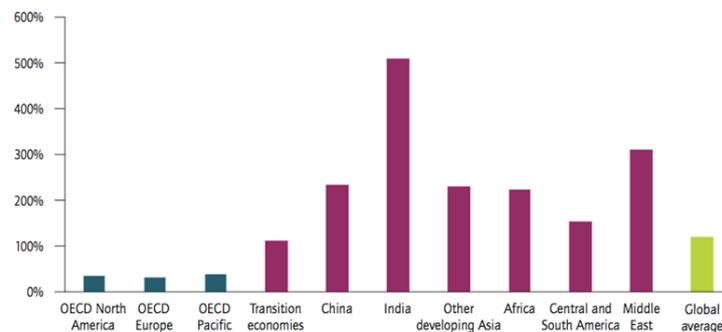


Figure 4. Projected electricity consumption growth, 2007–2050 (international Energy Agency, 2011).

Africa has only recently begun to take the first steps toward SG technologies, compared to the various initiatives and investments made in the United States, Europe and China.

Africa is rich in opportunities to not just explore renewable energy generation technologies but also to operate new strategies and technologies adapted to the region’s specific characteristics and needs. The continent has shown its innovative capacity in terms of computing and communications, as well as with mobile money. Africa has the potential to become one of the most fertile regions in terms of SG-related innovation.

Africa has huge potential in terms of solar photovoltaic, geothermal, wind and hydropower resources. Sub-Saharan Africa alone contributed almost 30% of oil and global gas discoveries made over the last five years (International Energy Agency, 2014), a fact that has aroused the attention of large companies such as Siemens, Schneider, GE and Alstom. Nevertheless, the greatest energy challenge in the continent is the availability of electricity, especially in rural areas. Some African countries see in SG technology, associated with their resources, a way to resolve or alleviate energy problems. Countries like Ghana, Rwanda, Angola, Tunisia, Nigeria, Egypt and South Africa have identified and are implementing specific projects to move toward a fairer and more intelligent electrical network (Anderson, 2012).

Ghana has faced several problems related to the aging and overloading of its electrical networks, since the pace of

investment has not matched the 3.2% growth of annual demand. Consequently, this has caused losses in excess of 30%, a lack of reliability and power quality, bottleneck issues in transmission and distribution and environmental concerns requiring the integration of renewable energy sources and distributed generation. Thus, Ghana has naturally started thinking about SG as the solution to these issues. Zaglago, Craig, & Shah (2013) analyzed the main barriers that Ghana could face in case it adopts SG technology.

Despite Nigeria being rich in fossil resources such as oil and gas as well as rich in renewable natural resources, just over half the population has access to electricity, a fact that is due to the existence of few and inefficient power stations, a lack of production from renewable sources, the physical deterioration of transmission lines, energy theft and outdated energy meters (Vincent & Yusuf, 2014). By adopting SG technology, Nigeria could take advantage of renewable energy sources such as wind, sun, biomass and hydroelectricity, first to meet its immediate energy needs and then to look for sustainable, prosperous development and clean energy sources (Aroge & Meisen, 2014).

The South African National Energy Development Institute (SANEDI) had an initiative to create the South African Smart Grid Initiative (SASGI), with the goal of promoting a specialized market and developing a strategic vision for SG as well as creating a platform for knowledge sharing (Parallelus, n.d.). The aims of implementing a SG in South Africa include a sustainable reduction of peak electricity demand by 20%, with 2012 as base year; having 100% network availability to serve all critical loads at the national level; reducing technical and non-technical losses by 40% for the entire national system; reaching 8 GW of installed network capacity from renewable sources; and increasing customer satisfaction by up to 80% by improving the quality of service and consumer confidence (Bipath, 2014).

Egypt has excellent wind and sun conditions for electricity production, but due to the rapid increase in demand and the aging of its electrical networks—as the result of delays in infrastructure investment—the Egyptian ES is inefficient. Here, the bet on SGs will help in managing the integration of photovoltaic, wind and hydro power plants, while reducing the environmental impact of the ES and supporting the network's management, particularly its expansion and the integration of smart meters (Abou-Ghazala & El-Shennawy, 2012). Regarding the financing of the SG's implementation, some large multinational companies are already investing in the Egyptian electric sector. IBM and Siemens have referred to the Egyptian choice of SG technology as the foundation of a more stable and reliable ES, which will contribute to reducing the switching frequency and allowing continuous monitoring of the national grid. The first steps are already being taken. The Egyptian government has put into practice a program that aims to acquire about 20 million smart meters in the coming years. This program has the intention of improving the management and operation of the electric network, but mainly, reduce the theft of electricity and reduce the operational costs of the concessionaires (*"What is a smart Grid"*, 2015).

4. Implement SG in the City of Praia

4.1. Description of the ES of Santiago Island

Due to its geographical location, Cape Verde is grouped with the Sahel countries and therefore has an arid/semi-arid, warm and dry climate, with rainfall shortages and an average temperature of 25 °C, which gives it high potential for harnessing wind and solar power. A study in 2007 showing that the archipelago has exceptional features in some locations, with average winds over 8 m / s. Regarding solar exposure, much of the territory has a global radiation of 1800 kWh / m² / year and 2000 kWh / m² / year on slopes and ground with natural exposure. Over half of the land has the potential for over 3750 hours of sunshine per year. Other resources also identified in this study include pure pumping plants, municipal solid waste, geothermal resources and marine resources, but they have little expression in the national energy matrix due to their scarcity and/or the complexity of their operation (Boletim Oficial, 2012). However, electricity production mainly comes from imports of petroleum products, which results in costly financial resources invested into their acquisition, which is a heavy weight on the wider economy that consumes a high percentage of the country's scarce resources (Fonseca, 2010).

Santiago's ES is mainly managed by the public/private company Electra SARL, whose majority shareholder is

the state of Cape Verde, and which operates in nine of the 10 islands. In 2016, the 88 MW of installed power generation capacity in the island came from thermal power plants based on diesel and fuel, which accounted for about 86% of production. The remaining 14% came from renewable energy sources: 10% from wind power and 4% from solar photovoltaic arrays. The total energy consumed in 2016 was 225,658 MWh, more than double of what was consumed in 2006. This progression helps us realize the scale of the island's economic growth, reflected in the increasing demand for electricity (Direcção Geral de Energia, 2013).

Until now, the great challenge met by the country has been the high price of electricity. The current production cost of more than €0.3 per kWh is considered to be one of the most expensive in the world—up to three times higher than the price of electricity in the European Union (Costa, n.d.). The exorbitant price of electricity is the result of several factors: (1) the lack of natural resources like oil, gas or coal or precious metals that can serve as bargaining chips, which forces the country to import these products; (2) the insular character of the country, which forces it to have autonomous production systems, with the inherent burden of fuel transport and the difficulty of integrating them into a single energy production and distribution project; and (3) the major technical and commercial losses that affect the networks—particularly energy theft—which accounts for more than 30% of the produced electricity (Fig. 5) (Direcção Geral de Energia, 2015).

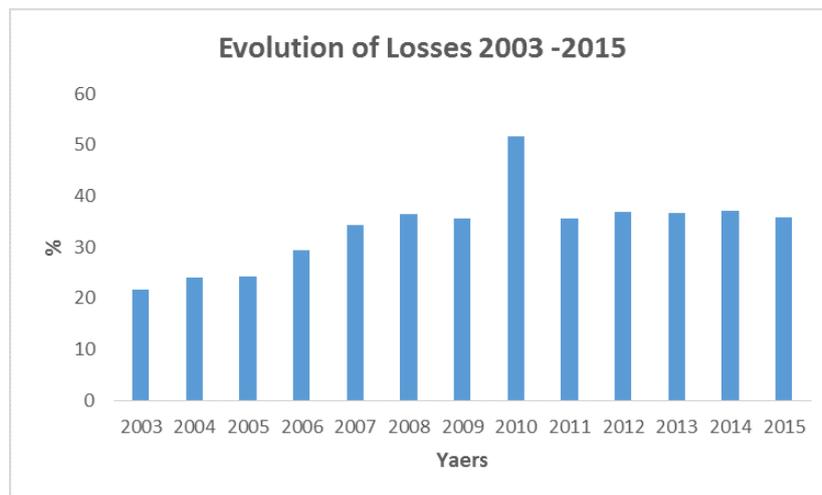


Figure 5. Evolution of Santiago Island electrical losses.

4.2. New Approach Proposed for the City's ES

The ES of Praia city has gone through several transformations, and many investments have been made, but they have not had the desired impact, mainly because the base of the energy matrix remains dependent on fossil fuel and because of the difficulties inherent to its insular condition. These factors, coupled with the poor management of the existing ES, have caused many of the problems to remain and worsen over the years.

In this sense, a new structure is proposed for the SE of the city based on the SG technologies, taking maximum advantage of the already existing infrastructures and technologies. This new Smart Grid structure consists of three layers (Fig. 6): the first layer is the electrical structure and all its components; the second layer is the Communication System, which includes the infrastructure / hardware part and the software part; the third layer is the layer of applications and solutions that the new structure provides. This is intended to ensure bidirectional communication to and from all levels of the electrical system based on a range of sensors, actuators, accelerometers and remote terminal units (RTU), which should be integrated into the network, allowing it to be made available to the operations and monitoring center all information concerning the operation of the electricity network.

The proposed WAN network covers a wide geographic area encompassing the LANs of the exchanges and the substation networks, also known as the backhaul network. This network would enhance the existing SCADA /

EMS / DMS dispatch system, mainly in the management of ER production integration in the power grid. The proposed communication technology to support the network would be a hybrid system using fiber optics and 3G technology from the telecommunication operators for the transmission of data between the production centers and the substations (Qualcomm, 2012).

On the other hand, to ensure communication in the distribution network, from substation distributors to consumers, the creation of several NAN or FAN networks based on GSM and GPRS communication technologies or 3G technology is proposed. Each NAN network would result from the aggregation of several Smart Meters around an aggregator / data collector so as to form a neighborhood network. In turn, each data collector would connect to the WAN backhaul network, allowing full communication from SM and other control devices, from consumers to the automatic counting system in PT, to the central server located in the center control in the power plants (Qualcomm, 2012; Bouhafs, Mackay & Merabti, 2014). This communication structure would provide all the electrical system with intelligence, helping to monitor, manage, measure and intervene in real time in all sectors, from production to consumer consumers through EMS and AMI technologies. As communication technologies that serve as a serious support to ADSL and 3G, given its capacity of transmission and coverage.

At the consumer level, several HAN, BAN and IAN networks are proposed for residential, commercial and industrial consumers respectively. These networks would allow the interconnection of the SM with the intelligent devices of residences or buildings, residential automation systems, energy storage systems, microproductions and electric vehicles, separately or together (Mohassel, Fung, Mohammadi & Raahemifar, 2014). The HAN network would ensure the communication between the counting systems of each individual consumer, mainly the residential ones, and the concessionaire, being able to be used several technologies like ZigBee, WiFi, ZWave, GSM, or Ethernet (Kuzlu et al. 2013).

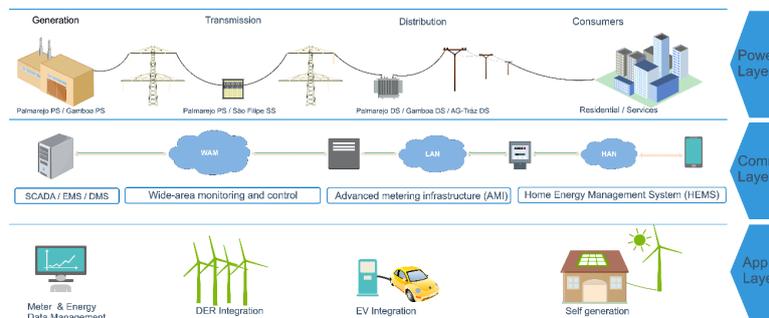


Figure 6. Layout of Smart Grid system proposed for Praia city.

4.3. Benefits of Smart Grid

An ES restructuring based on SG technologies could make the city's electricity grid most modern and sustainable, with benefits for all concerned actors in the sector, from producers to consumers, through the government and regulators. The intended social benefits arising from SG technology not only include modern and energy-efficient residential and commercial buildings but even extend to agriculture and animal husbandry, public transport, healthcare, communications, the provision of information and knowledge and the exchange of goods and services (Crabtree, Kocs & Aláan, 2014). This transition seems inevitable for these and other reasons; therefore, the concerns about the benefits of the intended SG for Cape Verde should focus on the core requirements for building ES sustainability.

4.3.1. Network Operation

At the level of the operation of the network, which has to do with, reliability, efficiency, warranty and safety concerning economic aspects and environmental impact, and without forgetting regulation issues. These benefits, in general, must reflect on all the actors that interact with the system (Oliveira, 2015). The main advantage of SG

for the sustainable operation of the city's electricity network is the ability to "self-heal". This means that the system would have the ability to detect and isolate problematic elements in the network and do its restoration or treatment without human intervention. As a consequence it would reduce the negative impacts of network operation, shorten the dealer's restoration time, as well as optimize the quality of service. SG would make it possible to solve the main issues related to trust, efficiency and safety in the functioning of the city's SE.

The implementation of SG technologies will help to solve the sector's reliability problem by reducing the frequency and duration of power failures as well as the number of disorders that occur due to the poor power quality. Minimizing blackout occurrences through intelligent management of resources would make possible a wider and better availability of energy, bringing confidence for both utility and consumers, including industry and tourism (Hamilton, Miller & Renz, 2010; Bossart & Bean, 2011). These technologies are an important role for the stabilization of the network, mainly with the integration of intermittent renewal energies and the interlinking of the electric carriage system.

As a way to improve SE efficiency, the new SG would monitor and control the entire production, transmission and distribution process, making the most of the available DER, especially renewables, in addition to automating the dispatch system and network stability. These functionalities would have a direct impact on reducing dependence on fossil fuels, as well as making it possible to meet the growing demands of demand without adding new infrastructures. The evolution toward a SG has also reduced costs of electricity production, distribution and consumption, through its ability to anticipate and correct system disorders, reducing technical losses and peak demand and acting preventively to prevent occurrences of interruptions and damaged equipment (Crabtree et al. 2014; Sessa & Ricci, 2014; El-Hawary, 2016). AMI technology and smart metering would enable a substantial reduction of non-technical losses and would help optimize consumer energy consumption.

Another very important benefit in the operation of the network is the question of guarantee and security. For the electricity sector, confidence means having the power that consumer need, in the required quantity and quality, without damaging the provider. People have already died from electrocution when trying to steal power, there are constant power cuts due to short-circuits in distribution networks that could be avoided with tracking and monitoring services, and uptime guarantees are often challenged by the negligence of the concessionaires. A SG ensures better security of the network by using online sensors with intelligent information and communication technologies, connected to an advanced network control center. One of the main features of such a center is continuous monitoring of the whole ES, allowing the operator to detect any out-of-order or unsafe situations that could jeopardize the reliability of its operations. This increases the network's robustness, while reducing the likelihood and consequences of possible attacks, cyber-attacks or natural disasters (Hamilton, Miller & Renz, 2010).

4.3.2. Economy

The implementation of a SG would create new opportunities and markets where and when required, thus interconnecting the system whenever possible, opening the road for alternative electricity production sources, bringing new opportunities for micro-generation and enabling customers to produce electricity for their own consumption and sell their surpluses to the system, while significantly reducing the price paid by consumers and creating new jobs (Crabtree et al. 2014; Sessa & Ricci, 2014; El-Hawary, 2016). With the introduction of Smart Grid technologies and measures to reduce losses, a reduction of up to 65% of the current value of losses could be achieved, from 37% to 13%, both for technical losses and mainly for non-technical losses. In monetary terms this reduction of electric losses would correspond to an annual saving of 2.5 Million Euros. At the level of operations and maintenance the new SE would provide a substantial reduction in relation to the transport costs of transport and technicians. Automatic metering and billing systems would allow you to increase your utility billing rate together with your customers. Taking into account the need to create new services, to implement new technologies and to expand existing infrastructures, would lead to the emergence of a new market in the electricity sector. All the improvements and efficiencies provided by SG technologies have a direct impact on the final price of electricity. The maximum

final use rate (MTU) is determined for each year of the regulation period based on the CNRC: non-fuel costs related to the production and purchase, transportation, distribution and sale of electricity, and in CRC: costs related to using the following formula (1):

$$TMU = CNRC + CRC \quad (1)$$

Where

$$CNRC = \sum_{t=1}^n \frac{CNRC_{i,t-1}(1 + IN - X_{i,t})Q_{it}}{(1 + r)^t} \quad (2)$$

$$CRC = \frac{\sum(\alpha_i \times P_{ci,tb}) \times \sigma \times (1 - \%ER)}{(1 - \%CI - \%P)} \quad (3)$$

$CNRC_{i,t-1}$ - refers to the regulated tariff for activity i in period t-1;

IN - corresponds to inflation adjustment;

$X_{i,t}$ - refers to the efficiency factor;

$Q_{i,t}$ - is the quantity sold in period t;

r - refers to the weighted average cost of capital;

α_i - percentage share of fuel type (i) in electricity production;

$P_{ci,tb}$ - refers to the reference price excluding VAT of the fuel type (i) used to determine the base rate, (ECV / kg);

σ - specific fossil fuel consumption of thermal production (kg / kWh);

%ER - corresponds to the percentage value of participation of renewable energies in relation to total energy;

%CI - refers to the percentage value of internal consumption in relation to total energy;

%P - refers to the percentage value of losses in relation to the total energy.

4.3.3. Environment

SG technology would allow a slowing of climate change and provide a new way to reduce the environmental impact of the ES, since the CO₂ emissions generated by the production, transport and distribution of electricity mainly depend on the amount of fossil fuel resources consumed as well as the technology used (El-Hawary, 2016). The reduction of energy waste by end consumers is often the source of faster, cheaper and cleaner energy, but distributed generation of renewable energy can provide substantial environmental gains, because in addition to generating an electricity market for off-grid consumers, it allows self-consumption for those who are already connected to the network. Both options of power resources could be encouraged through adequate policies and SG technologies, allowing a two-way flow of information and electricity between utilities and consumers, thus realizing the full potential of energy efficiency and distributed renewable energy generation (Brown, 2014).

The automated monitoring provided by the SG would help to mitigate the negative effects of the ES, as it can intervene by switching resources and production sources whenever necessary. Taking into account Cape Verde's policies and its need to have as much renewable energy as possible in its energy matrix, SG technology would add significant value to this effort. It is estimated that with the expenses avoided with the thermal diesel production the SE of the city could avoid more than 20% of the emission of CO₂.

4.3.4. Stakeholders

All of the industry stakeholders would benefit from the implementation of a SG. Consumer SG technology enables real-time communication with energy providers, allowing these utilities to choose according to their individual preferences, based on prices or environmental concerns (El-Hawary, 2016). They would be able to manage their consumption through smart metering and control equipment as well as have the opportunity to participate in small-scale production of electricity on their own through micro-production. The possibility of reducing cuts and

blackouts would bring confidence to consumers, which will be reflected in honesty to the dealership. Improved management of resources and security provided by the SG would help electrical power to be provided in a way that is wide and with less cost (Dada, 2014). The consumers could even benefit from the reduction of losses among business, more reliable service and reduced transportation costs through electric vehicles and, as a consequence, have significantly decreased in electricity bills (Bossart & Bean, 2011). The concessionaires would have recognized gains from a SG, especially in reducing both technical and commercial losses, improving the measurement and billing system to make it more precise and automated, improving the management of interruptions, helping with the maintaining and planning process, and helping to manage the integration of renewable energy; hence, the SG would allow improvements among all of the concessionaires' operations (Bossart & Bean, 2011). Society in general will benefit from the SG through reduced imports of crude oil for both transportation and electrification, improved safety and efficiency of the electricity supply and reduced environmental impact of the sector. Also, the city of Praia would make better use of the available renewable resources; improve security; allow for better use of existing assets; provide a new, more open and competitive market; create new jobs; and generate wealth. The implementation of a SG would dramatically reduce costs and power outages, help to keep the prices of goods and services lower than they would otherwise be and improve the quality of energy (Hamilton et al. 2010; Bossart & Bean, 2011).

5. Challenges to Implementing SG

In the previous section, we addressed the benefits of implementing a SG, but SG technology is not easy to implement, especially for a country with the economic reality of Cape Verde. Therefore, it is crucial to determine the main challenges facing the implementation of a SG in the city of Praia, to find their respective solutions. These solutions should be contextualized by taking social, regulatory, technical and financial perspectives into account (European Commission, 2018; Bossart & Bean, 2011). In this sense, it is crucial to analyze some aspects, such as the actual performance of the SG phase compared to the conventional system, collect data from locations at the appropriate frequency, determine the social and financial challenges, recognize regional differences among the consumers and service providers and use appropriate methods of calculation (Bossart & Bean, 2011).

5.1. Security and Privacy

The main concerns that are internally connected to the electrical sector have to do with electricity theft, which is often beyond the costs for utilities and cause human victims through electrocution. One of the main challenges to overcome in implementing a SG is the level of security. One of the aspects that can influence safety is the state of aging of equipment that is often not compatible with the requirements of the SG. In such cases it may be necessary to replace the equipment even if it has not reached its useful life cycle, as a consequence, it would increase the costs of the system. Privacy is the first concern that arises when it comes to transmitting digital data. This concern focuses on cyber-insecurity and potential misuse of private data. The city has successfully implemented an electronic system of governance through its ICT cluster policy and has built a technology park that houses a high-standard data center with processing equipment and state data storage capabilities, companies, banks and others, both national and international, because of the country's ambition to constitute an international services platform in terms of new ICTs. This increase in the use of ICT could be directed to operating the ES through consumer data collection and optimization of the system, but it could also have a perverse impact on the system. Therefore, to integrate the SG, it is essential to ensure the confidentiality of commitment and the security of the providers of these services regarding customer data ("*Energy technology perspectives*", 2012).

5.2. Stakeholder Participation

The increase in operating capacity provided by a SG would require changes in the operational processes of dealerships, especially in their relations with customers (*“Energy technology perspectives”*, 2012).. In a SG, implementations often overlook a critical component—consumer awareness, especially on issues such as conservation of electricity, micro-generation, hybrid vehicles, smart meters, appliances and intelligent buildings (Agência de Regulação Económica, 1998) Energy is a basic human need like food, shelter and mobility, and it is part of every aspect of our personal, professional and civic lives, which means that consumers do not see the means to achieve their goals (Crabtree, 2014). This creates concerns, the need for a detailed analysis and clear communication of expected opportunities and risks. In the city of Praia, despite its considerable literacy rate and use of new technologies, which have become part of the day-to-day lives of Cape Verdeans, the country would have to invest in re-education of consumers regarding the SG system. Not only should consumers receive clarification—all stakeholders should be fully informed about the benefits of these technologies. Customers, regulators and investors need to understand and be convinced of the benefits of the SG. Also, dealerships should be ready for the significant and perhaps radical changes that would follow, and the government needs to do a lot of work through awareness campaigns to show the importance and opportunities of SG technologies. Society in general and politicians need to be made aware of the capabilities of SGs. Academic institutions could help through conferences, workshops and seminars to promote and encourage the implementation of SG technologies (Dada, 2014).

5.3. Policies and Regulations

Energy regulation in the city has been troubled, because in most cases, while laws regulating the sector’s functioning exist, their implementation does not occur. The Regulatory Agency of Economic Activities (AER) acts only in setting the price of fuel and electricity, while consumer laws are the responsibility of local authorities and the government (Agência de Regulação Económica, 1998) so a good relationship between these entities is required. The costs and benefits of SG technology cannot easily be accommodated by the existing legal and regulatory frameworks. These issues must be addressed before project deployments can proceed (*“Energy technology perspectives”*, 2012). The level of the legislation would require new laws to facilitate investment into a SG related to the price of land, customs fees, taxes and licenses, which should be kept to a minimum. Yet, these challenges could be surmountable because the city of Praia could adopt the best practices and laws of countries that have already implemented the system and adapt them to the national reality. The time of government action in terms of legislation is crucial to maximize the benefits of CO₂ emissions and the respective carbon market. The approval of projects and new investments requires an exhaustive and intensive analysis, in which the benefits of the new technologies have to be well promoted, so that the government or public companies can invest.

5.4. Financial Costs

For the city of Praia, the main challenge in implementing the SG would be the financial issues. The project would take a voluminous initial investment, even if implemented in a phased manner as it should be, which would include the cost of education and training of technicians, those associated with the building of communications infrastructure, the costs of operation and maintenance, and the costs involved in procuring technology items, especially smart meters and other technical solutions, among many other costs involved in the implementation of SG technology. Private companies would not have enough financial capacity to make this investment without the government creating programs to encourage research and development. Several ways to circumvent these difficulties have been proposed. For example, the proposal to Bangladesh in (Ali, Mansur, Shams, Ferdous & Hoque, 2011) is that the SG project could first be held jointly by the country and foreign investors interested in a general expansion of the network, if the project is successful. These investors would have to meet some requirements and pass a rigorous evaluation process. In the same vein, (Dada, 2014) argues that for Nigeria, involving private investors and facilitating access to finance could help solve the financial problems, but banks and other financial institutions could

also contribute through long loans with low rates for investments, and the government and industries could provide funding for the research and development of prototypes before implementing a SG across the country. Private company-oriented policies, such as the promotion of third-party financing and long-term strategies, seem to be a good way to circumvent the financial issue in Ghana, given the financial inability of public companies (Zaglago et al. 2013). From these proposals, it can be understood that the issue of public funding and the involvement of the private sector are strategic, as is openness to foreign investors with capital and know-how, which together could solve the issue of SG funding.

6. Conclusion

One can ascertain from this study that the ES problems of the city of Praia are due to a disintegrated energy policy that has lagged behind the evolution of demand as well as the lack of a modern, automated ES with monitoring and control capabilities. The sustainable electricity sector advocated here should base itself on operating principles such as the integration of renewable energy at large and small scales, the need to generate employment and have quality power in good quantities, respect for the environment, profit generation for utilities and ultimately providing electricity to users at a fair price.

The need for a transition to a more modern and appropriate grid naturally implies a bet on SG technology. However, several factors have to be considered for its implementation. In addition to the technical and financial issues, a smooth flow of communication between all stakeholders should be guaranteed, and the functions of each should be well defined. Also, all stakeholders must play their roles judiciously, based on rules and regulations that are enforced strictly by the competent supervisory bodies, thus ensuring the sector's integrability and integrity.

Due to its economic condition and the current technical condition of its ES, the city has much to gain by upgrading to a new system that integrates a SG. However, considering the current economic reality and technological level of the country, this development would have to be made in a gradual and phased manner to have time to educate and train its technicians, engineers and specialists. In this way, the system will gain sustainability, especially with regard to standardization, regulation, supervision, planning, operation and maintenance. The financial investment should be the result of commitments from the government as well as from the private sector, while involving foreign investors and creating incentives to attract them.

7. References

1. Abou-Ghazala, A., & El-Shennawy, T. (2012). Applying the smart grid concept in Egypt: Challenges and opportunities. In *The Fifteenth International Middle East Power Systems Conference, MEPCON'12*.
2. Agência de Regulação Económica (ARE). (1998). Elenco Dos Direitos Dos Consumidores.
3. Ali, T., Mansur, A. A., Shams, Z. B., Ferdous, S., & Hoque, M. A. (2011). An overview of smart grid technology in Bangladesh: Development and opportunities. *2011 International Conference & Utility Exhibition on Power and Energy Systems: Issues and Prospects for Asia (ICUE)*. doi:10.1109/icuepes.2011.6497752
4. Anderson, J. (2012). Is There a Smart Grid in Africa's Future? Retrieved from <https://breakingenergy.com/2012/05/10/is-there-a-smart-grid-in-africas-future-the-answer-may-surpris/>
5. Aroge, A., & Meisen, P. (2014). The Smart Grid and Renewable Energy Integration in Nigeria.
6. Bipath, M. (2014). Proposed Smart Grid Vision for South Africa. *Africa Smart Grid Forum, Abidjan: South African Smart Grid Initiative*.
7. Boletim Oficial. (2012) Zonas de Desenvolvimento de Energias Renováveis (ZDER). Cape Verde: B.O. no7.
8. Borlase, S. (2013). *Smart grids infrastructure, technology, and solutions*. Boca Raton: Taylor & Francis.

9. Bossart, S. J., & Bean, J. E. (2011). Metrics and benefits analysis and challenges for Smart Grid field projects. *IEEE 2011 EnergyTech*. doi:10.1109/energytech.2011.5948539
10. Bouhafs, F., Mackay, M., & Merabti, M. (2014). *Communication challenges and solutions in the smart grid*. New York: Springer.
11. Brown, M. A. (2014). Enhancing efficiency and renewables with smart grid technologies and policies. *Futures*,58, 21-33. doi:10.1016/j.futures.2014.01.001
12. Câmara de Comércio Indústria e Turismo Portugal Cabo Verde. Geografia e Localização de Cabo Verde. Câmara Comércio Indústria E Tur Port Cabo Verde 2015.
13. Centro de Gestão e Estudos Estratégicos Ciência, Tecnologia e Inovação. (2012). *Redes Elétricas Inteligentes: Contexto nacional*(pp. 1-176, Rep.). Retrieved from https://www.cgee.org.br/documents/10195/734063/Redes_Eletricas_Inteligentes_22mar13_9539.pdf/36f87ff1-43ed-4f33-9b53-5c869ace9023?version=1.1.
14. Cisco Systems, International Business Machines Corporation (IBM) SCEC (2011). *Smart Grid Reference Architecture*[PPT].
15. Costa A. (n.d.) Os desafios da eficiência energética. *Expresso Das Ilhas*, N 711 2015:22–3.
16. Crabtree, G., Kocs, E., & Aláan, T. (2014). Energy, society and science: The fifty-year scenario. *Futures*,58, 53-65. doi:10.1016/j.futures.2014.01.003
17. Dada, J. O. (2014). Towards understanding the benefits and challenges of Smart/Micro-Grid for electricity supply system in Nigeria. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*,38, 1003-1014. doi:10.1016/j.rser.2014.07.077
18. Direcção Geral de Energia. (2013) Evolução dos indicadores do Sector Energético em Cabo Verde.
19. Direcção Geral de Energia0 (2015). Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis - Período [2015-2020/2030]
20. El-Hawary, M. E. (2016). The Smart Grid—State-of-the-art and future trends. *2016 Eighteenth International Middle East Power Systems Conference (MEPCON)*. doi:10.1109/mepcon.2016.7836856
21. *Energy technology perspectives 2012: Pathways to a clean energy system*. (2012). Paris, France: OECD/IEA.
22. *European technology platform SmartGrids: Vision and strategy for Europes electricity networks of the future*. (2006). Luxembourg: Office for Official Publications of the European Communities.
23. Ferreira, M. (2010). *Perspectivas e Desafios para a Implantação das Smarts Grids: Um estudo de caso dos EUA, Portugal e Brasil* *Perspectivas e Desafios para a Implantação das Smarts Grids: Um estudo de caso dos EUA, Portugal e Brasil*.(Unpublished master's thesis). Universidade Federal Do Rio De Janeiro. Retrieved from <https://pantheon.ufrj.br/bitstream/11422/2457/1/MCAFFerreira.pdf>.
24. Fonseca, J. P. D. B. D. (2010). *Integração das fontes de energia renovável em ilhas e regiões remotas*. Coordenação Editorial e Revisão.
25. Gungor, V. C., Sahin, D., Kocak, T., Ergut, S., Buccella, C., Cecati, C., & Hancke, G. P. (2013). A Survey on Smart Grid Potential Applications and Communication Requirements. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*,9(1), 28-42. doi:10.1109/tii.2012.2218253
26. Hamilton, B. A., Miller, J., & Renz, B. (2010). Understanding the benefits of smart grid. *National Energy Technology Laboratory*, 1.

27. International Energy Agency. (2011). Technology Roadmap. *SpringerReference*. doi:10.1007/springerreference_7300
28. International Energy Agency. (2011). *Technology Road Map: Smart Grids*. Retrieved February 15, 2017, from https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/smartgrids_roadmap.pdf.
29. International Energy Agency. (2014). *Africa Energy Outlook - A Focus on Energy Prospects in Sub Saharan Africa*(Rep.). The infrastructure Consortium for Africa. Retrieved from <https://www.icafrica.org/en/knowledge-hub/article/africa-energy-outlook-a-focus-on-energy-prospects-in-sub-saharan-africa-263/>.
30. Kuzlu, M. P. (2013). Assessment of communication technologies and network requirements for different smart grid applications. *IEEE Innovative Smart Grid Technologies (ISGT) Conference*.
31. Kuzlu, M., Pipattanasomporn, M., & Rahman, S. (2014). Communication network requirements for major smart grid applications in HAN, NAN and WAN. *Computer Networks*,67, 74-88. doi:10.1016/j.comnet.2014.03.029
32. Mohassel, R. R., Fung, A. S., Mohammadi, F., & Raahemifar, K. (2014). A Survey on Advanced Metering Infrastructure and its Application in Smart Grids. In *IEEE 27th Canadian Conference*. Toronto, Canada.
33. Oliveira, M. (2015). Country Action Plans in the ECOWAS. In *ECOWAS Sustainable Energy Policy & Investment High Level Forum*. Retrieved from www.ecreee.org/event/ecowas-sustainable-energy-policy-investment-high-level-forum
34. Parallelus. (n.d.). South African Smart Grid Initiative. Retrieved 2015, from <http://www.sasgi.org.za/>
35. Qualcomm. (2012). 3G Cellular Technology for Smart Grid Communications. Retrieved November 4, 2016, from <https://www.qualcomm.com/documents/3g-cellular-technology-smart-grid-communications>.
36. Sessa, C., & Ricci, A. (2014). The world in 2050 and the New Welfare scenario. *Futures*,58, 77-90. doi:10.1016/j.futures.2013.10.019
37. Smart Grid Australia. (n.d.) SGA Mission Statement. Retrieved 2015 from <https://www.smartgridaustralia.com.au/>
38. *Smart Grid Communications R&D Roadmap*(Rep.). (2015). Office of Electricity Delivery & Energy Reliability. Retrieved from <https://secure.inl.gov/SmartGrid/Default.aspx>.
39. Smart grids and meters - Energy - European Commission. (2018, December 05). Retrieved from <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/market-and-consumers/smart-grids-and-meters>
40. SMB Smart Grid Strategic Group. (2017). *Smart grid standardization roadmap*. Geneva, Switzerland: International Electrotechnical Commission.
41. US Energy Information Administration. (2011). *Smart Grid Around the World: Selected Overviews*. Washington.
42. Uslar, M., Rohjans, S., Bleiker, R., Gonzalez, J., Specht, M., Suding, T., & Weidelt, T. (2010). Survey of Smart Grid standardization studies and recommendations — Part 2. *2010 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe)*. doi:10.1109/isgteurope.2010.5638886
43. Vincent, E. N., & Yusuf, S. D. (2014). Integrating renewable energy and smart grid technology into the Nigerian electricity grid system. *Smart Grid and Renewable Energy*, 5(09), 220.
44. Welsch, M., Bazilian, M., Howells, M., Divan, D., Elzinga, D., Strbac, G Yumkella, K. (2013). Smart and Just Grids: Opportunities for sub-Saharan Africa: *Energy Future Lab*, 1-32.

45. *What is a smart Grid?*(Rep.). (2015). United State Department of Energy.
46. Zaglago, L., Craig, C., & Shah, H. (2013, July). Barriers to nationwide adoption of the smart grid technology in Ghana. In *Proceedings of the World Congress on Engineering, London, UK* (pp. 7-11).
47. Zareen, N., Mustafa, M. W., Al Gizi, A. J., & Alsaedi, M. A. (2012). Worldwide Technological Revolutions and Its Challenges under Smart Grid Paradigm: A Comprehensive Study. *International Journal of Scientific & Engineering Research*,3(11). Retrieved from https://s3.amazonaws.com/academia.edu.documents/34992501/researchpaper_Worldwide-Technological-Revolutions-and-Its-Challenges-under-Smart-Grid-Paradigm-A-Comprehensive-Study.pdf?AWSAccessKeyId=AKIAIWOWYYGZ2Y53UL3A&Expires=1544963451&Signature=asKbTP3Uccz_g8vo6jdaZefUjo=&response-content-disposition=inline;filename=Worldwide_Technological_Revolutions_and.pdf.
48. Zpryme Smart Grid Insights. (2012). *Smart Grid Appliance Market*(Rep.). Retrieved from <https://en.calameo.com/read/000414633b7114eb71985>.

Communication Technologies integration into the Electrical System of the city of Praia

Claudino Mendes¹ and Mateus Andrade¹

¹Universidade de Cabo Verde, Praia, Cabo Verde.
Claudino.mendes@docente.unicv.edu.cv,
mateus.andrade@docente.unicv.edu.cv

Abstract

The electric sector in small island states, such as Cape Verde, have many related weaknesses, such as: high percentage of commercial losses - mainly theft, difficulty in integrating renewable energy and lack of quality in energy supply, which has reflected in a high cost of electricity. In this sense, Smart Grid technologies have been one of the main bets to guarantee the sustainability of the ES in these regions, to improve its reliability, to maximize its energy efficiency and to increase its robustness. Thus, the integration of technologies such as: SCADA / EMS / DMS, Smart Meters and DER, requires a two-way communication system that interconnects the whole system, allowing to monitor and control the entire electrical network, giving it the ability to identify and correct almost instantly, the constraints caused by demand. This paper presents an architecture proposal for the communication system that could be coupled with the ES of Praia, as a way to guarantee the integration and communication of SG technologies, as well as to enable new applications and services that would assist in the management of all sector. The proposed communication system architecture results from the application of international precepts and norms as well as the results obtained through simulation software, taking into account the existing endogenous technologies and the geographic and socioeconomic conditions of the city.

Keywords: Smart grid, Communication Technologies, Electrical system (ES).

1. Introduction

Investment in smart, modern and robust electricity networks is an undeniable need for small island states because, in most cases, despite their scarce natural resources, have excellent renewable resource use conditions as sun and wind. This requires an electrical system management and control system with specific attributes needed to answer the many adversities inherent in their condition, usually

associated with high dependence on oil, the difficulty of renewable energy integration, inefficiency and ineffectiveness of electrical networks, and that of course entails large power losses and a high cost of electricity for consumers [1].

Smart Grid technologies emerge as a natural alternative for those wishing to improve the performance of its energy systems, especially with respect to minimizing technical losses, eliminating energy theft, the integration of distributed renewable energy and reduction of environmental impact, as it allows managing energy storage, improving communication between the various subsectors of the electrical system (ES), managing the integration of renewables and controlling the levels of CO₂ emissions in all stages of ES [2]. In this process, communication systems have a key role, both in the process of transmission, analysis and data control, as in the monitoring process and in decision making, working at various levels of the electrical system: the production, through transmission and distribution to the final consumer [3].

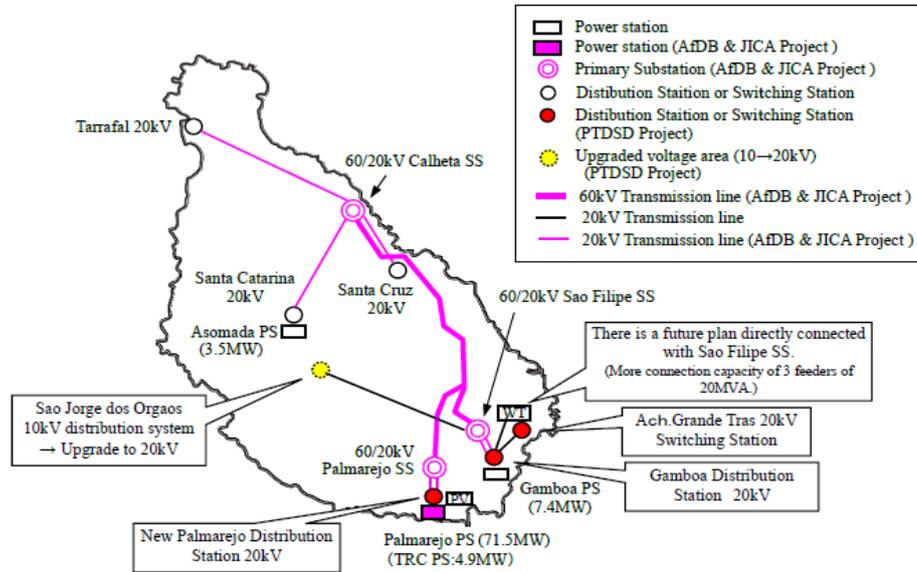
This article aims to evaluate the integration of communication systems in a smart grid on an island system and define the requirements and structure of communication systems that best adapted to their ES, considering its geographical feature and the availability of existing infrastructure, taking as case studies the city of Praia, Cape Verde. The study presents a communication architecture proposal for a smart grid taking into account the technical and economic aspects of the grid and existing communication infrastructures as well as the geography of the archipelago.

2. Electrical and Communication System of the city of Praia.

The ES of the city of Praia works integrated way with the ES of the island of Santiago, and the network that is has a high-voltage transmission lines (HV) with a 60kV voltage, which connects the island of the ES, and distribution network Medium voltage (MV) with a 20kV voltage, which feeds the various processing stations of the island. The electrical supply is provided by a diesel power plant, wind farm and photovoltaic power plant, according to figure 1 [4]. The distribution network is the electrical system of the sector with the highest deficit, where the absence of a communication system it is noted more clearly, because the way the monitoring and control has been carried out does not allow the concessionaire to fully answers the constant requests in terms of operating and maintaining the network, new customer request, network expansion and integration of microgeneration. However the issue of loss remains the most worrying whether technical losses or commercial losses, including theft and burglary. In 2016 the values of electrical losses were more than 1/3 of the production.

On the other hand, in terms of communication system, the widespread use of wireless technologies has allowed to the city give answers timely and appropriate the constant demands of the demand of the ICT sector, both in terms of quality of service availability, as the level of introduction these technologies in the various state sectors, including as a tool to assist in governance. According to the report of the National Communications Agency (ANAC) for the second quarter of 2016, the penetration rate of mobile devices was 118% in relation to population, internet services had a total of 312,940 signatures, mainly through 3G technology, introduced in 2011 and accounted for 261,693

subscribers, corresponding to 56% of the population and the ADSL internet service with a 2.8% penetration rate [5].



Source: JICA Study Team

Figura 1 - Configuração da rede de transmissão elétrica de Santiago.

The most commonly used wireless technologies are: GSM, 3G and WiMAX, its characteristics are shown in Table 1. The 3G network uses radio frequency (RF) technology and provide the data and voice services. The WiMAX system is based on the IEEE 802.16-2005 standards and the WiMAX Forum, it also provides data, voice and video services used exclusively by private state network [6]. ADSL is the most widely used technology wired then the optical fiber has increased its use every year. This technology uses copper cable to provide data and voice services covering all parts of the city, the GSM technology is used for communication services with a high rate of coverage.

Technology	Spectrum	transmission rate	Coverage	Application on
GSM	890 – 935 MHz	< 14.4 Kpbs	1 -10 Km	Mobile Communication
GPRS	1800-2100 MHz	< 170kbps	1 -10 Km	Mobile Communication
3G	2.11-2.17GHz	2Mbps	1 -10 Km	Data, Voice, Video
WiMAX	2.56-2.63 GHz	< 25Mbps	10-50Km (LOS) 1-5Km (NLOS)	Data, Voice, Video

Table 1 - Features of wireless technologies in the city of Praia.

3. Communication systems for Smart Grid

Smart grid is a technology that allows the ES interconnection and interaction between all the elements associated with it through advanced communication technologies, monitoring and control, in order to efficiently provide electricity for economic, safe and sustainable manner, benefiting producers, distributors and consumers [7]. The operation of the SG is leveraged in a number of technologies and applications, connected to sensors and actuators through a bidirectional communication system connects the entire system, from production through distribution to end users, allowing the dealership to monitor and control all network, giving it the ability to "self-healing", ie ability to identify and correct almost instantaneously the constant constraints caused by demand on the network [8].

3.1. Smart Grid Technologies

As a way to improve the reliability and efficiency of electricity supply, Smart Grid offers a range of technologies whose impact is reflected in the reduction of generation costs and electricity supply to consumers, as follows:

Smart meter and Advanced Metering Infrastructure

Smart Meter (SM) is often referred as an essential requirement in the implementation process of a smart grid, one times, coupled to a bidirectional communication system and a data management center provides enumeras advantage in terms of measurement and counting in all subsectors of the ES [9]. A *Advanced Metering Infrastructure* (AMI) emerges as a technology that involves not only the SM but also an infrastructure that encompasses communications, applications and interfaces, enabling data exchange between the central production and distribution network counters and consumers, figure 4.

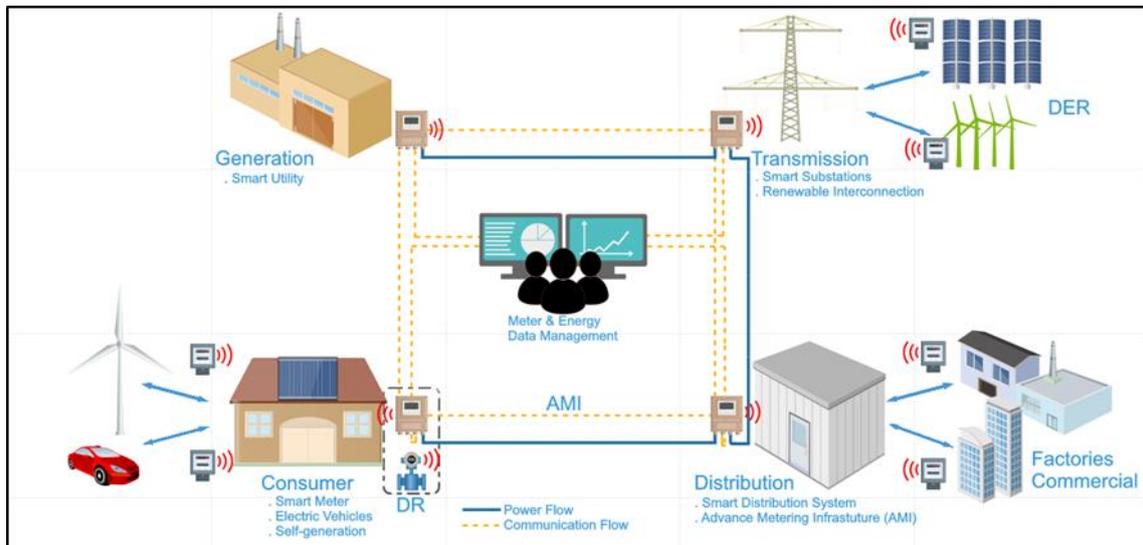


Figure 2 - AMI operating architecture

Energy Management System and Demand Management System

The Energy Management System technology (EMS) is responsible for the management of production systems and substations, this technology covers both production of conventional power plants and renewable production of wind or photovoltaic plants. The EMS technology, based on communication

and the various control and measuring device technologies, enables monitor, control and optimize system performance in terms of generation and electricity transmission [10]. The Demand Management System technology (DMS) offers a great deal through the communication system, methods of regulation and economic incentives that can provide as well as other features that enables to optimize the network through a more efficient control of resources and demand by the system operator as well as the reduction of system losses and decreased CAIDI and SAIDI [47].

Distributed energy resources

Through its ability to automatic voltage regulation can control electrical systems with high DER penetration rate, since the problems related to the integration of renewable in the network such as distortion harmonics, voltage variation and synchronization between production and the network can be mitigated based on forecasts and permission of Demand Side Management. These technologies enable distributed generation is injected both in network transmission and in distribution, in addition to storage, allowing it to provide greater reliability and robustness, since the *backup* is always available [11] [12].

3.2. Communication requirements for Smart Grid

For the proper functioning and performance of a SG, it is necessary to define a communications structure that ensures reliability, sophistication and speed and to allow the interconnection and exchange of information between the various network components, such as generators, substations the transformer stations, the storage systems and consumers, either in real time and that benefits all system stakeholders [13].

Smart Grid communications are standardized protocols based on allowing the interconnection with the main control unit through a secure communication network structure composed of these three hierarchical layers: *Local Area Network* (LAN), *Home Area Network* (HAN) e *Wide-Area Network* (WAN), according to figure 5 [14]. For each of these networks there are several technologies that support them as application, range, or transmission capacity that is intended. The technologies can be wired or wireless, and the most widely used wireless technologies are: 3G, WiMAX, ZigBee or Wi-Fi. These technologies have the advantage of operating with cheaper infrastructure and allow connections in hard to reach areas, but are more vulnerable to external interference in transmission. On the other hand, wired technologies like fiber optics, PLC, Digital Subscriber Line (DSL) and Coaxial Cable, have no interference problems and do not need external power sources such as battery to operate, but the cost of their implementation is higher [15] [16]. This time, the big challenge for electric power companies will be in the definition of reporting requirements and meet in the best communications infrastructure choice and which best fits the reality in which it is framed, in order to ensure a safe, affordable and reliable.

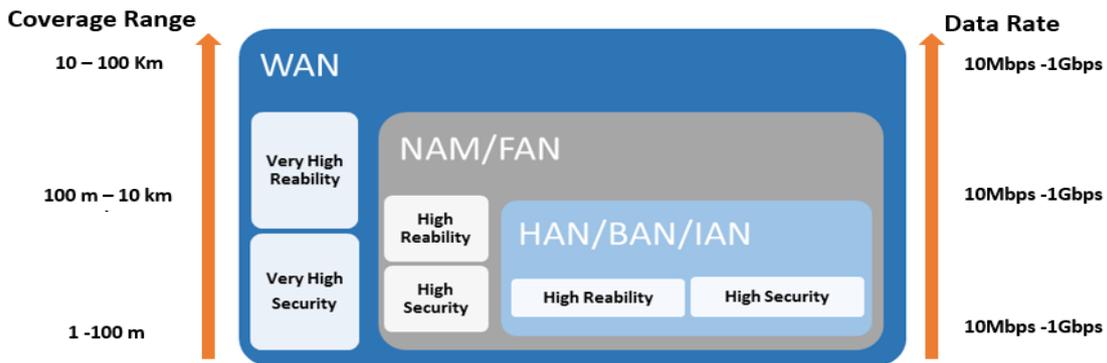


Figure 3 - Date rate and communication range requirements for smart grid communications

4. Architecture grid based on communication and information technologies

The new layout propose a communication structure that ensures a two-way communication to and from all levels of the electronic system communication based on an array of sensors, actuators, accelerometer and Phasor Measurement Units (PMU) to be integrated network, enabling him to make available to the operations and monitoring center all information related to the operation of the electrical network Figure 6. The proposed WAN network covers a wide geographic area encompassing the LANs of the exchanges and the substation networks, also known as the backhaul network. This network would enhance the dispatch system SCADA / EMS / DMS existing, mainly in the ER production management integration in the electricity grid. The proposed communication technology to support the network would be a hybrid system using fiber optic and telecommunication operators 3G technology for the transmission of data between production centers and substations [17]. On the other hand to ensure communication in the distribution network from substation distribution to consumers, it proposes the creation of several networks NAN or FAN based on GSM and GPRS communication technology, or 3G technology. Each network NAN result of the aggregation of several MS within a neighborhood around an aggregator / data collector to form a neighborhood network. In turn each data collector would connect to the backhaul network of the WAN, enabling full communication from the SM and other control device, consumers through the automatic counting system in PT, to the central server located in the center of control of power plants [17] [18]. This communication structure would provide the entire electrical system intelligence helping him to monitor, manage, measure and intervene in real time in all sectors, from production to final consumers via EMS and AMI with the possibility of DR, with the ADSL and 3G communication technologies, due to their transmission capacities and levels of territorial coverage. At the consumer level, several HAN, BAN and IAN networks are proposed for residential, commercial and industrial consumers respectively. These networks would allow the interconnection of the SM with the intelligent devices of residences or buildings, residential automation systems, energy storage systems, microgeneration and electric vehicles, separately or together [19]. The HAN network ensure communication between

the accounting systems of each individual consumer and the utility, through technologies such as ZigBee, WiFi, ZWave, GSM or Ethernet [14] [20].

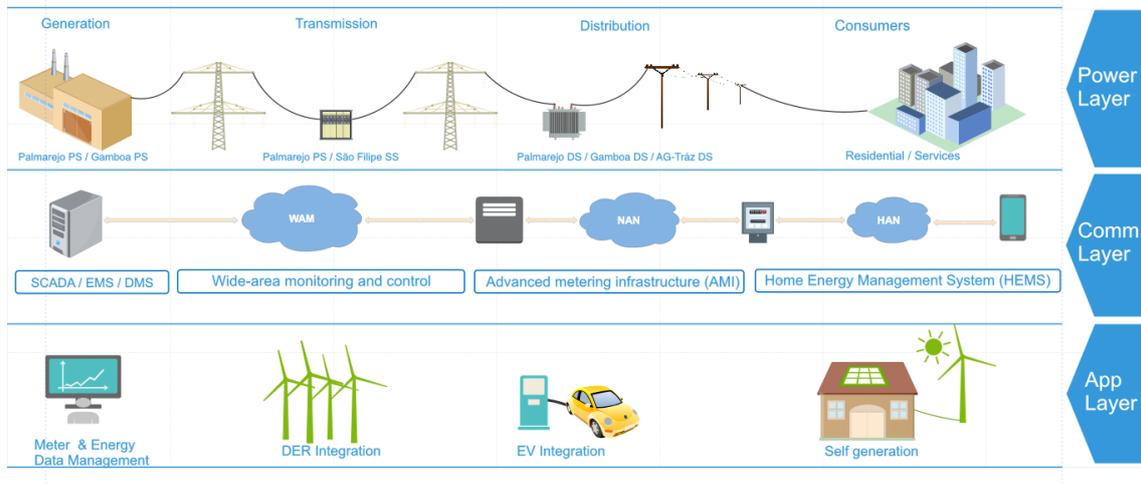


Figure 4 - Smart Grid system layout to the city of Praia.

5. Conclusion and recommendations

In the city of Praia are being tested some pilot projects such as: SCADA / EMS / DMS, smart meters and DER integration. However, what is observed is that these projects have been tested in an individualized and disintegrated way, so that the results are not at the desired level, in this sense one of the essential components for this effective integration would be the telecommunication infrastructures. The architecture proposed here aimed to define the requirements and structure of the communication systems that best would adapt to the ES taking into account its geographical characteristics and the availability of existing infrastructures. It became clear that at this stage, due to the mentioned ES characteristics, a hybrid communication structure combining fiber optics with GSM and 3G would be the one that would best meet the requirements. These infrastructure when integrated with ES, improve system reliability; increase the physical security of its components; facilitate the operations, maintenance and repair; facilitate communication with consumers, improve the process of measuring and billing of energy use; increase energy efficiency; enable a better integration of renewable energies as well as electric vehicles, and reduce peak demand with consequent economic and environmental gains.

It is recommended for the effective implementation of the Smart Grid in the city, which enhance cooperation, coordination and communication among the various industry stakeholders, the need to improve or create regulations for this purpose, which approves new policy guidelines for planning and management of the ES, directed to Smart Grid. It is also recommended, a more active role of regulators and supervisory of the sector as well, training and consumer awareness.

References

- [1] Schneider Electric, "Island Micro-grid," in *Cabo Verde Micro-grid*, Praia, 2014.
- [2] M. E. El-hawary, "The Smart Grid State-of-the-art and Future Trends," in *Electric Power Components and Systems*, vol. 42, T. & F. Group, Ed., Taylor & Francis Group, 2014, p. 3–4.
- [3] V. C. Gungor, "Smart Grid Technologies: Communication Technologies and Standards," *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 7, p. 530, 2011.
- [4] Japan International Cooperation Agency, "The Study of Information Collection and Verification Survey for Renewable Energy Introduction and Grid Stabilization in the Republic of Cabo Verde," Praia, 2016.
- [5] Agencia Nacional das Comunicações - ANAC, "Indicadores Estatísticos do Mercado das Comunicações Electrónicas em Cabo Verde - Segundo Trimestre 2016," 2017. [Online]. Available: http://anac.cv/index.php?option=com_content&view=article&id=504%3Aindicadores-estatisticos-segundo-trimestre-2016&catid=34%3Aanuncios&Itemid=63&lang=en. [Accessed 7 Janeiro 2017].
- [6] Nucleo operacional para a sociedade de informação (NOSi), *Projecto de Upgrade da Plataforma de Governação Electrónica*, Praia, 2009.
- [7] Global Smart Grid Federation, "Smart Grid," Global Smart Grid Federation, 2017. [Online]. Available: <http://www.globalsmartgridfederation.org/smart-grids/>. [Accessed 15 Fevereiro 2017].
- [8] M. a. A. J. A. G. N.Zareen, "Worldwide Technological Revolutions and Its Challenges under Smart Grid Paradigm: A Comprehensive Study," *International Journal of Scientific & Engineering Research*, vol. 3, no. 11, pp. 1- 6, 2012.
- [9] I. C. R. Bayindir, "Smart grid technologies and applications," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 66, p. 499–516, 2016.
- [10] C. P. A. D. Prabhash Nanda, "Energy Management System in Smart Grid: An Overview," *International Journal of Research and Scientific Innovation*, vol. II, no. 12, pp. 31-38, 2015.
- [11] A. Mahmood, "A review of wireless communications for smart grid," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, pp. 248-260, 2015.
- [12] M. K. T. M. K.S. Reddy, "A review of Integration, Control, Communication and Metering (ICCM) of renewable energy based smartgrid," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 38, p. 180–192, 2014.
- [13] V. C. Gungor, "A Survey on Smart Grid Potential Applications and Communication Requirements," *IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRIAL INFORMATICS*, vol. 9, pp. 28-41, 2013.
- [14] M. Kuzlu, M. Pipattanasomporn and S. Rahman, "Communication network requirements for major smart grid applications in HAN, NAN and WAN," *Computer Networks*, vol. 67, pp. 74-88, 2014.
- [15] International Energy Agency (IEA), "www.iea.org," 2011. [Online]. Available: https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/smartgrids_roadmap.pdf. [Accessed 15 Fevereiro 2017].
- [16] M. P. M. Kuzlu, "Assessment of communication technologies and network requirements for different smart grid applications," in *IEEE Innovative Smart Grid Technologies (ISGT) Conference*, 2013.
- [17] Qualcomm, "3G Cellular Technology for Smart Grid Communications," 2012. [Online]. Available: <https://www.qualcomm.com/documents/3g-cellular-technology-smart-grid-communications>. [Accessed 04 11 2016].
- [18] F. Bouhafs, M. Mackay and M. Merabti, "The Smart Grid in the Last Mile," in *Communication*

Challenges and Solutions in the Smart Grid, SpringerBriefs in Computer Science, 2014, pp. 25-35.

- [19] R. R. Mohassel, A. S. Fung, F. Mohammadi and K. Raahemifar, "A Survey on Advanced Metering Infrastructure and its Application in Smart Grids," in *IEEE 27th Canadian Conference*, Toronto, ON, Canada, 2014.
- [20] S. Borlase, "Communications Systems," in *Smart Grids: Infrastructure, Technology, and Solutions*, Taylor & Francis Group, 2013, pp. 266-294.