UNIVERSIDAD DE LAS PALMAS DE GRAN CANARIA

Máster Oficial en Eficiencia Energética





Trabajo Final de Máster

Modelado del Sistema Eléctrico de la Isla de El Hierro para mejoras en Eficiencia Energética y Generación Distribuida

Fidel Cabrera Quintero

Tutor: José Fernando Medina Padrón

Septiembre - 2017

A mi familia...,

por esos momentos en que no estaba..., absorto mirando unas flechitas en el ordenador...

Agradecimientos

Deseo expresar mi agradecimiento a todas aquellas personas que han contribuido a la realización de este trabajo y el objeto del mismo, especialmente a D. José Fernando Medina Padrón, tutor, por su conocimientos y saber hacer.... verdadera fuerza impulsora del mismo por su constante apoyo y dedicación.

A D. Juan Manuel Quintero Gutiérrez y a D. Tomás Padrón Hernández por sus aclaraciones y comentarios y por haber hecho posible ese maravilloso tango herreño energético de viento y agua, al cual, esperamos que pueda incorporarse un poco más de sol piñero en pos de esa asíntota del 100% renovable marcada en el camino a seguir en nuestra Isla....

Resumen

El trabajo consiste en realizar un modelado mediante el software "Power World" del Sistema Eléctrico de la Isla de El Hierro, incluyendo la nueva central hidroeólica de "Gorona del Viento". Se ajustará lo más posible a su estado actual en cuanto a los parámetros de fuentes de generación, líneas de distribución de 20 kV, (aéreas y subterráneas), y cargas del sistema. Para este proceso se utilizará información pública y se realizarán estudios de eficiencia energética y pérdidas del sistema para diferentes estados de funcionamiento, así como su respuesta frente a diferentes incidencias.

Con este modelo base, se estudiará el potencial de generación de energía eólica y fotovoltaica en el territorio, mediante sistemas de Generación Distribuida, implementándolos en el modelo anterior. Dado el carácter de investigación del Máster, las dos instalaciones se plantearán en función de las necesidades del Sistema Eléctrico de la isla y priorizando la estabilidad y seguridad del mismo. En el caso de la fotovoltaica, mediante un Sistema de Almacenamiento con Baterías para suavizar las fluctuaciones a corto plazo de energía generada y en el caso de la eólica, mediante un control por regulación de carga, asociado a un consumo de energía en desalación y bombeo de agua.

Índice general

Índice de figuras

Índice de cuadros	
1. Introducción	1
1.1. Contextualización	1
1.2 Objetivo	3
1.3. Recursos y obtención de datos de partida	4
1.4 Actualidad	4
1.5 Relación con las competencias del Máster	6
1.6 Publicaciones generadas.	7
2. Modelado del sistema eléctrico mediante software PowerWorld.	8
2.1. Datos de partida.	8
2.1.1. Topología de la red eléctrica.	8
2.1.2. Centros de Transformación como Nudos del modelo	9
2.1.3. Líneas de distribución de 20 kV	10
2.2 Explotación de datos de REE año 2016	17
2.2.1 Datos de generación	17
2.2.2 Datos mensuales según estructura de generación	21
2.3 Modelos de los sistemas de generación	29
2.3.1 Grupos Diesel	29
2.3.2 Grupos Hidraúlicos	31
2.3.3 Modelo de Planta Fotovoltaica	33
2.3.4 Aerogeneradors Enercon E-70 (full converter)	36
2.3.5 Modelo de batería	39
3. Validación del modelo del sistema eléctrico	41
3.1. Análisis en régimen dinámico	42
3.2. Diferentes escenarios de cargas	45
3.3. Estudio de Eficiencia Energética del sistema.	49
3.4. Estabilidad en Frecuencia	56
4. Estudio del potencial en energías renovables en la Isla	65
4.1. Potencial eólico.	65
4.2. Potencial solar	66
4.3. Datos de una instalación fotovoltaica en El Pinar	67
4.3. Dificultades de integración de la energía solar	69
5. Propuesta de Sistemas de Generación Distribuida.	70
5.1. Sistema de baterías en la Restinga	71
5.2. Instalación de Energía Fotovoltaica en Dársena	74
5.3. Aerogenerador y planta de desalación en la Restinga	75
5.4. Instalaciones en régimen de autoconsumo	75
5.5. Integración en el Modelo PowerWorld	76
6. Conclusiones y líneas futuras de investigación y desarrollo	78
6.1. Herramienta de mejora de Eficiencia Energética	78
6.2 Estabilidad de los sistemas de generación eléctrica distribuida	78
6.3 Sistemas Inteligentes aplicados a redes de Energía (Smartgrid)	78
7. Referencias y bibliografía	79

Índice de figuras

Figura 1.1. Ubicación y configuración de Gorona del Viento: fuente [4]	2
Figura 1.2. Instalaciones de planta experimental La Plana de Gamesa	6
Figura 2.1. Ubicación en plano de los Centros de Transformación	8
Figura 2.2. Apoyo F5 de la serie olmo de las líneas aéreas	10
Figura 2.3. Armados de las torres de apovo de las líneas de distribución	11
Figura 2.4. Vistas de CT de La Restinga, con diesel móvil y de Pozo de la Salud	12
Figura 2.5 Vistas de CT de Taibique. La Caleta y Erese	12
Figura 2.6. Esquema del modelo en PW con topología acorde a su ubicación	15
Figura 2.7. Mana da Googla con ubicación da los CT y líneas da distribución	15
Figure 2.8. Día da mayor damanda 22 agosta 16. Gráfica da ganaragión dissal	13
Figura 2.0. Día de mayor demanda 23 agosto 16. Cráfica de generación adica	17
Figura 2.9. Día de mayor demanda, 25 agosto 16. Granca de generación eonca	10
Figura 2.10. Dia de mayor demanda, 23 agosto 16. Generación hidraulica	18
Figura 2.11. Dia de menor demanda 23 febrero 2016. Generación diesel	19
Figura 2.12. Día de menor demanda, 23 febrero 2016. Generación eólica	20
Figura 2.13. Día de menor demanda, 23 febrero 2016. Generación hidraúlica	20
Figura 2.14. Estructura diaria de generación enero de 2016	22
Figura 2.15. Estructura diaria de generación febrero de 2016	22
Figura 2.16. Estructura diaria de generación marzo de 2016	22
Figura 2.17. Estructura diaria de generación abril de 2016	23
Figura 2.18. Estructura diaria de generación mayo de 2016	23
Figura 2.19. Estructura diaria de generación junio de 2016	23
Figura 2.20. Estructura diaria de generación julio de 2016	24
Figura 2.21. Estructura diaria de generación agosto de 2016	24
Figura 2.22. Estructura diaria de generación septiembre de 2016	24
Figura 2.23 Estructura diaria de generación octubre de 2016	25
Figura 2.22. Estructura diaria de generación noviembre de 2016	25
Figure 2.25. Estructure diaria de generación diciembre de 2016	25
Figura 2.25. Estructura diaria de generación julio de 2015	25
Figura 2.20. Estructura diaria de generación junio de 2015	20
Figura 2.27. Esti uctura dialta de generación junio de 2017	20
Figura 2.20. Modelo GENSAL para grupos Diesel	29
Figura 2.29. Modelo EXBASS de excitación para grupos Diesel	30
Figura 2.30. Modelo DEGOVI de regulador de velocidad para grupos Diesel	30
Figura 2.31. Modelo GENSAL de regulador de velocidad para grupos hidraulicos	31
Figura 2.32. Modelo de excitación IEEEX1 para grupos hidráulicos	32
Figura 2.33. Modelo HYGOV de regulador de velocidad para grupos hidráulicos	32
Figura 2.34. Esquema general del modelo de planta fotovoltaica	33
Figura 2.35. Diagrama de bloques del modelo REPC A	34
Figura 2.36. Diagrama de bloques del modelo REEC B	35
Figura 2.37. Diagrama de bloques del modelo REGC A	36
Figura 2.38. Esquema general del modelo de aerogenerador tipo 4 (full converter)	36
Figura 2.39. Diagrama de bloques del modelo REEC_A	37
Figura 2.40. Diagrama de bloques del modelo WTGT A	38
Figura 2.41. Diagrama de bloques del modelo WTGT A	39
Figura 2.42. Diagrama de bloques del modelo REEC C	40
Figura 3.1. Estructura de generación para demanda de máxima potencia en 2016	41
Figura 3.2. Modelo en instante de máxima carga 8MW para desconexión de grupo diesel	42
Figura 3.3 Variaciones de notencia y de frecuencia ante la caída de un grupo diesel	42
Figura 3.4. Variaciones de potencia y de necedencia dine la carda de un grapo deser	42
Figura 3.5. Variación de velocidad de Pelton y de Efd ante la baia de un gruno diesel	43
Figura 3.6. Estructura de generación para demanda de mínima potencia en 2016	رب ۲۷
Figura 3.0. Estituctura de generación para demanda de minimita potencia en 2010	+J 11
Figura 3.7. Moutro en instante de minimila carga 5,200 vy para calda de Enercon	44
Figura 5.0. Respuesta del sistema en regimen dinamico a perdida de generación eolica	44
Figura 5.7. Estructura de generación en el instante de maxima potencia de 2016	45
Figura 5.10. Estructura de generación en el instante de maxima potencia de 2016	46
Figura 3.11. Periodos 48 para el 11me Step Simulation con la estructura de Generación	48
Figura 3.12. Configuración optima del sistema para mejor Eficiencia Energética. 8 MW	49

Figura 3.13. Peor configuración del sistema y peor Eficiencia Energética. 8 MW	50
Figura 3.14. Configuración del sistema priorizando líneas aéreas. 8 MW	50
Figura 3.15. Configuración del sistema priorizando líneas subterráneas. 8 MW	51
Figura 3.16. Configuración óptima del sistema para mejor Eficiencia Energética. 8 MW	51
Figura 3.17. Peor configuración del sistema y peor Eficiencia Energética. 3,2 MW	52
Figura 3.18. Configuración del sistema priorizando líneas aéreas. 3,2 MW	52
Figura 3.19. Configuración del sistema priorizando líneas subterráneas. 3,2 MW	53
Figura 3.20. Configuración del sistema compensando pérdidas en reactiva. 3,2 MW	54
Figura 3.21. Grupo móvil conectado al CT Pozo de Salud	55
Figura 3.21. Grupo móvil conectado al CT Restinga	55
Figura 3.22. Comparación de desviación de frecuencia en modo 100% renovable -diesel	56
Figura 3.23. Datos de frecuencia de la red, cada 2 m, los 10 primeros días de julio de 2016	57
Figura 3.24. Generación eólica el día 7 de julio de 2016 limitada a 7 MW	57
Figura 3.25. Estructura de generación diesel e hidráulica el día 7 de julio de 2016	58
Figura 3.26. Detalle de evento de desviación de frecuencia el 5 de julio de 2016	58
Figura 3.27. Estructura de generación durante el evento del 5 de julio de 2016	59
Figura 3.28. Estructura de generación y frecuencia de red del 8 al 21 de agosto de 2016	60
Figura 3.29. Evento por caída de frecuencia el día 18 de agosto de 2016 a 18:20 horas	60
Figura 3.30. Estructura de generación en evento del día 18 de agosto de 2016 a 18:20 horas	61
Figura 3.31. Variación de frecuencia en régimen dinámico. Casol	63
Figura 3.32. Variación de frecuencia en régimen dinámico. Caso2	64
Finne 4.1 Marcal Minutes PROFE FLIFtener California & Constitution	65
Figura 4.1. Mapa de Vientos. PTOIE El Hierro. Gobierno de Canarias	65
Figura 4.2. Recurso conco a 1 km de la Resunga 9,72 m/s. Graican	05
Figura 4.5. Recurso conco en Gorona del viento 8,01 m/s. Graican	00
Figura 4.4. Polencial fotovoltaico en el núcleo de La Restinga. 1595 kwh/kwp. Grafcan	00
Figura 4.5. Polencial folovoltatco en el nucleo de La Restinga. 1595 k wn/k wp. Oratcan	0/
Figura 4.0. Energia diaria kwi/kwp en El Pinar para todo el año 2010	00
Figura 4.7. Energia dialla K wil/K wp en El Pinar para todo el ano 2014	00
Figura 4.8. Fluctuaciones de generación fotovoltaica. Promedio 2 minutos	09
Figura 5.1. Estrategias de control de PV con BESS	70
Figura 5.2. Propuesta de 1 MW de campo solar + BESS de 1 MW v 6 MWh	71
Figura 5.3. Modo de funcionamiento sistema fotovoltaico con batería	71
Figura 5.4. Esquema de funcionamiento sistema fotovoltaico con batería	72
Figura 5.5. Datos de coste de energía eléctrica y precio de mercado	72
Figura 5.6. Posible ubicación de placas solares en la dársena de La Restinga	74
Figura 5.7. Configuración de sistema de almacenamiento para estabilización de potencia	74
Figura 5.8. Producción de agua desalada prevista en la Isla	75
Figura 5.9. Esquema final del modelo desarrollado con Generación Distribuida	76
Figura 5.10. Detalle de Generación Distribuida y Micro Red en La Restinga	76

Índice de cuadros

Tabla 2.1. Distribución de la población por CT/Nudo	9
Tabla 2.2. Datos de R y X de las líneas aéreas según tipo de conductor	10
Tabla 2.3. Datos de R, X y C de las líneas subterráneas de aluminio	11
Tabla 2.4. Relación de tramos que conectan los nudos del modelo	13
Tabla 2.5. Longitud de líneas aéreas y subterráneas en el modelo	14
Tabla 2.6. Desglose mensual y por generación de la energía consumida en 2016	21
Tabla 2.7. Desglose mensual de energía generada de julio 2015 a junio 2017	27
Tabla 2.8. Comparativa de generación de energía renovable de 2 años	28
Tabla 3.1. Distribución de cargas en los periodos del día de mayor demanda	46
Tabla 3.2. Distribución de cargas en los periodos del día de menor demanda	47
Tabla 3.3. Pérdidas en el día de mayor demanda según carga y generación	48
Tabla 3.4. Pérdidas en el día de menor demanda según carga y generación	48
Tabla 4.1. Promedio anual de generación fotovoltaica zona Sur. Datos reales	67
Tabla 5.1. Cálculo para predicción en la gestión de batería	74

1. Introducción

La tendencia mundial en los Sistemas Eléctricos va hacia un cambio de paradigma en la distribución. Estamos en un momento de transición de sistemas centralizados con centrales de gran potencia de generación y líneas de transporte y distribución, que cubren grandes distancias hasta el último de los consumidores, a un sistema donde cada vez son más importantes los sistemas de Generación Distribuida y de Almacenamiento Distribuido, donde hay fuentes energía, en la mayoría de los casos de origen renovable, localizada cerca de las cargas locales. Esto conlleva una variedad de beneficios, incluyendo una mayor fiabilidad si la integración en el sistema de distribución eléctrica se realiza correctamente [1].

Las micro redes son sistemas que tienen al menos un recurso energético distribuido y cargas asociadas y pueden formar Islas en los sistemas de distribución eléctrica. Dentro de las micro redes, las cargas y las fuentes de energía se pueden desconectar, o volverse a conectar con el sistema principal con un mínimo de interrupción. Cada vez que una micro red se implemente en un sistema de distribución eléctrico, debe estar bien planificada para evitar causar problemas.

La otra gran tendencia en la generación de energía eléctrica, es la transición desde las fuentes de energía fósil a sistemas de generación de energía renovable, principalmente eólica y solar que por su propia naturaleza son poco predecibles y fluctuantes, lo que limita su grado de penetración en los sistemas eléctricos. Esto supone un reto y el desarrollo de sistemas de almacenamiento de todo tipo. En los últimos años han cobrado especial importancia y desarrollo los sistemas de almacenamiento hidráulico y de baterías, principalmente de ion-litio.

Un sistema eléctrico pequeño como el de la isla de El Hierro, y su reciente puesta en marcha de una central Hidroeólica, es ideal para implementar ese tipo de sistemas y estudiar su comportamiento, razón por la cual se ha escogido para desarrollar un modelo mediante el programa PowerWorld, lo más aproximado posible a la realidad, para sobre el mismo, proponer Sistemas de Generación Distribuida y de configuración del sistema, siempre bajo el punto de vista e la Eficiencia Energética.

1.1. Contextualización

La Isla de El Hierro es la más pequeña de las Islas Canarias con 278 m2 y una población entorno a 10.000 habitantes. Desde el año 1997, promovido por su Cabildo Insular, se puso en macha un plan de desarrollo sostenible [2]. Debido a sus valores medioambientales y esta voluntad política por la sostenibilidad, la Isla fue declarada por la UNESCO reserva mundial de la Biosfera en enero de 2001 y en septiembre de 2014 también ha sido declarada Geoparque, formando parte de la Red de Geoparques Europeos, siendo el décimo territorio español en obtener esta distinción [3].

En cuanto a infraestructuras energéticas, la principal actuación ha sido la puesta en marcha de un sistema de generación de energía hidroeólico, con el objetivo de conseguir el mayor porcentaje posible de energía renovable en el sistema eléctrico de la Isla.



Figura 1.1. Ubicación y configuración de Gorona del Viento: fuente [4]

El proyecto Hidroeólico comprende, en este momento, los elementos que se relacionan a continuación [4]:

Depósito Superior: Situado en el cráter de "La Caldera", tendrá una capacidad máxima de 500.000 m3 y dos tomas sumidero con impermeabilización en lámina PVC reparable bajo el agua.

Depósito Inferior: Situado en las proximidades de la C.T. Llanos Blancos, tendrá una capacidad útil de 150.000 m3, conformado por una presa construida a tal fin de materiales sueltos y impermeabilización en lámina PVC reparable bajo agua.

Conducciones forzadas, compuestas por dos tuberías aéreas con tramo de 530 m bajo cardonal en galería. Conducción de impulsión de 3015 m de 0,8 m de diámetro, conducción de turbinado de 2.350 m de 1 m de diámetro y conducción de aspiración de 188 m de 1 m de diámetro.

Central de Bombeo: instalado en un edificio de nueva construcción, estará constituido por 2 grupos bomba de 1500 kW y 6 grupos bomba de 500 kW, con una potencia total de 6 MW. Con variadores de 1500/500 kW.

Central de Turbinado: Constituida por 4 grupos Pelton de 2.830 kW de potencia cada uno, con una potencia total de 11,32 MW. El caudal máximo en generación es de 2,0 m³/s, con un salto bruto de 655 metros.

Parque eólico: Constituido por un conjunto de 5 aerogeneradores (Enercon E-70) de 2,3 MW de potencia cada uno, con una potencia total de 11,5 MW.

Subestación Eléctrica de Interconexión entre central hidráulica, central de bombeo y parque eólico. Se situará en zona anexa a la Subestación de Llanos Blancos, de doble embarrado y doble interruptor y punto de enganche en Llanos Blancos.

Durante el desarrollo del Máster esta infraestructura ha sido un referente en cuanto a proyecto ejemplo de almacenamiento de energía eólica, en un sistema hidráulico, lo que permitiría optimizar el porcentaje de energías renovables en el MIX energético del sistema. Propuesta que ahora mismo se está llevando a cabo en Gran Canaria con la central reversible Chira-Soria.

Se ha realizado una extensa revisión bibliográfica sobre esta propuesta que ha tenido y tiene gran repercusión internacional. Se encontraron bastantes referencias y estudios previos sobre la estabilidad [5], su análisis en régimen dinámico [6] y viabilidad técnica [7] y económica [8] de este novedoso sistema, incluyendo un estudio para determinar el punto de cruce económico, (medido en €/barril de petróleo), entre una instalación tradicional de generación de energía diesel y este sistema híbrido de energía eólica en la isla de El Hierro [9].

Por otro lado, a raíz de los compromisos adquiridos por su declaración como Reserva de la Biosfera en 2001, en la Isla se realizó un programa de soterramiento de gran parte de las líneas aéreas de transporte de energía eléctrica en media tensión 20 kV. También se instalaron nuevas líneas subterráneas para cierre en anillo logrando una mayor seguridad de suministro. Se disponen por tanto de diferentes alternativas de funcionamiento del sistema eléctrico, por tanto, con diferentes grados de eficiencia energética del mismo. Esto se consigue mediante la apertura o cierre de algunos tramos y/o seleccionando trazados aéreos o subterráneos para la distribución.

1.2 Objetivo

Con estos antecedentes, se abordó este Trabajo Fin de Máster cuyo objetivo es obtener un modelado del sistema eléctrico presente en la Isla, para sobre el mismo, estudiar y proponer mejoras en eficiencia energética y diseñar sistemas de Generación Distribuida mediante energías renovables, que contribuyan de forma global a la eficiencia del sistema eléctrico en su conjunto.

Para analizar el actual sistema eléctrico de la Isla, se ha utilizando como referencia básica bibliográfica el *Power System Analysis and Design, Fifth Edition.J. Duncan Glove* [1] y el software de simulación "PowerWorld", realizando el modelado minucioso de las infraestructuras actuales en la Isla, incluyendo la nueva central hidroeólica de "Gorona del Viento". Este modelo se ha ajustado lo más posible a su estado actual en cuanto a los parámetros de fuentes de generación, líneas de distribución de 20 kV, (aéreas y subterráneas), y cargas del sistema.

En este trabajo el objetivo es realizar estudios de eficiencia energética y pérdidas del sistema para diferentes estados de funcionamiento, así como su respuesta frente a diferentes incidencias. Con este modelo base, se ha estudiado el potencial de generación de energía eólica y fotovoltaica en el territorio, mediante sistemas de Generación Distribuida, realizando una propuesta de implementación mediante el modelo desarrollado. Gracias al modelo previamente desarrollado, se ha podido cuantificar de forma objetiva su aportación a la mejora de la eficiencia energética del sistema eléctrico de la Isla en su conjunto.

Dado el carácter de investigación del Máster, las instalaciones se han planteado en función de las necesidades del Sistema Eléctrico de la isla y priorizando la estabilidad y seguridad del mismo. En el caso de la fotovoltaica, mediante un Sistema de Almacenamiento con Baterías con dos tipos de estrategias: generación a potencia constante y compensación de las fluctuaciones a corto plazo de energía generada. Para en el caso de la eólica, asociado a un consumo de energía en desalación y bombeo de agua, en base a los datos reales de consumo de energía y demanda de potencia de esta infraestructura presente en La Restinga.

1.3. Recursos y obtención de datos de partida.

Para este trabajo sólo se ha utilizado información pública: datos publicados por REE, del Consorcio de Aguas de la Isla, del Gobierno de Canarias, datos obtenidos de Google Earth, publicaciones de prensa y en el Boletín Oficial de Canarias, además de algunas consultas con antiguo personal de UNELCO en la Isla.

Como parte importante del mismo, también se cuenta con los datos producción de una instalación solar fotovoltaica conectada a red desde 2007, ubicada en el núcleo de Taibique, en la zona Sur de la Isla, y que aporta información real y contrastada sobre datos de irradiación y de generación de energía fotovoltaica en la zona. Esta explotación y análisis de datos, permite predecir, en base a series de datos históricos de 10 años, el comportamiento, y así diseñar la configuración óptima, para una nueva instalación solar fotovoltaica con respaldo de almacenamiento de energía con baterías.

En este trabajo, han realizado estudios de eficiencia energética y pérdidas del sistema para diferentes estados de funcionamiento, así como su respuesta frente a diferentes incidencias. Con este modelo base, se ha estudiado el potencial de generación de energía eólica y fotovoltaica en el territorio, mediante sistemas de Generación Distribuida, realizando una propuesta de implementación mediante el modelo desarrollado. Gracias al modelo previamente desarrollado, se ha podido cuantificar de forma objetiva su aportación a la mejora de la eficiencia energética del sistema eléctrico de la Isla en su conjunto.

Dado el carácter de investigación del Máster, las instalaciones se han planteado en función de las necesidades del Sistema Eléctrico de la isla y priorizando la estabilidad y seguridad del mismo. En el caso de la fotovoltaica, mediante un Sistema de Almacenamiento con Baterías con dos tipos de estrategias para suavizar las fluctuaciones y variabilidad de la energía generada y en el caso de la eólica, mediante un control por regulación de carga, asociado a un consumo de energía en desalación y bombeo de agua.

1.4 Actualidad, antecedentes y estado actual del tema.

En cuanto a la actualidad del tema tratado en este trabajo, hay bastante información sobre proyectos similares al estudio planteado y que ya se están desarrollando en la actualidad, en cuanto a la utilización de baterías como sistema de almacenamiento y de respaldo frente a fluctuaciones de sistemas de energías renovables eólica o fotovoltaica.

En islas del Caribe como San Eustaquio y Bonaire, en Galápagos (Baltra/Santa Cruz) o en Hawai (Kauia) y Samoa (Tau), donde ya se ha experimentado con diferentes tipos de baterías. Todo este tipo de proyectos buscan una mayor penetración e integración de las energías renovables, incluso al 100%, en sistemas eléctricos pequeños y aislados, similares al de la Isla de El Hierro.

<u>Isla de San Eustaquio</u> [10]. Caribe, Países Bajos. 3300 habitantes. 13,5 GWh. **Configuración.** Sistema híbrido: 1,9 MW fotovoltaicos y 1 MW- 570 kWh de baterías Ion-Litio y 4 MW de Diesel. Renovable un 23% de la energía anual.

Isla de Bonaire [11]. Caribe, Países Bajos. 14.500 habitantes. 75 GWh. **Configuración.** Sistema híbrido: 11 MW eólicos y 3 MW- 1320 Ah de nickel y 14 MW de Diesel. Renovable un 45% de la energía anual. Islas de Baltra y Santa Cruz. [12]. Galápagos. Ecuador. 15.000 habitantes.

Configuración. Sistema híbrido: 3 MW eólicos, 1,5 MW fotovoltaicos y 1 MW- de baterías Ion-Litio y 4 MW de Diesel. Renovable un 30% de la energía anual.

Isla de Kauai [13]. Hawai. Estados Unidos. 65.000 habitantes.

Configuración: 13 MW fotovoltaicos y baterías 52 MWh de almacenamiento. Funcionamiento desde 2012. Se ha comprobado que las baterías de ácido-plomo no son adecuadas y se han sustituido por tecnología ion-litio.

<u>Isla de Tau</u> [14]. Samoa. 600 habitantes. Autonomía de 3 días. **Configuración:** Sistema exclusivo de fotovoltaica 1,4 MW y baterías para almacenamiento 6 MWh. 100% renovable.

También en Canarias está en marcha el proyecto G.R.A.C.I.O.S.A, las iniciales de Generación Renovable con Almacenamiento y Consumo Inteligentes para la Operación de redes de distribución con Sistemas de Autoconsumo, proyecto en desarrollo por un consorcio liderado por Endesa en el que participa el Instituto Tecnológico de Canarias (ITC), para la Isla de La Graciosa [15].

La central hidroeólica "Gorona del Viento" ha tenido una gran difusión y repercusión internacional ya que, erróneamente, se ha dado a conocer como un proyecto de energía 100% renovable, cuando la realidad es que el proyecto original "El Hierro 100% Renovable", incluía otras medidas tal y como se indica en la presentación del proyecto editado por el ITC y el Gobierno de Canarias [16]. Entre esas medidas se encontraba una campaña de Tejados Fotovoltaicos, otras medidas de ahorro energético y un programa de transporte limpio.

La central hidroeólica se inauguró oficialmente en junio de 2014, pero hasta el 26 de junio de 2015 no comenzó a inyectar energía de forma regular en la red. Parte de este trabajo incluye el seguimiento y análisis durante todo el año 2016 a partir de los datos publicados en la web de Red Eléctrica de España [17]. Como se verá más adelante, el balance del funcionamiento de Gorona está lejos de llegar a cubrir el 100% de la energía eléctrica consumida en la Isla, exactamente un 41,5 % en el año 2016, aunque ha habido periodos de hasta 55 horas, y hasta de 8 días continuos en junio de 2017, con un abastecimiento 100% renovable.

Esta repercusión internacional hace que exista un interés y se realice un seguimiento del funcionamiento de Gorona, e incluso con voces críticas al comprobar que no se alcanza el 100% de energía renovable. Como ejemplos, en el Blog de Roger Andrews, <u>Energy</u> <u>Matters</u>, se pueden encontrar datos y artículos relacionados con este seguimiento y la gestión de la central hidroeólica, o el video-reportaje para una televisión alemana sobre esta infraestructura[18].

En la isla de Gran Canaria, se está ejecutando el proyecto de la <u>central hidroeléctrica</u> <u>reversible de Soria-Chira</u>, que constituye una infraestructura esencial para avanzar hacia la sostenibilidad del nuevo modelo energético canario, basado en las energías renovables. Esta instalación de almacenamiento de energía, al igual que Gorona, según REE, "es una eficaz herramienta de operación del sistema eléctrico para mejorar la garantía de suministro, la seguridad del sistema y la integración de las energías renovables", en este caso, en la isla de Gran Canaria [19]. A nivel de I+D, Gamesa ha diseñado y construido <u>"La Plana"</u>, un proyecto de I+D ubicado en Zaragoza (España), puesto en marcha en diciembre de 2015. La plana es un sistema offgrid que combina cuatro fuentes de energía diferentes, que Gamesa utiliza para hacer diversas pruebas simulando los proyectos de sus clientes [20]. La idea es que la propuesta planteada en este trabajo, realice las mismas funciones de I+D que esta planta experimental de Gamesa, pero en un entorno real, como otro aspecto fundamental complementario al que ya cumple la Central Hidroeólica. Así, el sistema eléctrico de El Hierro, puede convertirse en referente de integración y gestión de las principales fuentes de energía renovable, incluyendo la solar. Ya lo es en cuanto a gestión hidroeólica, pero a nuestro modesto entender, no puede quedarse atrás en cuanto al desarrollo de micro redes y la gestión inteligente, mediante baterías, de la generación de energía eléctrica de origen fotovoltaico.



Figura 1.2. Instalaciones de planta experimental La Plana de Gamesa

La relativa pequeña dimensión del sistema eléctrico aislado de la Isla, es ideal para este tipo de experiencias e investigaciones, que posteriormente puedan implantase en sistemas más grandes y complejos. Como ejemplo y antecedente a este Trabajo Fin de Máster cabe citar el realizado por Samuel Marrero Vera en diciembre de 2015: Estudio de eficiencia energética y estabilidad de una micro red en La Restinga, isla de El Hierro [21].

A nivel internacional cabe citar proyecto del programa INTERREG MAC, ENERMAC, Energías Renovables y Eficiencia Energética. Desarrollo Sostenible de Africa Occidental e Islas de la Macaronesia, presentado en Gran Canaria en marzo de 2017, financiado con 2,37 millones de euros y en el que participa la ULPGC y el ITC, cuyo objetivo específico 3 es precisamente el análisis de Redes Eléctricas y Microrredes para optimización de la penetración de energías renovables [23]. También cabe mencionar la celebración varios congresos internacionales como el <u>"Energystorageforum"</u>, centrados en el almacenamiento de energía [24], tanto a gran escala (11° congreso en 2018), como en el ámbito residencial (5° congreso a celebrar en mayo de 2018), así como el <u>"I Congreso Internacional almacenamiento energético a gran escala"</u>, celebrado en Tenerife en Mayo de 2017.

1.5 Relación con las competencias del Máster.

Con respecto a la relación de los contenidos de este Trabajo con la Eficiencia Energética, se indica que se ha desarrollado una herramienta que permite hacer estudios y diseñar nuevas instalaciones, para minimizar pérdidas del sistema eléctrico de la Isla en su conjunto, es decir, se ha realizado un trabajo técnico y de investigación de forma organizada y planificada en el ámbito de la Eficiencia Energética en sus aspectos de diseño, planificación y gestión energética.

En este sentido, las competencias específicas que se han consolidado con la realización de este trabajo son las que ya se adquirieron cursando las asignaturas de:

- Fundamentos de Eficiencia Energética: CE01
- Energías Renovables: CE02, CE07, Generación Distribuida, Poligeneración y Microredes: CE01, CE07
- Mercados y Planificación Energética: CE02, CE06,
- I+D+I en Eficiencia Energética y Explotación de datos: CE04

CE01. Conocer los conceptos, métodos y procesos relacionados con los elementos que forman parte de sistemas, instalaciones y edificaciones que tienen relevancia desde un punto de vista de eficiencia energética CE02. Disponer los conocimientos y habilidades necesarias para identificar situaciones y aplicar soluciones de

sistemas inteligentes y simulación en los ámbitos de la eficiencia energética y la sostenibilidad

CE04. Formular las hipótesis de trabajo y seleccionar los distintos tipos de diseño de experimentos más adecuados a problemas de estudio en Eficiencia Energética y saber aplicar las distintas técnicas que permitan extraer conocimiento útil de repositorios y otras fuentes de datos

CE06. Adquirir los conocimientos necesarios para entender el funcionamiento de los mercados de los combustibles y la energía y disponer de la capacidad para el análisis de situaciones desde un punto de vista técnico-económico y legal, así como de tomar decisiones tendente a plantear mejoras relacionadas con eficiencia energética, de costes y medioambiental

CE07. Disponer de conocimientos sobre los fundamentos tecnológicos de las energías renovables y del tratamiento de aguas para el desempeño de actividades de I+D+i en los ámbitos de la generación energética y del aprovechamiento energético eficiente.

1.6 Publicaciones generadas.

Se indica que a raíz del trabajo realizado y el proceso de los datos recopilados para este trabajo, junto con los primeros resultados de las simulaciones realizadas con el modelo, se ha generado una publicación internacional en junio de 2016 [24].

International Journal on "Technical and Physical Problems of Engineering" (IJTPE) - Published by International Organization of IOTPE ISSN 2077-3528 IJTPE Journal <u>www.iotpe.com</u> ijtpe@iotpe.com June 2016 Issue 27 Volume 8 Number 2 Pages 1-7

<u>RENEWABLE HYDRO-WIND POWER SYSTEM FOR SMALL ISLANDS:</u> <u>THE EL HIERRO CASE</u>

F. Cabrera Quintero¹ - J.F. Medina Padron¹ - E.J. Medina Dominguez² - M.A. Artiles Santana¹

1. University Institute of SIANI, University of Las Palmas de Gran Canaria (ULPGC), Las Palmas G.C.,

Spain. fidel.cabrera@ulpgc.es, josef.medina@ulpgc.es, miguel.artiles101@alu.ulpgc.es

2. Canary Islands Institute of Technology (ITC), Spain, ejmedina@itccanarias.org

2. Modelado del sistema eléctrico mediante software PowerWorld.

2.1. Datos de partida.

2.1.1. Topología de la red eléctrica.

El primer paso para crear el modelado del sistema eléctrico fue conocer con exactitud la ubicación de las centrales generadoras, actualmente Llanos Blancos y Gorona del Viento, y el trazado y longitud de cada una de las líneas aéreas y subterráneas que forman parte de la red de distribución. La Isla no tiene red de transporte y toda la distribución se hace con líneas de 20 kV.

El proceso seguido fue utilizar la herramienta Google Earth para ubicar en el plano en primer lugar **los Centros de Transformación más importantes** presentes en la Isla, asociados a los núcleos de población de cierta entidad. Esto permite obtener de forma muy exacta la longitud de los tramos de las líneas aéreas, así como la de los tramos subterráneos, que unen estos centros de transformación.



Figura 2.1. Ubicación en plano de los Centros de Transformación

2.1.2. Centros de Transformación como Nudos del modelo.

Se seleccionaron un total de 19 Centros de Transformación, como se observa en la figura 1, bien por su importancia al estar ubicados en núcleos de población importantes, o por su relevancia dentro del sistema al suponer el paso de líneas aéreas a subterráneas, o viceversa. Estos CT supondrán los NUDOS o BUSES empleados en el software PowerWorld, donde se conectan las diferentes cargas del sistema y/o las centrales generadoras potencia eléctrica.

Para estimar las cargas en cada uno de esos Nudos se ha recurrido a los datos del Instituto Canario de Estadística ISTAC [25], de donde se han obtenido los datos de población por cada uno de los núcleos de población. Se ha realizado una simplificación, mediante una agregación de los núcleos más próximos entre sí, por ejemplo Valverde incluye a Echedo y el CT9, incluye los consumos de San Andrés, Isora y Tiñor. Se tomaron los datos de 2014, indicando que para 2015 y 2016, la población de la Isla ha permanecido estable, exactamente10.587 habitantes a 1 de enero de 2016.

En la Isla no hay grandes centros turísticos y las plazas turísticas se reparten más o menos de forma proporcional entre los diferentes núcleos, mediante pequeños hoteles, incluyendo el Parador en el CT19 de Las Playas, apartamentos, casas rurales y casas vacacionales. Por tanto se considera muy adecuada a la realidad la siguiente distribución de la población entre los 19 Nudos/CT con el siguiente porcentaje, que será uno de los criterios de asignación de cargas a cada Nudo.

CT - Nudo	Núcleos de población agregados	10675	% población
CT1	Central Llanos Blancos - ESTACA	94	0,9
CT2	CALETA	305	2,9
CT3	TAMADUSTE+ Aeropuerto	288	2,7
CT4	VALVERDE+ECHEDO	1854	17,4
CT5	MOCANAL	963	9,0
CT6	ERESE	180	1,7
CT7	BOCA TUNEL NT a Túnel	0	0,0
CT8	GUARAZOCA (Montañetas)	339	3,2
CT9	SAN ANDRÉS + ISORA+ TIÑOR	641	6,0
CT10	FRONTERA	1441	13,5
CT11	LAS PUNTAS	265	2,5
CT12	CENTRAL VIN + Diseminado	365	3,4
CT13	TIGADAY+LLANILLOS	1553	14,5
CT14	SABINOSA	277	2,6
CT15	TAIBIQUE+ LAS CASAS	1252	11,7
CT16	LA RESTINGA	549	5,1
CT17	TEMIJIRAQUE	183	1,7
CT18	BARRANQUERAS a SUBT	0	0,0
CT19	LAS PLAYAS	126	1,2
	TOTAL	10675	100,0

Tabla 2.1. Distribución de la población por CT/Nudo

2.1.3. Líneas de distribución de 20 kV.

A continuación entre cada CT/Nudo, se realizaron los trazados de las líneas aérea y subterráneas. Para determinar el tipo de conductor de cada tramo, se realizaron entrevistas con personal de Unelco, Endesa y Gorona, así como observación directa, consultas realizadas en la visita al centro de control de Endesa en Gran Canaria y consulta de anuncios publicados en el BOE y en el BOC.

La mayor parte de la electrificación de la Isla se llevó a cabo en los años 70 y se realizó con Cobre 50 mm². En algunos tramos se ha realizado un cambio de conductor a LARL-78 de aluminio como parte de la línea del tramo Sur entre CT San Andrés y CT de Taibique, (BOE 17 de agosto de 2009, página 71000)[26].

Como apoyo se ha escogido de entre los disponibles en el catálogo de la empresa MADE TORRES [27] el tipo de apoyo F5 de la serie OLMO.



Figura 2.2. Apoyo F5 de la serie olmo de las líneas aéreas

Para las líneas aéreas de Cu-50 mm² y LA-78 mm² se obtuvieron los parámetros Resistencia eléctrica máxima a 20^aC de catálogos comerciales de Bronmetal [28], y se calcularon los de Inductancia obteniendo los siguientes datos para introducirlos en las características del modelo:

Tipo de conductor	Resistencia (Ω/km)	Radio exterior (mm)	Inductancia (Ω/km)
CU-50 mm2	0,372	4,5	0,45040
LARL 78 mm2	0,4029	5,66	0,43666

Tabla 2.2. Datos de R y X de las líneas aéreas según tipo de conductor

El cálculo de la Inductancia se ha realizado según a siguiente expresión, tomado como referencia para todos los apoyos el modelo F5 de la serie OLMO:



D12= $(b^2+4a^2)^{(1/2)}$ D13= $((c-a)^2+4b^2)^{(1/2)}$ D23= $(b^2+4a^2)^{(1/2)}$

D=(D12*D13*D23)^(1/3)

X=(2*pi*f)L=(2*3'1416*50)*2*10^(-4)*In(D/(0'7788*r)) (ohmios/km)

r: radio exterior del conductor (de catálogo de conductores) In_logaritmo neperiano Figura 2.3. Armados de las torres de apoyo de las líneas de distribución

Para el tipo de conductor subterráneo se ha hecho una búsqueda en los diferentes B.O.C. los que apareciesen los datos de las secciones y tipo de conductor instalado. Se ha comprobado que el tipo de conductor utilizado es de aluminio AL RH5Z1 de sección nominal de 3x1x150 mm² con los siguientes parámetros eléctricos:

Resistencia (Ω/km)	esistencia (Ω/km) Inductancia (Ω/km)	
0,206	0,114	0,254

Tabla 2.3. Datos de R, X y C de las líneas subterráneas de aluminio

Para el trazado de las líneas aéreas y subterráneas, además de la geolocalización realizada mediante Google Earth, se dispone de información publicada en presa [29], que detalla las inversiones realizadas de 2010 hasta 2013, sobretodo en nuevas líneas subterráneas y en cierre del anillo insular. Por su importancia en el modelado desarrollado, se reproduce la siguiente información sobre lo nuevos trazados y el grupo móvil.

• El Hierro es la isla con mayor porcentaje de red subterránea en Canarias.

"Durante estos dos últimos años, el cierre del anillo eléctrico se ha realizado en tres fases:

l^a fase - Anillo de la línea Norte: línea entre la derivación del Pozo Las Calcosas y centro de seccionamiento túnel Boca Valverde.

2^a fase - Unión de las líneas Norte y Sur: línea entre los centros de transformación Las Montañetas y San Andrés.

3^a fase - Anillo de la línea Norte: línea entre centro de seccionamiento del túnel Boca Frontera y centro de maniobra de Guinea."

Con la puesta en marcha del conjunto de todas estas obras de mejora, sólo quedarían en antena (sin posibilidad de alimentación por el momento), **1 centros de transformación en la línea Sur** (a partir del centro de transformación Gusano) y **3 al final de la línea Norte**, lo que limitaría la afección en caso de avería en esa zona a aproximadamente 800 clientes.

Como se recordará, el grupo móvil se presentó públicamente en febrero de 2011. Se trata de un grupo de producción móvil, de 1,1 MW [megavatios] de potencia y un centro de transformación móvil asociado, que convierte la energía a 20 kV [kilovoltios] para distribuir por la red eléctrica, y tiene capacidad para cubrir hasta el 16% de la demanda insular y de suministrar energía a las zonas que, por una contingencia imprevista, pudieran verse afectadas por falta de energía eléctrica. Su importancia radica en su versatilidad, ya que al ser móvil, en el caso de que una incidencia lo haga necesario, se desplazaría hasta los centros de distribución La Restinga o el Pozo de La Salud, para conectarse y dar suministro.

En este punto hay que destacar que los centros de transformación de La Restinga y del Pozo de la Salud Sabinosa, con una inversión de 89.134 euros cada uno [26], (BOE 17 de agosto de 2009, página 71000), disponen de un centro telemandado para conectar un grupo móvil en la línea, "actuación necesaria para un caso de emergencias por no disponer la línea de una doble alimentación". Esta circunstancia, para el caso de la Restinga, hace ideal la propuesta de la Micro-red para este núcleo de población, que ya en las condiciones actuales, podría llegar a funcionar en modo isla, con su propio generador, diesel o de origen renovable, aislado del resto del sistema, con su propio telemando.

Las longitudes de cada tramo se obtienen a partir del mapa en GoogleEarth, donde se han geolocalizado, un total de **318 apoyos** o torres de 20 kV y los 19 nudos o Centros de Transformación principales, cada uno de ellos con su fotografía correspondiente obtenida desde Street View. También están geolocalizados los Centros de Transformación agregados a otros nudos que son: Tiñor, Isora, Tamaduste, Echedo, Pozo de Las Calcosas y Pozo de la Salud, en Sabinosa, así como los trazados de las líneas subterráneas.



Figura 2.4. Vistas de CT de La Restinga, con diesel móvil y de Pozo de la Salud



Figura 2.5. Vistas de CT de Taibique, La Caleta y Erese

Así, con toda esta información, los diferentes tramos de línea tanto aérea como subterránea, así como las longitudes de los conductores de media tensión de la isla quedan recogidos en la siguiente tabla.

CT/Nudos entre los que se conecta	Tramo	Característica y número
(ramales importantes en el tramo)	(m)	de apoyos
CT1 Central de los Llanos – CT2 La Caleta	3.500	Aérea-> 17 torres
CT2 La Caleta - CT3 Tamaduste	2.700	Subterráneo
CT1 Central de los Llanos – CT4 Valverde	3.500	Aérea -> 12 torres
CT3 Tamaduste – CT4 Valverde	3.000	Aérea -> 10 torres
CT4 Valverde – CT5 Mocanal (Echedo+Calcosas)	3.500	Aérea ->13+6+8
CT4 Valverde – CT5 Mocanal - doble circuito	3.500	Subterránea
CT5 Mocanal –CT6 Erese	1.000	Aérea -> 3 torres
CT5 Mocanal – CT6 Erese - doble circuito	1.000	Subterránea
CT6 Erese - CT7 Tunel NT	4.400	Subterránea
CT6 Erese - CT8 Guarazoca - Montañetas	3.000	Aérea -> 13 torres
CT7 Tunel NT - CT8 Guarazoca - Montañetas	2.500	Subterránea
CT7 Tunel NT – CT11 Las Puntas - Guinea	3.600	Subterránea
CT11 Las Puntas (Guinea) – CT10 Frontera	4.000	Aérea -> 17 torres
CT11 Las puntas – CT 12 Central Vinícola	2.000	Aérea -> 20 torres
CT10 Frontera – CT13 Tigaday	2.000	Subterránea
CT12 Central Vinícola – CT13 Tigaday	2.000	Subterránea
CT13 Tigaday – CT14 Sabinosa (Pozo Salud)	8.000	Aérea-> 40+5
CT1 Central de los Llanos – CT9 San Andrés	5.000	Aérea -> 23+8
CT9 San Andrés – CT15 Taibique (Isora + Rosas)	7.000	Aérea LA78- > 32+10+5
CT9 San Andrés – CT8 Guarazoca - Montañetas	6.000	Subterránea
CT1 Central de los Llanos – CT17 Temijiraque	1.700	Subterránea
CT 17 Temijiraque – CT18 Barranqueras	1.500	Aérea->7
CT8 Barranqueras – CT19 Las Playas	6.000	Subterránea
CT 19 Playas – CT15 Taibique	3.700	Aérea-> 15
CT15 Taibique – CT16 La Restinga (Tacorón + Icota)	7.700	Aérea -> 34+12+8

Tabla 2.4. Relación de tramos que conectan los nudos del modelo.

Con estos datos se concluye que en el Modelo del Sistema Eléctrico de la Isla, hay un total de 91,8 kilómetros de líneas a 20 kV. Un 36,2% se realiza de forma subterránea:

Тіро	Longitud (m) % tot	
Aéreo	56.400	63,8
Subterráneo	32.000	36,2
TOTAL	88.400	

Tabla 2.5. Longitud de líneas aéreas y subterráneas en el modelo

Según información de nota de prensa de Endesa [29]: "El Hierro cuenta con un total de 124,1 kilómetros de líneas de transporte en media tensión a 20 kilovoltios. En la actualidad, tiene 78,4 kilómetros aéreos y 51,4 kilómetros de líneas soterradas. Esto último representa el 41% del total."

Esos 22 km de líneas aéreas y 19,4 de líneas subterráneas, no contempladas en el modelo, corresponden con ramales aéreos de núcleos agregados a otros nudos: Tiñor, Echedo, Pozo de las Calcosas, Isora, Pozo de la Salud y Tacorón, que se pueden observar en el mapa de Google. Los tramos subterráneos corresponden con líneas en el interior de los 3 grandes núcleos de población, Valverde, Frontera y El Pinar, así como un tramo subterráneo en la línea Sur que atraviesa la Hoya de Tacorón (suelo de reserva para uso turístico). Se considera que estos tramos no son significativos en los resultados de las simulaciones realizadas, por no representar cargas importantes que, de cualquier forma, ya se incluyen en el resto de los nudos del modelo.

Para el esquema del modelo, se ha optado por una topología acorde a la ubicación física de los generadores, nudos y líneas de transmisión (aéreas y subterráneas) sobre la Isla, en vez del esquema unifilar clásico. Así se entiende mucho mejor la representación.

En la figura 8, se observa una línea NORTE que partiendo de la Central de Llanos Blancos, pasa por Valverde y recorre los pueblos del norte hasta la entrada al túnel de Frontera, y de ahí da servicio a todos los núcleos del Valle, finalizando en el nudo de Sabinosa con un tramo en antena, desde Tigaday de 8 km.

Hay una línea SUR que saliendo de la Central, pasa por Sán Andrés y finaliza en la Restinga, en el extremo Sur de la Isla. Estas 2 líneas se cierran en anillo mediante un tramo subterráneo que une el nudo de San Andrés con el nudo de Guarazoca y este con la boca del túnel.

La línea Sur también tiene doble anillo hasta el nudo de Taibique por la línea que transcurre por el este de la Isla, pasando por Temijiraque y Las Playas, quedando el nudo de la Restinga en antena con un tramo de 7,7 km.

A continuación se presentan las figuras 7 y 8 donde se observa la topología del modelo desarrollado y la ubicación física, real y exacta de todos y cada uno de los elementos que forman parte del esquema del modelado del sistema eléctrico de la Isla.



Figura 2.6. Esquema del modelo en PW con topología acorde a su ubicación



Figura 2.7. Mapa de Google con ubicación de los centros de transformación y líneas de distribución

En el esquema, se han incluido las fuentes generadoras de energía eléctrica. Las que actualmente están en funcionamiento:

- 1. Central de Los Llanos con los grupos: Diesel 13 (1,67 MW) Diesel 14 (1,9 MW) Diesel 15 (1,9 MW).
- 2. Gorona del Viento, a su vez conectada a la Central de los Llanos con: Eólica: 5 Enercon-70 de 2,3 MW (11,5 MW) Hidráulica: 4 Turbinas Pelton de 2,83 MW (11,32 MW)

En este punto hay que indicar que por limitación del número de nudos y para simplificación del modelo, los 5 generadores eólicos se han introducido como un único generador con la suma total de potencia del conjunto. Lo mismo se ha realizado con las 4 turbinas Pelton, representadas por un único generador con la suma total de potencia.

Además, se ha introducido en el modelo el generador Diesel 13 móvil, previsto como hemos visto para su conexión en los nudos de La Restinga o Sabinosa en caso de avería o cortes por mantenimiento.

Como parte fundamental del Sistema, también se ha incluido el sistema de bombeo de Gorona del viento, con una carga máxima gestionable de 6 MW, constituida por 2 grupos bomba de 1500 kW con variadores de 1500/500 kW y 6 grupos bomba de 500 kW.

2.2 Explotación de datos de REE.

2.2.1 Selección de día de mayor y de menor demanda en 2016.

Red Eléctrica de España publica en intervalos de 10 minutos la potencia generada y demandada por el sistema eléctrico [19]. Para este trabajo se han recopilado todos los datos publicados durante el año 2016, desglosados por fuente de generación. Son por tanto 366 días x 24 horas x 6 registros = 52704 registros, que detallan como ha sido el funcionamiento de Gorona y como REE ha configurado la generación cada hora del año con la media cada 10 minutos.

Esto permite seleccionar fácilmente el instante de mayor demanda de potencia, el día de menor demanda, así como conocer la estructura de generación en esos momentos o en cualquier instante del año.



Figura 2.8. Día de mayor demanda 23 agosto 16. Gráfica de generación diesel

El día de mayor demanda fue el 13 de agosto a las 22:00 horas con un pico de demanda que llegó a los 8 MW de potencia. En ese instante, como se observa en la figura, la estructura de generación fue de:

- Eólica 7,2 MW (80%)
- Diesel 1,8 MW (20%)
- Hidráulica -1 MW

La generación diesel fue disminuyendo de forma escalonada y como vemos con curvas planas, es decir, que los motores no estaban realizando el control de potencia-frecuencia adaptándose a la demanda. La potencia fue disminuyndo de 4,8 MW, a 3,6 MW y finalmente a 1,8 MW. Esto quiere decir que actualmente la generación diesel se obtiene con 3 grupos, en concreto los que tienen denominación oficial de diésel 13 (potencia neta 1,36 MW- puesta en funcionamiento 01/03/2000), y los diésel 14 y 15 (potencia neta 1,90 MW – ambos con puesta en funcionamiento en 2005), según Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.BOE de sábado 1 de agosto de 2015 (Pág 66902) [30].

La generación renovable de Gorona, suma la potencia eólica de 5 aerogeneradores (Enercon E-70) de 2,3 MW de potencia cada uno, con una potencia total de 11,5 MW, la Central de Turbinado, constituida por 4 grupos Pelton de 2.830 kW de potencia cada uno, con una potencia total de 11,32 MW y la Central de Bombeo, constituida por 2 grupos bomba de 1500 kW y 6 grupos bomba de 500 kW, con una potencia total de 6 MW. Con variadores de 1500/500 kW.



Figura 2.9. Día de mayor demanda, 23 agosto 16. Gráfica de generación eólica

El dato de generación eólica es muy importante e ilustrativo del funcionamiento de Gorona. Como vemos en esta y en la siguiente gráfica, la mayor parte de las 24 horas del día, el sistema eólico genera más potencia que la demandada por el sistema, rondando los 8 MW, aunque con importates fuctuaciones disminuyendo hasta un 40% llegando a un mínimo de 4,7 MW. Estas fluctaciones ocurren en periodos cortos de tiempo, menos de una hora. Estas fluctuaciones o intermitencia de la generación renovable no afectan a la estabilidad del sistema, ya que de eso se encarga el sistema hidráulico (turbinación + bombeo).



Figura 2.10. Día de mayor demanda, 23 agosto 16. Generación hidráulica (turbinado - bombeo)

El turbinado y el bombeo se realizan de forma simultánea, esta es la razón por la que, la mayor parte del tiempo, aparece como negativa la potencia de generación del sistema hidraúlico. Pero en cambio, este sistema es el que consigue la estabilidad en la red mediante control de potencia de las turbinas Pelton y control de cargas del sistema de bombeo, como se observa en la gráfica, donde ante el aumento demanda a las 22:00, se pasa de - 4,5 MW hidráulicos (turbinado – bombeo) a las 20:30 h, al mínimo de -1 MW 22:00.

El día tomado como referencia de **menor demanda del sistema ha sido el 22 de febrero** de 2016 con 3,2 MW a las 2:50 horas, donde la estructura de generación fue:

- Eólica 2 MW (41,7%)
- Diesel 2,8 MW (58,3 %)
- Hidráulica -1,6 MW

En este caso, eran los grupos diesel los que ejercían el control de Potencia-Frecuencia tal y como se observa en la siguiente gráfica de demanda.Observamos el mínimo nual de 3,2 MW a las 02:50 y un pico de demanda a las 20:40 con 6,5 MW. En este pico parte de la generacónse obtiene del sistema hidraúlico con la estructura de:

- Diesel 4,4 MW (66,7%),
- Eólica 1,3 MW (19,7 %)
- Hidraúlica 0,9 MW (13,6 %)



Figura 2.11. Día de menor demanda 23 febrero 2016. Generación diesel

Como vemos, en las gráficas siguientes, el sistema hidraúlico (Grupos Pelton – Bombeo), absorbe y compensa las fluctuaciones de los aerogeneradores e incluso aporta al sistema 0,9 MW en el punto de máxima demanda, junto con 1,3 MW de eólica, un 33,3 % de aportación de energía renovable en ese instante.



Figura 2.12. Día de menor demanda, 23 febrero 2016. Generación eólica



Figura 2.13. Día de menor demanda, 23 febrero 2016. Generación hidraúlica

Este día sirve como ejemplo para visualizar como el sistema hidráulico compuesto de turbinado y bombeo simultáneo absorbe las fluctuaciones de energía eólica y como incluso, en ausencia total de eólica, a 17:00, el balance es positivo y se genera energía neta al superar la generación de las turbinas Pelton, el consumo de las Bombas que en ausencia total de viento se desconecta.

Estos datos de demanda de estos dos días sirven de ejemplo para los diferentes modos de funcionamiento de Gorona, que básicamente son:

Control Potencia-Frecuencia principalmente por los grupos diesel y sistema hidráulico en compensando por control de carga las fluctuaciones de generación de energía eólica. Esa aportación de energía neta renovable al sistema es variable.

Control Potencia-Frecuencia principalmente por el sistema hidráulico de Generación, mediante turbinas Pelton, y control por deslastre de carga en el bombeo, mientras que los grupos diesel aportan una generación constante, como vimos en los 3 escalones de la gráfica del día de mayor demanda, en incluso 0, con generación 100% renovable.

2.2.2 Datos mensuales según estructura de generación.

Si tomamos esos datos de demanda de potencia que proporciona REE cada 10 minutos, lo multiplicamos por 1/6 y se suman, obtenemos en MWh la energía eléctrica consumida por la Isla durante todo el año 2016 que asciende a 45.699,3 MWh.

	Demanda	Diesel	Eólica	Hidro	Renovable		
	MWh	MWh	MWh	MWh	Eólica+Hidro		% Renv
ene-16	3741,4	2971,5	1285,6	-436,6	849,0	ene-16	22,7
feb-16	3420,0	1615,4	2932,5	-1073,4	1859,1	feb-16	54,4
mar-16	3846,4	2320,4	2436,2	-843,6	1592,5	mar-16	41,4
abr-16	3611,8	2329,9	2059,7	-707,4	1352,3	abr-16	37,4
may-16	3696,4	2826,5	1328,8	-366,4	962,4	may-16	26,0
jun-16	3823,6	1793,3	3251,7	-1153,3	2098,4	jun-16	54,9
jul-16	4012,8	1386,0	4284,9	-1589,6	2695,3	jul-16	67,2
ago-16	4285,8	2038,5	3637,5	-1310,9	2326,6	ago-16	54,3
sep-16	3929,0	1739,2	3527,4	-1254,2	2273,2	sep-16	57,9
oct-16	3781,8	3111,4	1028,0	-261,7	766,2	oct-16	20,3
nov-16	3546,2	2559,5	1527,5	-468,2	1059,2	nov-16	29,9
dic-16	3892,9	2893,8	1564,5	-488,7	1075,8	dic-16	27,6
TOTAL	45588,2	27585,5	28864,1	-9954,0	18910,0	2016	41,5

Por fuente de generación se desglosa como sigue:

Tabla 2.6. Desglose mensual y por generación de la energía consumida en 2016

Como vemos, en el año 2016 el porcentaje de energía renovable (hidroeólica) alcanzó el 41,5% de la energía eléctrica consumida en la Isla. Está lejos del 100% renovable, pero es una contribución muy importante que puede llegar a alcanzar sobre el 60%-70%, previsto, conforme REE siga confiando en Gorona y se haga una buena gestión de la central hidroeólica.

Este porcentaje indica que aún hay margen suficiente para nuevas centrales de generación renovable, es especial la fotovoltaica, como veremos más adelante, ya que actualmente solo se tiene constancia de 55 kW, repartidos en 3 instalaciones en la Isla, contribución que ni siquiera sale reflejada en los datos de REE.

A continuación se presentan todos los datos obtenidos de REE, mes a mes, donde se observa como se ha gestionado a estructura de generación, pudiendo identificar los momentos en que ha sido 100% con generación diesel, 100% de origen renovables y el MIX para cada instante del año.



Figura 2.14. Estructura diaria de generación enero de 2016

Aportación renovable reducida entre el 8 y el 15 de enero y del 21 al 27. En cambio, el día 30 de enero el control de Potencia- frecuencia pasa al sistema hidroeólico y el día 31 de enero la generación pasa a ser 100% renovable, sin los motores diesel.



Figura 2.15. Estructura diaria de generación febrero de 2016

Se observan varios periodos 100% renovable, días 14, 20 y 28. Un 50% del mes con un solo grupo diesel de 1,8 MW constante, y control Potencia-Frecuecia por el sistema hidroeólico



Figura 2.16. Estructura diaria de generación marzo de 2016

No hay momentos 100% renovable y poco porcentaje de Control de Potencia-Frecuencia por el Sistema Hidroeólico.



Figura 2.17. Estructura diaria de generación abril de 2016

No hay instantes 100% renovable, como el día 9. Periodos con poca aportación de eólica del 11 al 23 de abril, con instantes nulos.



Figura 2.18. Estructura diaria de generación mayo de 2016

Solo un pequeño instante 100% renovable el día 2 de mayo. Baja aportación renovable durante el resto del mes.



Figura 2.19. Estructura diaria de generación junio de 2016
Tiempo de operación 20% con 100% renovable, y con eólica suficiente, hay control de Potencia-Frecuencia por el Sistema Hidroeólico.



Figura 2.20. Estructura diaria de generación julio de 2016

Aportación renovable con varios días al 100% control Potencia-Frecuencia por el sistema hidraúlico. Mes de máxima aportación de renovables: **67,2%**



Figura 2.21. Estructura diaria de generación agosto de 2016

Momentos 100% renovable y control de Potencia-Frecuencia por el Sistema Hidroeólico. Mucha fluctuación en generación renovable.



Figura 2.22. Estructura diaria de generación septiembre de 2016

Momentos 100% renovable y control de Potencia-Frecuencia por el Sistema Hidroeólico.



Figura 2.23. Estructura diaria de generación octubre de 2016

No hay instantes 100% renovable y poca aportación renovable por ausencia de viento a partir del 14 de octubre. Mes de menor aportación renovable.



Figura 2.24. Estructura diaria de generación noviembre de 2016

Un día, el 12, con 100% renovable y periodos de muy baja aportación renovable, momentos incluso de 100% generación diesel.



Baja aportación renovable y sin momentos de control de Potencia-Frecuencia por parte del Sistema Hidroeólico, salvo el día 17 de diciembre.

Con estos 12 gráficos que detallan día a día y 6 datos por cada una de las 24 horas, se puede saber exactamente el modo de funcionamiento de Gorona en cada instante. En el modelo desarrollado se puede ajustar la estructura de generación y la distribución de la carga en cada uno de los nudos, incluyendo la propia carga gestionable de Gorona mediante el sistema de bombeo.

La serie completa de 2 años comienza en julio de 2015, con la siguiente estructura de generación con un 53,8% renovable. En toda la serie analizada, solo hubo un instante el día 1 de julio a las 19:30, en que debido a una caída brusca del recurso eólico, se utilizó energía diesel para el sistema hidráulico de bombeo.



Figura 2.26. Estructura diaria de generación julio de 2015

Y finaliza en junio de 2017, donde se produjo un hito al permanecer durante 8 días seguidos en un régimen de 100% renovable, gracias al gran recurso eólico en esos días. A partir del día 13 disminuye el viento y se evidencia la escasa capacidad de almacenamiento del sistema sin este recurso, siendo necesaria la conexión de grupos diesel incluso con momentos de aportación al 100 %, finalizando el mes con un 61,2% de energía renovable.



Figura 2.27. Estructura diaria de generación junio de 2017

	Demanda	Diesel	Eólica+hidro		%
	MWh	MWh	MWh	Mes	Renovable
jul-15	3960,2	1828,3	2131,9	jul-15	53,8
ago-15	4140,3	2157,3	1984,0	ago-15	47,9
sep-15	3934,5	3151,4	783,1	sep-15	19,9
oct-15	3730,2	3225,1	505,1	oct-15	13,5
nov-15	3399,3	2469,1	930,2	nov-15	27,4
dic-15	3782,5	3081,2	701,3	dic-15	18,5
ene-16	3741,4	2971,4	849,0	ene-16	22,7
feb-16	3420,0	1615,4	1859,1	feb-16	54,4
mar-16	3846,4	2320,4	1592,5	mar-16	41,4
abr-16	3611,8	2329,9	1352,3	abr-16	37,4
may-16	3696,4	2826,5	962,4	may-16	26,0
jun-16	3823,6	1793,3	2098,4	jun-16	54,9
jul-16	4012,8	1386,2	2695,3	jul-16	67,2
ago-16	4285,8	2038,5	2326,6	ago-16	54,3
sep-16	3929,3	1739,2	2273,2	sep-16	57,9
oct-16	3781,8	3111,4	766,2	oct-16	20,3
nov-16	3546,2	2559,5	1059,2	nov-16	29,9
dic-16	3892,9	2893,8	1075,8	dic-16	27,6
ene-16	3836,2	2691,1	1145,5	ene-17	29,9
feb-16	3409,4	1881,3	1528,5	feb-17	44,8
mar-16	3879,2	1648,3	2231,5	mar-17	57,5
abr-16	3786,3	2745,5	1041,2	abr-17	27,5
may-16	3809,5	2254,3	1555,3	may-17	40,8
jun-16	3781,9	1466,9	2315,0	jun-17	61,2
TOTAL	91035,4	53283,6	35761,8	2015-17	39,3

A continuación se presentan los datos cumplidos los 2 años completos de funcionamiento de Gorona del Viento, con un total de un 39,3% de generación de Energía Renovable.

Tabla 2.7. Desglose mensual de energía generada de julio 2015 a junio 2017

Se observa que lo meses de menor generación de energía renovable en ambos periodos es el mes de octubre y el de mayor generación julio.

Si se presentan los datos por año de julio a junio del siguiente año, se observa un incremento de un 8,7% en el porcentaje de generación de energía renovable, es decir del 39,4% de julio de 2015 a junio de 2016, y del 43,6 % de julio de 2016 a junio de 2017. A continuación se presenta esta tabla comparativa:

	Año 20)15-16 -> 3	4,9 % Renov	vables		Año 2016-17 -> 43,6 % Renovables				
	Demanda	Diesel	Eólica+hidro	% Renov		Demanda	Diesel	Eólica+hidro	% Renov	
Jul	3960,2	1828,3	2131,9	53 <i>,</i> 8	Jul	4012,8	1386,2	2695,3	67,2	
Ago	4140,3	2157,3	1984	47,9	Ago	4285,8	2038,5	2326,6	54,3	
Sep	3934,5	3151,4	783,1	19,9	Sep	3929,3	1739,2	2273,2	57,9	
Oct	3730,2	3225,1	505,1	13,5	Oct	3781,8	3111,4	766,2	20,3	
Nov	3399,3	2469,1	930,2	27,4	Nov	3546,2	2559,5	1059,2	29,9	
Dic	3782,5	3081,2	701,3	18,5	Dic	3892,9	2893,8	1075,8	27,6	
Ene	3741,4	2971,4	849	22,7	Ene	3836,2	2691,1	1145,5	29,9	
Feb	3420,0	1615,4	1859,1	54,4	Feb	3409,4	1881,3	1528,5	44,8	
Mar	3846,4	2320,4	1592,5	41,4	Mar	3879,2	1648,3	2231,5	57,5	
Abr	3611,8	2329,9	1352,3	37,4	Abr	3786,3	2745,5	1041,2	27,5	
May	3696,4	2826,5	962,4	26,0	May	3809,5	2254,3	1555,3	40,8	
Jun	3823,6	1793,3	2098,4	54,9	Jun	3781,9	1466,9	2315,0	61,2	
	45086,6	29769,3	15749,3	34,9	TOTAL	45951,3	26416,0	20013,3	43,6	

Tabla 2.8. Comparativa de generación de energía renovable de 2 años

Cabe esperar que en los próximos años, siga aumentando este porcentaje hasta llegar al 65% previsto inicialmente según el estudio publicado en HidroWorld.com [31]. Este porcentaje podría ser superior, como hemos visto, con un régimen de viento como el de la primera semana de junio de 2017, pero como se ha visto en las 12 figuras correspondientes a los 12 meses del año 2016, el recurso eólico es muy variable según los meses e incluso dentro de cada mes, como evidencia el análisis de junio de 2017.

Siendo muy positivo disponer de un sistema eléctrico con un 43,6% de penetración de energía renovable en la red, con posibilidad real de llegar al 65%, se confirma el interés de este trabajo, para ayudar a conseguir aumentar ese porcentaje mediante instalaciones complementarias a Gorona del Viento y acercarse así a ese utópico El Hierro 100% Renovable, con respecto a la energía eléctrica de origen fotovoltaica y solar en el sistema eléctrico de la Isla.

2.3. Modelos de los sistemas de generación

El EPRI (Electric Power Reserarch Istitute), ha liderado el desarrollo técnico de un nuevo conjunto de modelos genéricos y públicos para los sistemas de energía renovable. El trabajo se realizó principalmente dentro del Consejo de Coordinación de Electricidad Occidental (WECC), Equipo de Trabajo de Modelación de Energía Renovable y los modelos fueron adoptados por varios de los principales proveedores comerciales de software en América del Norte y aprobados por WECC en 2013/2014.

Para el desarrollo de este trabajo, se ha utilizado la guía para el uso de estos modelos [32]. Para el caso de los modelos de la generación convencional, se ha utilizado las librerías que vienen implementadas e el propio software Power World, versión 19 con licencia educativa.

2.3.1. Grupos Diesel

En los grupos diésel se han modelado el tipo de grupo, el sistema de excitación y el regulador de velocidad. El diagrama de bloques del tipo de máquina utilizado para el modelado de los grupos diésel es el siguiente:



Figura 2.28. Modelo GENSAL para grupos Diesel

El diagrama de bloques del tipo de máquina utilizado para el modelado del sistema de exitación de los grupos diésel es el siguiente:



Figura 2.29. Modelo EXBASS de excitación para grupos Diesel

El diagrama de bloques del tipo de máquina utilizado para el modelado del regulador de velocidad de los grupos diésel es el siguiente:



Figura 2.30. Modelo DEGOV1 de regulador de velocidad para grupos Diesel

2.3.2. Grupos hidráulicos

Para el modelado de la central Hidroeólica se ha buscado a su vez información de los grupos hidráulicos Pelton instalados para la generación de energía eléctrica, de los equipos de Bombeo instalados para elevar el agua del depósito inferior al superior y de las turbinas eólicas utilizadas para generar energía eléctrica.

Para los grupos hidraúlicos Pelton se ha modelado a su vez el modelo de grupo, el sistema de excitación y el regulador de velocidad. El diagrama de bloques del tipo de máquina utilizado para el modelado de los grupos Pelton es el siguiente:



Figura 2.31. Modelo GENSAL de regulador de velocidad para grupos hidraúlicos

El diagrama de bloques del tipo de máquina utilizado para el modelado del sistema de excitación de los grupos Pelton es el siguiente:



Figura 2.32. Modelo de excitación IEEEX1 para grupos hidráulicos



El diagrama de bloques del tipo de máquina utilizado para el modelado del regulador de velocidad de los grupos Pelton es el siguiente:

Figura 2.33. Modelo HYGOV de regulador de velocidad para grupos hidráulicos

2.3.3. Modelo de planta fotovoltaica

El esquema general del modelo para una planta fotovoltaica es el siguiente:



Figura 2.34. Esquema general del modelo de planta fotovoltaica

El objetivo del modelo de simulación de plantas fotovoltaicas es incluir las características más importantes de los sistemas fotovoltaicos a gran escala con un punto central de interconexión a la red de transporte. Este tipo de instalaciones suelen estar sujetos a normativas exigentes en cuanto a requerimientos contribución en las tareas de calidad y seguridad del suministro. Estos requerimientos se reflejan en el modelo, que

dispone de control de tensión, control de potencia reactiva, control dinámico de potencia activa y reactiva y capacidad para soportar huecos de tensión. Estas características se corresponden con algunos dispositivos de control que pueden encontrarse ya como productos comerciales de algunas marcas de inversores. Es el caso de la compañia alemana SMA, que tiene a la venta su modelo Sunny Central, que dispone de todas estas funcionalidades [33].

El esquema general del modelo de planta fotovoltaica se muestra en la figura 2.32 está formado, a su vez, por la agregación de varios modelos incluidos en PowerWorld.

Estos modelos son:

REGC-A: se comporta como un generador que inyecta corriente al sistema.

REEC-B: modelo de control eléctrico local de tensión y potencia reactiva, que regula las potencias activa y reactiva. Cuenta, además, con un sistema para soportar los huecos de tensión y otro para diferenciar dos lógicas de limitación de la corriente, para dar prioridad a la generación de potencia activa o reactiva respectivamente.

REPC-A: es un modelo opcional y permite realizar una regulación de potencia activa y reactiva a nivel de planta para controlar la tensión y la potencia reactiva.

A continuación, se definen, explican y estudian cada uno de los modelos que conforman el modelo de simulación de plantas fotovoltaicas que se ha empleado para la realización de este estudio.

Modelo de control de planta (REPC A): este modelo opcional simula la existencia de un control centralizado de los parámetros de generación en uno de los nodos del sistema, que puede no coincidir con el nodo en el que se inyecta la potencia al sistema. Como se comprueba en la figura 2.33, este control puede realizarse sobre la potencia activa (P), o sobre la potencia reactiva (Q), generando una consigna que será interpretada por el modelo de control eléctrico (REEC B).



Figura 2.35. Diagrama de bloques del modelo REPC A

En la parte superior del diagrama se observa el control de potencia reactiva, que puede hacerse en función de una referencia de potencia reactiva (RefFlag=0) o a través de un control de tensión (RefFlag=1). A su vez, el control de tensión posee dos criterios de compensación, con VcompFlag=1 se trata de compensar la caída de tensión en la rama que une el generador con el nodo de control, con VcompFlag=0, se tiene en cuenta la potencia reactiva que circula por dicha rama.

En la parte inferior del diagrama se explica el control de potencia activa que realiza el modelo. En él se establecen límites en la regulación de esta a la baja (Ddn) y al alza (Dup), de modo que puede impedirse el aumento de la potencia activa (Dup=0). Además, este control puede ser activado o desactivado mediante Freq flag.

Modelo de control eléctrico (REEC B): este modelo simula la respuesta de la planta fotovoltaica a las perturbaciones en la red y, si es el caso, también a las consignas del control de planta. De este modo, en función de las condiciones de la potencia y la tensión de generación y en el nodo de interconexión, el modelo establece una consigna de generación que es recibida y asumida por el modelo de simulación del generador (REGC A).

En la figura 2.34 se presenta el diagrama de bloques de este modelo, en él se puede observar cómo, a través de la combinación de varios selectores, se puede establecer un valor fijo de generación de potencia activa y reactiva o, por el contrario, establecer controles de tensión o potencia reactiva generada. Estos últimos pueden combinarse. Los selectores que pueden combinarse para estas funcionalidades son: PfFlag,Vag y QFlag.



Figura 2.36. Diagrama de bloques del modelo REEC B

Complementariamente, existe un protocolo de respuesta a los huecos de tensión, cuyos componentes se encuentran en la parte superior del diagrama, y una regulación de la potencia activa en la parte inferior. Actuando sobre los límites de los márgenes de regulación, tanto de la consigna de potencia activa, como de la consigna de potencia reactiva, existe un bloque que contiene la lógica de control de corriente que, básicamente,

da prioridad a la generación de potencia activa (Pqag=1) o a la potencia reactiva (Pqag=0).

Modelo de control eléctrico (REGC A): por último, este modelo representa al generador de la planta fotovoltaica como una fuente de corriente, que responde a las consignas de potencia activa y reactiva generadas por el (REEC B). El modelo dispone de un sistema de regulación de la potencia reactiva en caso de sobretensión, y otro que regula la potencia activa en caso de que la tensión caiga por debajo de un cierto límite.



Figura 2.37. Diagrama de bloques del modelo REGC A

2.3.4. Aerogeneradores Enercon E-70 tipo 4 (full converter)

Los aerogeneradores instalados en la isla son ENERCON E70 con 2,3 MW de potencia nominal, en total existen 5 Aerogeneradores conectados a la subestación eléctrica de la central. Su esquema general es el siguiente:



Figura 2.38. Esquema general del modelo de aerogenerador tipo 4 (full converter)

Modelo de regulador eléctrico (REEC A): es el modelo que simula la capacidad de regulación de las potencias activa y reactiva generadas por el aerogenerador. Básicamente es el mismo que el que se emplea en el modelo de planta fotovoltaica, sin embargo, tiene algunas diferencias con este modelo. La primera diferencia, es que incluye la opción de mantener congelados los comandos de funcionamiento, durante el tiempo especificado, una vez recuperada la tensión tras un hueco. La segunda, es que incluye una curva V/P, y otra V/Q, que sirven para establecer las consignas de potencia activa y reactiva. Por último, incluye también un modelo interno, el WTGT A, que permite simular las fluctuaciones que se producen en la generación de potencia activa en debido a las oscilaciones mecánicas que se producen en el tren de potencia tras una perturbación eléctrica.



Figura 2.39. Diagrama de bloques del modelo REEC_A

Modelo de tren de potencia (WTGT A): El objetivo de este modelo es simular las fluctuaciones que se producen en la potencia generada por el aerogenerador tras los fallos eléctricos, estas fluctuaciones se deben a oscilaciones mecánicas en el tren de potencia. Como se advierte en la figura 2.34, en base a la potencia eléctrica generada

y al par mecánico, este modelo genera dos señales(wg y wt), que se corresponderán con una representación de las velocidades del generador y del rotor o turbina.



Figura 2.40: Diagrama de bloques del modelo WTGT A

2.3.5. Modelo de batería

Para un BESS, (Battery Energy Storage System), o sistema de almacenamiento de energía por batería, el esquema utilizado se representa en la figura 2.35, donde se muestra que una unidad BESS es modelada usando dos de los modelos genéricos de segunda generación recién desarrollados:

1. Modelo de control eléctrico (REGC A): que es el modelo generador / convertidor de energía renovable y tiene entradas de real actual (Ipcmd) y reactivo (Iqcmd) actual de mando y salidas de real (Ip) y reactante (Iq) de inyección de corriente en el modelo de red. Representa la interfaz del convertidor para la unidad BESS.

2. Modelo de regulador eléctrico (REEC C): que es el modelo de control eléctrico de energía renovable c, y tiene entradas de referencia de potencia real (Pref) que puede ser controlada externamente, referencia de potencia reactiva (Qref) que puede ser controlada externamente y retroalimentación de la potencia reactiva generada (Qgen). Las salidas de este modelo son el comando real (Ipcmd) y reactivo (Iqcmd) actual. Esto representa los controles del inversor BESS e incluye una representación básica de la dinámica de carga / descarga.



Figura 2.41. Diagrama de bloques del modelo WTGT A

Además de los modelos anteriores, también se puede usar un modelo **repc_a** (modelo de controlador de planta de energía renovable a) junto con esta configuración para permitir el control de voltaje y frecuencia en un punto de acoplamiento común. Además, un controlador de planta más complejo que se está desarrollando actualmente puede usarse para controlar una unidad BESS junto con otros dispositivos en una planta compleja. Esto se presentará en trabajos futuros una vez que el modelo de planta compleja haya sido finalizado, aprobado y adoptado por los vendedores de software comercial.

El diagrama de bloques del modelo reec_c es el siguiente:



Figure D-3 Renewable energy electrical controls model C (reec_c)

Figura 2.42. Diagrama de bloques del modelo REEC_C

Un aspecto importante, es que las baterías se podrían llegar a configurar y actuar como regulador de frecuencia del sistema [33]. Así, se supone que la batería mantiene un nivel de carga suficiente para ser capaz de consumir potencia de la red en caso de que se produzca una caída de la frecuencia. A su vez, este nivel de carga le permite inyectar potencia cuando la frecuencia suba por encima de cierto umbral[34].

En la actualidad, existen inversores diseñados para administrar la carga de un grupo de baterías, de tal modo que puedan ser la base de un pequeño sistema eléctrico aislado. Es el caso de los modelos Sunny Backup de SMA o los Sun Storage de Ingecon [35], especialmente este último, que permite, por un lado, desconectar la micro-red del sistema en caso de fallo y generar una onda senoidal por sí mismo para mantenerla en funcionamiento. Por otro lado, permite gestionar la carga y descarga de la batería atendiendo a distintos criterios de estabilidad y seguridad del suministro.

3. Validación del modelo del sistema eléctrico

A continuación se ajustarán los datos del modelo con los de la estructura de generación y demanda publicados por REE.

3.1 Análisis en régimen dinámico.

El estudio el régimen dinámico excede de los objetivos de este trabajo de fin de máster pero se revela como una las líneas futuras a desarrollar sobre los contenidos que aquí se presentan. No obstante se han realizado algunas pruebas de validación del modelo, simulando alguna de las configuraciones y funcionamiento del sistema eléctrico.

Durante 2016 hubo periodos de hasta 55 horas seguidas con los grupos diesel apagados. Se ha simulado esta perturbación del sistema, es decir, la parada del grupo diesel de forma que se pasa a una generación 100% renovable mediante la generación eólica y las turbinas Pelton, con el deslastre de carga del sistema de bombeo. Para esta simulación se parte del **estado de máxima demanda del sistema con 8,1 MW**, que en el instante de la perturbación está cubierta por:

- Generación eólica: 7,2 MW
- Generación hidráulica (Pelton 3,98 MW y Bombeo -5 MW): -1 MW
- Generación diesel: 1,8 MW

Esta estructura de generación se produjo el 13 de agosto a las 22:00 horas exactamente, según datos de REE.



Figura 3.1. Estructura de generación para demanda de máxima potencia en 2016

Para ese instante, se desconecta el grupo diesel de 1,8 MW y esa potencia es asumida por los grupos Pelton, pasando de 3,98 MW a 5,78 MW, como se observa en la figura 3.2, donde además se presenta la distribución de carga de esos 8,1 MW entre los 19 nudos del esquema.



Figura 3.2. Modelo en instante de máxima carga 8MW para desconexión de grupo diesel

En el análisis del régimen dinámico de esta peturbación, se obtienen las siguientes gráficas, verificando la estabilidad del sistema.



Figura 3.3. Variaciones de potencia y de frecuencia ante la caída de un grupo diesel



Figura 3.4. Variaciones de tensión en nudos y variación Mvar en Enercon diesel-off



Figura 3.5. Variación de velocidad de Pelton y de Efd ante la baja de un grupo diesel

Dentro del estudio del análisis del régimen dinámico, se procede a realizar otra simulación, esta vez para la **situación de mínima carga del sistema con 3,2 MW** que se dió el 13 de febrero de 2016.



Figura 3.6. Estructura de generación para demanda de mínima potencia en 2016

La figura 3.6 es represenativa de otro modo de funcioamiento de Gorona, donde en este caso, ante la falta de recurso eólico, el control Potencia-Frecuencia y la adaptación de la generación a la demanda, se realiza pincipalmente por los grupos diesel. Por tanto uno de los grupos se fija como SLACK.

En este caso el sistema hidráulico (turbinado – bombeo) se limita aprovechar la flutuación de la potencia eólica pasando de turbinado a las 21:00 (sin eólica) a bombeo a las 03:00. A las 19:00 ante la falta de viento el balance es positivo, turbinado mayor que bombeo, y a partir de las 22:00,donde vuelve el recurso eólico, se vuelve a bombear, es decir, el balancedel sistema hidráulico vuelve a ser negativo. Como ya se índico, Gorona no admite bombeo con los grupos diesel, solo el 1 de julio de 2015, se registró esta circunstancia.

No obstante, a fin de validar el modelo para estudios de régimen dinámico, se pasa a analizar el sistema si se pierde de forma brusca la generación eólica.

Para ello se parte del modelo anterior y se ajusta la generación eólica a 1,3 MW, Pelton a 1,6 MW y uno de los diesel configurado como SLACK a 0,2 MW, según se muestra en la figura 3.7.



Figura 3.7. Modelo en instante de mínima carga 3,2MW para caída de Enercon

Posteriormente se simula mediante régimen dinámico la caida del generador eólico ENCN-70, obteniendo y la siguiente respuesta en regimen dinámico del modelo.



Figura 3.8. Respuesta del sistema en régimen dinámico a pérdida de generación eólica

3.2 Diferentes escenarios de cargas.

A continuación se pasa a simular diferentes estados de carga que se corresponden con la curva de demanda diaria del sistema para el año 2016, tomando como extremos el día donde se registró mayor demanda y el día con menor demanda.

El **día de mayor demanda**, con un pico de 8 MW a las 22:00 horas, fue el 13 de agosto de 2016.



Figura 3.9. Estructura de generación en el instante de máxima potencia de 2016

Para simular estos estados de carga, y sus pérdidas correspondientes, se parte de la tabla 2.1. Distribución de la población por CT/Nudo y de los datos del Plan Hidrológico Insular, anexo nº 5. Usos y Demandas [36], donde establece que un 38% de la demanda de energía eléctrica en la Isla se dedica al sistema de desalación y bombeo de agua. Exactamente 17 MWh, frente a lo 45,5 MWh consumidos en 2015.

Así, para la distribución de cargas en los diferentes nudos, se ha seguido el criterio de asignar de forma proporcional a los nudos donde están conectadas las desaladoras, un 40% de la demanda eléctrica en diferentes horas de día. Según infomación del Consejo de Aguas, las desaladoras, funcionan de forma initerrumpida, según las necesidades y su potencia contratada es similar, de orden de 400 kW a la que hay que añadir los sistemas de bombeo. Este alto consumo se jstifica por la topografia de la Isla, donde la mayor parte de la población no se encuentran en la costa, como en el resto de las Islas, sino en altitudes entre 500 y 800 metros.

Para el día 13 de agosto de 2016 se han tomado 4 periodos de diferente carga:

- valle de 5 MW 4:00- madrugada
- llano bajo de 6 MW(8:00 y 16:00) media mañana y tarde
- llano alto de 7 MW(14:00) pico del mediodia
- pico de 8 MW, (22:00) pico de la noche

D Desaladora + bombeo	Periodo	PICO	LLANO A	LLANO B	VALLE
NUDOS	СТ	Total 8 MW	Total 7 MW	Total 6 MW	Total 5 MW
Central-Estaca	CT1	0,05	0,04	0,03	0,03
CALETA	CT2	0,15	0,12	0,10	0,08
TAMADUSTE+ D	CT3	1,14	1,02	0,90	0,78
VALVERDE+ECHEDO	CT4	0,87	0,75	0,63	0,50
MOCANAL	CT5	0,45	0,39	0,32	0,26
ERESE	CT6	0,09	0,07	0,06	0,05
BOCA TUNEL NT a Túnel	CT7	0,00	0,00	0,00	0,00
GUARAZOCA (Montañetas)	CT8	0,16	0,14	0,12	0,09
SAN ANDRÉS + ISORA+ TIÑOR	CT9	0,30	0,26	0,22	0,17
FRONTERA	CT10	0,68	0,58	0,49	0,39
LAS PUNTAS	CT11	0,13	0,11	0,09	0,07
CENTRAL VIN + D	CT12	1,17	1,05	0,92	0,80
TIGADAY+LLANILLOS	CT13	0,73	0,62	0,52	0,42
SABINOSA	CT14	0,13	0,11	0,09	0,08
TAIBIQUE+ LAS CASAS	CT15	0,59	0,50	0,42	0,34
LA RESTINGA +D	CT16	1,26	1,12	0,98	0,85
TEMIJIRAQUE	CT17	0,09	0,07	0,06	0,05
BARRANQUERAS a SUBT	CT18	0,00	0,00	0,00	0,00
LAS PLAYAS	CT19	0,06	0,05	0,04	0,03
BOMBEO GORONA	CT 29	0,00	0,00	0,00	0,00
	TOTAL	8,00	7,00	6,00	5,00

Obteniendo la siguiente distribución de cargas para cada uno de los nudos:

Tabla 3.1. Distribución de cargas en los periodos del día de mayor demanda

De la misma forma, el **día de menor demanda**, con un valle de 3,2 MW a las 2:50 horas, fue el 22 de febrero de 2016. En este día el pico de demada fue de 6,5 a las 20:40 horas.



Figura 3.10. Estructura de generación en el instante de máxima potencia de 2016

Para este día se han tomado 4 periodos de diferente carga:

- valle de 3,2 MW 4:00- madrugada
- llano bajo de 5 MW(8:00 y 16:00) media mañana y tarde
- llano alto de 5,5 MW(14:00) pico del mediodia
- pico de 6,5 MW, (21:00) pico de la noche

Se apli	can los	mismos	supuestos	que	en	caso	anterior,	obteniendo	la	siguiente
distribución de	cargas	para cada	uno de los	nudos	s:					

D Desaladora + bombeo	Periodo	PICO	LLANO A	LLANO B	VALLE
NUDOS	СТ	Total 6,5 MW	Total 5,5 MW	Total 5 MW	Total 3,2MW
Central-Estaca	CT1	0,04	0,03	0,03	0,02
CALETA	CT2	0,12	0,10	0,09	0,06
TAMADUSTE+ D	CT3	0,91	0,79	0,68	0,45
VALVERDE+ECHEDO	CT4	0,70	0,57	0,52	0,35
MOCANAL	CT5	0,36	0,30	0,27	0,18
ERESE	CT6	0,07	0,06	0,05	0,03
BOCA TUNEL NT a Túnel	CT7	0,00	0,00	0,00	0,00
GUARAZOCA (Montañetas)	CT8	0,13	0,11	0,10	0,06
SAN ANDRÉS + ISORA+ TIÑOR	CT9	0,24	0,20	0,18	0,12
FRONTERA	CT10	0,54	0,45	0,41	0,27
LAS PUNTAS	CT11	0,10	0,08	0,08	0,05
CENTRAL VIN + D	CT12	0,94	0,81	0,80	0,47
TIGADAY+LLANILLOS	CT13	0,58	0,48	0,44	0,29
SABINOSA	CT14	0,10	0,09	0,08	0,05
TAIBIQUE+ LAS CASAS	CT15	0,47	0,39	0,35	0,23
LA RESTINGA +D	CT16	1,10	0,97	0,85	0,50
TEMIJIRAQUE	CT17	0,07	0,06	0,05	0,03
BARRANQUERAS a SUBT	CT18	0,00	0,00	0,00	0,00
LAS PLAYAS	CT19	0,05	0,04	0,04	0,02
BOMBEO GORONA	CT 29	0,00	0,00	0,00	0,00
	TOTAL	6,50	5,50	5,00	3,20

Tabla 3.2. Distribución de cargas en los periodos del día de menor demanda

Estos datos se introducen en el Power World y se obtienen las pérdidas del sistema para los difrentes estados de demanda. Se puede hacer mediante el "Time Step Simulation" definiendo instantes de tiempo o directamente modificando los datos de cada una de las cargas y de la generación para los puntos de tiempo definidos.

Para el caso del dia de mayor demanda, a partir de los datos de REE obtenidos de las figura 3.1, se agruparon las 24 horas del día y se fijaron 6 periodos de tiempo de 4 horas cada uno para realizar la simulación en el "Time Step Simulation", con la estructura de generación que se presenta en la figura 3.11. En este caso, el sistema hidráulico se ajusta por delastre de carga en el bombeo.

🔘 🛱 - I	👺 🚯 👯 🧮 🖥	i 🗐 🗵	s ∎ • • •			Time Step S	imulation -	Case: 5_HIERR	RO_v60_GD_Ok	_sin_GD.pwb	Status: Initialized	Simulator 1	9 GSO
File	Case Information	n Draw	One	elines To	ols Opti	ons Add Or	s Wind	ow					
Edit Mode Run Mode	X Abort	Single Solut - Full <u>N</u> ewt	tion <u>S</u> ir on Op	mulator ptions	olve + es <u>t</u> ore +	Contingency Analysis	RAS + CTG Case Info *	$\frac{df}{dx} \downarrow$ T	∲ <u>F</u> ault Ana Ø Time Step Line Loading	alysis 👻 Simulation Replicator	85% 110% Limit Monitoring	Difference Flows *	<u>S</u> cale Case
Mode	Log		Power FI	ow Tools				Run Mode					Other 1
Starting Tim Ending Time	Starting Time: 13/08/2016 10:00:00 V Do Run Reset Run Insert Time Read TSB File Clear Results Ending Time: 13/08/2016 22:00:00 V Do Single Point Do Previous Point Save TSB File Delete All												
···· Summar	у	Ir	nput										
✓ Input MW	Loads	1	W Loads	Mvar Loads	Gen Actual	MW Gen Max M	W Line Sta	tus Area Loa	ds Zone Loads	Injection Gro	ups Schedules	Sched Subscrip	ptions Time
··· Mva	r Loads			******	A A A	Records - Set	 Columns 	- E - AUX	5 - AUX5 - 💎		- III Options	•	
Gen Gen	Actual MW Max MW			Date	Time	Num Gens	Total MW	Gen Gen 20	#1 MW Gen 2	1 #1 MW Gen 2	22 #1 MW Gen 2	3 #1 MW Gen	25 #1 MW
Line	Status		1 13	8/08/2016	2:00:00		5	10,6	7,0	0,0	1,8	1,8	0,0
Area	a Loads		2 13	3/08/2016	6:00:00	_	5	11,1	7,5	0,0	1,8	1,8	0,0
Zon	e Loads	-	3 13	3/08/2016	10:00:00	-	5	11,6	8,0	0,0	1,8	1,8	0,0
Inje	ction Groups	-	5 13	8/08/2016	18:00:00	-	5	9,0	7.5	0,0	1,0	1,0	0,0
Sche	edules ad Subscriptions		6 13	3/08/2016	22:00:00		5	8,8	7,0	0,0	0,0	1,8	0,0

Figura 3.11. Periodos definidos para el Time Step Simulation con la estructura de Generación

Para cada estado de carga y de generación, se obtuvieron las siguientes péddas del sistema:

Periodo	Demanda	Total Gen	Hidráulico	Pérdidas del
	MW	MW	MW	Sistema kW
02:00 - 06:00	5	10,6	-5,6	69
06:00 - 10:00	6	11,1	-5,1	103
10:00 - 14:00	7	11,6	-4,6	141
14:00 - 18:00	6	9,6	-3,6	103
18:00 - 22:00	8	11,1	-2,5	187
22:00 - 02:00	5	8,8	-3,8	70

Tabla 3.3. Perdidas en el día de menor demanda según carga y generación

Para el caso del día de menor demanda, se obtuvieron los datos de estructura de generación desde la gráfica 3.6 obteniendo los siguientes datos y perdidas del sistema una vez introducidos los datos en el modelo.

Periodo	Demanda MW	Diesel MW	Eolica MW	Hidráulico MW	Pérdidas del Sistema kW
02:00 - 06:00	3,2	2,2	1	0	29
06:00 - 10:00	5	3,0	3,1	-1	56
10:00 - 14:00	5,5	3,8	1,3	0	75
14:00 - 18:00	5	3,7	1,3	0	68
18:00 - 22:00	6,5	4,3	0,5	1,2	120
22:00 - 02:00	3,2	4,3	1,9	-1	35

Tabla 3.4. Pérdidas en el día de menor demanda según carga y generación

3.3. Estudio de Eficiencia Energética del sistema

La principal utilidad del modelo desarrollado es que permite analizar y estudiar diferentes configuraciones del sistema eléctrico. Para ello se han realizado varias simulaciones hasta determinar que configuración del mallado da lugar a menores pérdidas y por tanto, a una mejor eficiencia energética del sistema.

También es posible estudiar el efecto global que suponen la puesta en servicio de las líneas subterráneas, que recordemos suponen un 41 % sobre el total de las líneas del sistema, que sobretodo en horas valle de poca demanda.

Para el caso de máxima demanda, de 8 MW, de las pruebas realizadas con el modelo, se obtenienen los siguientes resultados:



Figura 3.12. Configuración óptima del sistema para mejor Eficiencia Energética. 8 MW

Tras realizar varias pruebas y diferentes alternativas de funcionamiento y de apertura o cierre de líneas, se concluye que esta es la configuración óptima de funcionamiento del sistema, que da lugar a menores pérdidas en la red, cuantificada en 174 kW, y por tanto a una mejor Eficiencia Energética del Sistema. Se observa que hay una combinación de líneas aéreas y subterráneas, y en especial, el cierre del anillo entre el centro de transformación nº 9 de San Andrés hasta el nudo 8 de Guarazoca, que según la documentación consultada es una de las últimas puesta en servicio.

Hay que indicar también que la distribución de cargas en los diferentes nudos ha resultado ser muy precisa. Al validar el modelo no coincidía la generación publicada por REE con las cargas de la demanda correspondiente, ya que no se tuvo en cuenta, que precisamente, esas pérdidas del sistema no se habían cuantificado. Fue preciso por tanto disminuir esos 174 kW en alguna carga del sistema, seleccionado el de la desaladora de Frontera, nudo 12 de central Vinícola, de forma que la generación se ajustase exactamente a la curva de demanda publicada por REE.



Figura 3.13. Peor configuración del sistema y peor Eficiencia Energética. 8 MW

Pasando al otro extremo, se ha buscado cuál sería la peor configuración del sistema, con unas pérdidas de 1.041 kW y 1.988 de Mvar, obteniendo incluso una sobrecarga de la línea norte.



Figura 3.14. Configuración del sistema priorizando líneas aéreas. 8 MW

Ante las diferentes alternativas, en esta simulación, se han priorizado las líneas aéreas con respecto a las líneas subterráneas, dando lugar a unas pérdidas de 289 kW y de 1,496 Mvar.



Figura 3.15. Configuración del sistema priorizando líneas subterráneas. 8 MW

Por último, priorizando las líneas subterráneas sobre las aéreas, se obtienen unas pérdidas de 219 kW, algo superior que la configuración óptima, pero con menos pérdidas de energía reactiva.

Ahora para el caso de mínima demanda, de 3,2 MW, se realiza el mismo análisis, obteniendo los siguientes resultados:



Figura 3.16. Configuración óptima del sistema para mejor Eficiencia Energética. 8 MW

Tras realizar varias pruebas y diferentes alternativas de funcionamiento y de apertura o cierre de líneas, se concluye que, al igual que para alta demanda, esta es la configuración óptima de funcionamiento del sistema, que da lugar a menores pérdidas en la red, cuantificada en 29 kW, y por tanto a una mejor Eficiencia Energética del Sistema.



Figura 3.17. Configuración con más pérdidas del sistema y peor Eficiencia Energética. Mínima demanda

Este es el caso peor para minima demanda, fijandose en 135 kW y pérdidas en reactiva de -0,692 Mvar. La apertura y cierre de líneas es similar al del caso de máxima demanda.



Figura 3.18. Configuración del sistema priorizando líneas aéreas. 3,2 MW

Ante las diferentes alternativas, en esta simulación, se han priorizado las líneas aéreas con respecto a las líneas subterráneas, dando lugar a unas pérdidas de 46 kW y en cuanto a pérdidas de reactica de -0,092 Mvar.



Figura 3.19. Configuración del sistema priorizando líneas subterráneas. 3,2 MW

Por último, priorizando las líneas subterráneas sobre las aéreas, se obtienen unas pérdidas de 39 kW, algo superior que la configuración óptima. Lo que si se observa en el resultado de la simulación son las altas pérdidas de energía reactiva con respecto al uso de las líneas aéreas, multiplicando por 10 estas pérdidas, de -0,092 Mvar a 0,920 Mvar.

Cuando la mayoría de las líneas en servicio son aéreas, hay un consumo de potencia reactiva, en cambio, con líneas subterráneas, se obliga a las unidades generadoras a absorber potencia reactiva. También es significativo en aumento de las tensiones en los diferentes nudos del modelo cuando hay un alto porcentaje de líneas subterráneas.

Se concluye que en este últmo caso con predominio de conductores subterráneos y baja demanda de potencia, los resultados obtenidos de las simulaciones sugieren que esta configuración puede tener impacto negativo en las unidades generadoras, forzado a absorber potencia reactiva para equilibrar la potencia reactiva generarda en las líneas eléctricas, pudiendo darse el caso de que los sistemas de control de excitación de generadores no fuesen suficiente. Los resultados también sugieren que la instalación de reactancias en la red de distribución podrían ser necesarias para compensar la potencia reactiva de, siendo esta una solución para asegurar una operación adecuada de las unidades generadoras, o bien, modificar la configuración del sistema en función del nivel de demanda.

En todo caso, gracias al modelo desarrollado, se aporta una solución desde el punto de vista de la Eficiencia Energética, y teniendo en cuenta estas premisas, es posible buscar una solución óptima para este caso de baja demanda en el sistema.

Esta solución consiste en utilizar 2 de las líneas aéreas en vez de su alternativa subterránea para estos casos, en concreto la linea que une los nudos de 9 y 15, de San Andrés a Taibique, y los nudos 4 y 5, líneas duplicadas entre Valverde y el Mocanal. Estas modificaciones se representan y se simulan en la figura 3.16, pasando de perdidas en reactiva de -0,731 Mvar a -0,410 Mvar, pero aumenando las pérdidas del sistema desde 0,029 kW a 0,041 kW.



Figura 3.20. Configuración del sistema compensando pérdidas en reactiva. 3,2 MW

Otro punto que se puede estudiar con este modelo es la actuación del generador móvil de 1 MW de potencia que se dispone en la Isla. Como se comento anteriormente, los Centros de transformación de La Restinga y El Pozo de la Salud, que los nudos que quedan en antena como final de línea, están dotados de un "centro telemandado para conectar grupo móvil en la línea norte. Actuación necesaria para un caso de emergencia por no disponer la línea de una doble alimentación en caso de emergencia". Inversión de 89134 euros (BOE de 17 de agosto de 2009).

Aunque tal y como se índica este grupo está pensado para casos de emergencia, o para casos puntales de matenimiento en la línea, con este modelo se podría llegar a estudiar como afecta a Eficiencia del Sistema, e incluso, la posibilidad de trabajar como una microred en modo aislado.

De las simulaciones realizadas en regimen estático, se observa que aún en máxima demanda de carga, este grupo movil de potencia neta declarada de 1,07 MW, podría dar servicio sin problema al núcleo de Sabinosa (que agrega el CT del Pozo de la Salud) e incluso hasta el Centro de Transformación de Tigaday, en el centro del valle del Golfo. Puede funcionar en isla y las perdidas se reducen hasta los 120 kW.

Para el caso de La Restinga, debido a que este núcleo de población dispone de una de las desaladoras, y además también cuenta con las instalaciones de la Cofradia de Pescadores y la coorperativa Pescarestinga, con un tunel de congelación con más de 60 kW contratados y alto consumo, el suministro podría verse comprometido. Por lo tanto, este grupo móvil no garantiza el suministro para este núcleo de población de forma continua y para alta demanda, aunque si para periodos valle y meses de poca demanda.

A continuación se realiza la simulación realizada para los 2 casos, en el instante de máxima demanda de la red:



Figura 3.21. Grupo móvil conectado al CT Pozo de Salud



Figura 3.22. Grupo móvil conectado al CT Restinga

Se observa que el grupo movil conectado al CT de la Restinga no garantiza el suministro, por lo que sería apropiada la instalación de sistemas de energía que aprovechara el potencial eólico y solar de este núcleo de población.

3.4 Estabilidad en Frecuencia

Otro punto a considerar en este trabajo, es comparar el comportamiento de Gorona en sus diferentes modos de funcionamiento, con respecto a su estabilidad en la frecuencia de red. Para ello se disponen de los datos del inversor de una instalación solar fotovoltaica conectada a red como ya se ha comentado.

Este inversor registra la frecuencia de red y proporciona registros con una media de 2 minutos. Evidentemente no es suficiente para registrar eventos de corta duración, del orden de varios segundos, que pudiesen perturbar la estabilidad del sistema, como ya hemos visto en el estudio del régimen dinámico, pero si da una idea de la estabilidad en sus dos modos extremos de funcionamiento, es decir: en modo 100% renovable, con inyección directa a la red de la potencia eólica, compensando sus fluctuaciones mediante el sistema hidraúlico de turbinado – y el funcionamiento donde el control potencia-frecuencia es realizado por los grupos diesel, en ocasiones como hemos visto en modo 100% renovable. Estos 2 extremos se muestran en la siguiente gráfica.



Figura 3.22. Comparación de desviación de frecuencia en modo 100% renovable-die a 100% diesel

Como vemos, siempre teniendo en cuenta que son promedios de 2 minutos, el sistema 100% renovable del conjunto de las turbinas Enercon-70 junto con el sistema de energía hidráulica Pelton, equipado con volantes de inercia, y el deslastre de carga del sistema de bombeo, parece ofrecer un buen control de frecuencia del sistema.

No obstante, siguiendo con el análisis de los datos proporcionados por el inversor, encontramos una serie de gráficas muy representativa del funcionamiento de Gorona.



Figura 3.23. Datos de frecuencia de la red, promedio de 2 minutos, los 10 primeros días de julio de 2016

Esta gráfica representa la frecuencia de la red los 10 primeros días de julio de 2016, donde se pueden hacer las siguientes observaciones:

1. El día de julio hay una significativa estabilidad de frecuencia en la red. Como vimos en la figura 2.20, este mes tiene el record de energía renovable con un 67,2%. Esta estabilidad se produjo gracias a un recurso eólico constante durante todo el día que el aquel momento, estaba limitado a 7 MW, como se observa en la siguiente figura.



Figura 3.21. Generación eólica el día 7 de julio de 2016 limitada a 7 MW

Esos 2 días, el control potencia-frecuencia y ajuste a la demanda, era realizado principalmente mediante el deslastre de carga del sistema de bombeo, y como se observa en la figura 3.22.



Figura 3.25. Estructura de generación diesel e hidráulica el día 7 de julio de 2016

2. El día 5 julio hay una importante desviación de frecuencia de hasta 50,24 Hz, superior al rango de 5.15 Hz- 48,5 Hz establecido para este sistema, exactamente a las 9:38 horas.



Figura 3.26. Detalle de evento de desviación de frecuencia el 5 de julio de 2016

Este evento, como se observa en la figura 3.24, fue producido por el desplome del recurso eólico desde 6,5 MW hasta 2 MW, que no fue compensado en frecuencia lo suficientemente rápido por el sistema hidráulico, que pasó de bombeo de -3MW a generación por turbinado de 1,5 MW, pero dejando al sistema fuera de rango de frecuencia durante varios minutos. Se observa, que aunque en ese momento había un grupo diesel conectado con 1,6 MW, no intervino en el restablecimiento del equilibrio con la demanda.



Figura 3.27. Estructura de generación durante el evento del 5 de julio de 2016
Otros eventos significativos los encontramos en agosto de 2016, según se observa en la siguiente figura, donde se representa de forma superpuesta la estructura de generación desde el 8 de agosto hasta el 21 de agosto incluido, con respecto a la frecuencia de red registrada en cada uno de esos días:



Figura 3.28. Estructura de generación y frecuencia de red del 8 al 21 de agosto de 2016

Como se observa en la figura 3.25, los días 15 y 16 de agosto, de operación 100% renovable, las variaciones de frecuencia son significativamente menores que el resto de los días, donde el control Potencia-frecuencia y adaptación a las demanda es realizado por los grupos diesel.

El día 18 de agosto hay otro evento significativo por una caída de frecuencia que se muestra a continuación en detalle:

🚝 Ingecon Sun Manager		-	σ	×				
Archivo OnLine Lectura	🔆 🖍 🗱 kerramientas 💦 🚺 Ingeteam							
G stills of thereins O Gallos de Energia 502 Materio 4357111 Media G stills of the Energia 502 Materio 4357111 Media 6022222 Devisación standard								
- M. P	Frec (Hz)							
	the Arrest of the Arrest of Arrest Arrest of the Arrest of							
	II ™T I IAA MANA A JAWA MA DAWA MAAAAA MA JA MAAA AA MAAAAA	LAN MISH MARKA A MARKAN ANALANA MARKANA MARKANA ANALANA ANALANA ANALANA ANALANA ANALANA ANALANA ANALANA ANALANA						
	A A A A A A A A A A A A A A A A A A A							
	49.9 -							
	49.8 -							
	43.7 -							
	49434	(19/8/2016 1:15, 49)	<u>i14)</u>					
	1882016512 1882016653 18820161226 188201618.00	18/8/2016 23:33 1	3/8/2016 1:	15				
	General Gráfica 4 agosto de 2016 4 O Zoom							
	Zaom Busin lu. ma. ml. ju. vi. sá. do. O Desplazamiento							
	25 26 27 28 29 30 31 O Curror Unico							
	8 9 10 11 12 13 14 Parlimetros 15 16 17 18 19 20 21							
	Prec (Hz) V 22 23 24 25 26 27 28 Sobre Gréfico							
	Hoy: 19/07/2017 Cursor Libre							
	Estado : Última Comunicación :							

Figura 3.29. Evento por caída de frecuencia el día 18 de agosto de 2016 a 18:20 horas



Igual que el caso anterior, en las graficas de REE para ese día se puede visualizar qué posible evento dio lugar a esa caída de frecuencia.

Figura 3.30. Estructura de generación en evento del día 18 de agosto de 2016 a 18:20 horas

Se observa como esa caída vuelve a ser debida a una caída de la generación eólica en este caso de 2 MW, que se compensa por deslastre de carga y en este caso, también por la acción de un grupo diesel, por lo que el restablecimiento de la frecuencia de red es mucho más rápido que en caso anterior.

Se concluye por tanto que si bien, en condiciones favorables, el sistema renovable de grupos eólicos Enercon-70, grupos hidráulicos Pelton y deslastre de carga del sistema de bombeo, son capaces de mantener la frecuencia de red muy estable, la respuesta del sistema ante fluctuaciones bruscas del recurso eólico, puede dar lugar a situar el sistema fuera del rango de frecuencia, quizás por la inercia de los sistemas hidráulicos y eólicos. Se impone por tanto la necesidad de disponer de potencia rodante de algún grupo diesel o bien complementar el sistema mediante una batería que sea capaz de suavizar esas fluctuaciones en la generación renovable y contribuya así a la estabilidad en frecuencia del sistema.

El informe de seguimiento del PECAN del año 2009, establecía que:

"En un futuro, la entrada en servicio de la instalación hidroeólica de El Hierro podría provocar un aumento significativo, aunque transitorio, del valor del índice de cobertura en este sistema eléctrico, por lo que una vez realizada su puesta en marcha y la consolidación de su operación en un periodo de tiempo prudencial, a partir del año 2013 se podría proceder a la baja de los grupos diesel más antiguos de la central de Llanos Blancos (éstos son los diesel 7,9, 10 y 11)."

La variabilidad del recurso renovable de Gorona, que aún hace necesario trabajar en ocasiones con un 100% de grupos diesel, no permite dar de baja estos equipos, por lo que se consideran necesarias, nuevas instalaciones de almacenamiento, que permitan en su momento, dar de baja estos equipos con total garantía de suministro.

El modelo desarrollado permite simular el comportamiento del sistema frente a estas observaciones de desvío de la frecuencia, ya que se valida que ante una desconexión de las bombas de impulsión, que actúan como un deslastre de carga, se produce un aumento de la frecuencia y en cambio, si se produce la caída de generación de los grupos eólicos, el resto del sistema, debe suplir esa falta de potencia y por tanto disminuye la frecuencia.

El sistema de control de Gorona del Viento es muy complejo y habría que profundizar más en el mismo. A la vista de los resultados registrados de frecuencia de forma externa, se observa que la generación eólica tiene en periodos de muchas fluctuaciones, como el caso representado anteriormente. Se podría dar un caso hipotético en que esas fluctuaciones no solo de deban a falta de recurso eólico, sino que si por alguna causa se produce la parada de una bomba, deslastre de carga, la frecuencia aumentaría y el sistema de control de los Enercon tendería disminuir su generación.

En las siguientes gráficas se analiza en régimen dinámico las variaciones de frecuencia detectadas, programando en el PowerWorld, eventos que pudiesen dar lugar a las gráficas ya vistas.



Figura 3.31. Variación de frecuencia en régimen dinámico. Caso1

En este caso se han programado las siguientes contingencias:

- A 1 segundo, pérdida de potencia, (teóricamente por falta de recurso eólico), de 4 MW a 1 MW de los grupos eólicos Enercon-70. Se observa como cae la potencia de generación, pero que se ve compensada por la actuación de los grupos hidráulicos y con una respuesta más rápida de los grupos diesel. El sistema de control eólico hace que la caída no sea brusca y se va compensando con la subida de los grupos Pelton.
- A los 20 segundos, se programa una desconexión del sistema de bombeo de 4,5 MW, este deslastre de carga hace que los grupos Pelton pasen de 5,5 MW a 3,5 MW y los diesel de 3 MW a 0,5 MW, mientras los Enercon siguen disminuyendo su potencia. Esto provoca un aumento súbito de la frecuencia, que es lo que pudo haber ocurrido lo mostrado en la figura 3.26, con el evento de desviación de frecuencia del 5 de julio de 2016.

Para el caso de la figura 3.29, evento por caída de frecuencia el día 18 de agosto de 2016 a 18:20 horas, la hipótesis es que en ese evento, no se llegó a producir un deslastre de carga o desconexión de las bombas, sino que se recuperó el recurso eólico, en la simulación programado a los 20 segundos, estabilizándose nuevamente la frecuencia.

En esta simulación, también se ha incluido un deslastre brusco de carga de bombeo de 4,5 MW, dando lugar a una gran desviación de frecuencia, observando la respuesta en régimen dinámico de los 3 tipos de generación, siendo el diesel y grupos hidráulicos los más rápidos en responder, frente a la mayor inercia de los grupos eólicos.



Figura 3.32. Variación de frecuencia en régimen dinámico. Caso2

4. Estudio del potencial en energías renovables en la Isla

4.1. Potencial eólico.

En la documentación consultada hay un punto de máximo potencial eólico situado al este del núcleo de la Restinga, con vientos entre 9,5 m/s y 10,5 m/s. Es un potencial superior a la actual ubicación de los 5 aerogeneradores de Gorona y con poca afección paisajística, ya que se encuentra en una zona deshabitada, al Este de La Restinga y próxima a la misma con vientos con velocidad de 9 m/s. Datos del ITC y Gobierno de Canarias [36].



Figura 4.1. Mapa de Vientos. PTOIE El Hierro. Gobierno de Canarias

VIENTOS CON VELOCIDAD MEDIA MAYORES A 11,5 m/s,

→ G U	 visor.grafcan.es/visorweb/# 		\$
Gobierno de Canaria un solo pueblo	Info Detaile Recurso Eólico a 80 m. OrtoExpress	3 PORTANTE SOBRE LAS COOKIES timizar su visita y para la recopilación de datos estadísticos. Puede usidamente su navegador.	Canarias
ema de Inform		🚥 📷 📰 💷 🛛 Visor anterior (v3) 🔹 IDECanarias	Miembros SITCAN Contacto Ayu
	Recurso Eólico a 80 m. Coordenada UTN X: 206.750	Buscar × Buscar × I	Más GRAFCA
7º39'08,33" N I	Coordenada UTM Y: 3.061.750		🔒 Q Contenido Leyenda KML
	Coordenda Geográfica Latitud: 27,649 Elevación del terreno: 25 m. Rugosidad del terreno: 0,050 Velocidad media del viento: 9,72 m/s. Constante C (Weibull): 2,226 Más información <u>aso</u> Recurso Eólico de Canarias. TC Acercar Alojar Abrir en nueva ventana		Aerogeneradores Aerogeneradores Aerogeneradores Concurso 2007 Parques Eólicos Concurso 2007 Rosas de Viento Intensidad de turbulencia a 60 m. Intensidad de turbulencia a 40 m. Intensidad de turbulencia a 40 m. Recurso Eólico a 80 m. Recurso Eólico a 80 m. Recurso Eólico a 40 m.
			< 19.8 Km/h; < 5.5 m/s 19.8 - 21.6 Km/h; 5.5 - 6.0 m/s 21.6 - 23.3 Km/h; 6.0 - 6.5 m/s 23.3 - 25.3 Km/h; 6.0 - 6.5 m/s
			25.3 - 27.0 Km/h; 7.0 - 7.5 m/s 27.0 - 28.8 Km/h; 7.5 - 8.0 m/s
			28.8 - 30.6 Km/h; 8.0 - 8.5 m/s
			30.6 - 32.3 Km/h; 8.5 - 9.0 m/s
		•	32.3 - 34.4 Km/h; 9.0 - 9.5 m/s
			> 3/ 3 Km/h: > 9.5 m/s

Figura 4.2. Recurso eólico a 1 km de la Restinga 9,72 m/s. Grafcan



Figura 4.3. Recurso eólico Gorona del Viento 8,61 m/s. Grafcan

4.2. Potencial solar. Explotación de datos de la ISF en funcionamiento.

En toda la documentación consultada, se ha encontrado que La Restinga es el núcleo de población de Canarias con mayor potencial fotovoltaico. El mapa de Radiación Solar de Grafcan establece un potencial fotovoltaico de 1595,5 kWh/kWp para superficie inclinada.



Figura 4.4. Potencial fotovoltaico en el núcleo de La Restinga. 1595 kWh/kWp. Grafcan

La topografía de la isla hace que el potencial solar en otros puntos de la isla sea significativamente inferior, ya que la zona norte y el Valle del Golfo suelen tener nubosidad, cuando en la vertiente sur de la Isla está despejado.



Figura 4.5. Potencial fotovoltaico en el núcleo de La Restinga. 1595 kWh/kWp. Grafcan

4.3. Datos de una instalación fotovoltaica en El Pinar

Para este trabajo, además de los datos de herramientas software o mapas de radiación solar, se cuenta con una fuente fundamental para este tipo de instalaciones, y son los datos reales de una instalación solar fotovoltaica conectada a red, que está en funcionamiento desde el año 2007. Dispone de 10,8 kWp y 9,9 kWn, divididos en 3 grupos de placas de 3,3 kWp, 3,6 kWp y 3,9 kWp, conectadas cada una de ellas a un inversor ingeteam de 3,3 kWn.

	Producción en
Año	kWh/kWp
2008	15560,9
2009	14813,5
2010	13618,6
2011	15540,2
2012	14922,6
2013	15964,8
2014	15131,0
2015	13258,5
2016	16108,8
PROMEDIO	14991,0

Los datos de producción anuales son:

Tabla 4.1. Promedio anual de generación fotovoltaica zona Sur. Datos reales

Si no se tiene en cuenta los datos de 2013, donde hubo una avería de uno de los inversores, el promedio para los 10,8 kWp instalados es de 1403 kWh/kWp.

Más importante que el promedio anual, es disponer de la radiación diaria, de todos estos años, registrada cada 15 minutos por los inversores. Una conclusión de estos datos, es que es muy difícil predecir la radiación del día siguiente, pero si hay un patrón donde no pasan más de 3 días con una radiación suficiente, por ejemplo, para cargar un sistema de baterías. Con estos datos se podrían llegar a realizar tareas de predicción para estos sistemas, como línea futura de trabajo.



Figura 4.6. Energía diaria kWh/kWp en El Pinar para todo el año 2016



Figura 4.7. Energía diaria kWh/kWp en El Pinar para todo el año 2014

4.4. Dificultades de integración por variabilidad de la radiación solar

Las instalaciones que se propongan como sistemas de energía renovable, no pueden suponer una nueva fuente de perturbación para el sistema eléctrico. En el caso de la fotovoltaica, la figura que se muestra a continuación es representativa de un día de nubosidad variable, dándose importantes fluctuaciones de 3200 w a 1200 w en pocos minutos.



Figura 4.8. Fluctuaciones de generación fotovoltaica. Promedio 2 minutos

En este caso, solo con 10 kW, no influye en el resto del sistema, pero para un 20% del mix energético, como tiene la Isla de Tenerife, no sería asumible en El Hierro.

5. Propuestas de Sistemas de Generación Distribuida.

Para este capítulo se ha realizado una revisión de artículos y documentación técnica para determinar qué sistema sería el más adecuado como complemento a los sistemas de generación presentes en la Isla. Buscando una mayor penetración de energía fotovoltaica en el sistema eléctrico [37], pero sobretodo con el objetivo de dar mayor estabilidad y seguridad de suministro al sistema. Las estrategias planteadas van en 2 direcciones[38].



Figura 5.1. Estrategias de control de PV con BESS

Lograr un sistema de salida de potencia constante, como el caso de la izquierda, o una atenuación de las fluctuaciones de la radiación solar como en el caso de la derecha. En el segundo caso se establece un control de rampa de caída, de forma que ante falta de recurso solar, la batería sea capaz de mantener la potencia por unos pocos minutos, hasta 15 minutos, suavizando la caída de potencia, para evitar contingencias en la red. En caso de recuperación del recurso, como hemos visto, algo habitual en días de nubosidad variable, las baterías volverían a su estado de carga.

Se han estudiado diferentes alternativas buscando siempre los objetivos de este trabajo, es decir:

- 1. Instalaciones con alta Eficiencia Energética, minimizando posibles pérdidas
- 2. Mayor integración de Energías Renovables en el MIX energético de la Isla.
- 3. Contribución a la mejora de la estabilidad y control del sistema.

Dado el carácter didáctico y de investigación del Trabajo, el estudio de viabilidad económica pasa a un según plano. Lo que se propone son diferentes alternativas de configuración que combinan energía fotovoltaica y sistemas de almacenamiento mediante baterías de Ion-Litio. Para la propuesta realizada se ha tomado como referencia un trabajo similar planeado para la Isla de Martinica, cuyo operador del sistema es EDF Francia[39].



5.1. Sistema de baterías en La Restinga con PV. 1 MW y 6 MWh

Figura 5.2. Propuesta de 1 MW de campo solar + BESS de 1 MW y 6 MWh

Debido a lo indicado en el capítulo anterior, un sistema de energía solar de cierta entidad, no sería adecuado para la isla de El Hierro. En cambio, la ubicación y las características del sistema hacen adecuada esta instalación.

Lo que se propone es un campo solar de 1 MW, que estaría como cubierta de las instalaciones deportivas de La Restinga, como se indica en la figura, cubriendo el polideportivo o como sombra para las gradas del campo de futbol.

Junto al centro d transformación se ubicaría la batería de 1 MW y 6 MWh del tipo que ya ENDESA ha ensayado con su proyecto STORE, que permite con una carga al 80%, aportar una generación de potencia constante durante de 0,5 MW durante 10 horas al día.

Esto permite que se pueda entrar en los procedimientos de despacho de REE, ya que la batería se cargaría durante el día, pero su salida a red sería constante a 0,4 MW durante 10 horas del día, en periodo llano y pico, tal y como se indica en la figura.



Figura 5.3. Modo de funcionamiento sistema fotovoltaico con batería

Además este tipo de batería contribuye a la estabilidad de la red, ya puede incluir la posibilidad de control potencia frecuencia, para ello siempre funcionará a un 80% de SOC. Además de esta forma, con 1 día de antelación se podrá entrar en despacho de REE, según los procedimientos actuales.



Figura 5.4. Esquema de funcionamiento sistema fotovoltaico con batería

Solo en el caso de o alcanzar la carga al 80% el SOC durante el día de PV, esta carga se tomaría de la red, teóricamente de eólica, funcionando igual que ahora funciona l sistma de bombeo de Gorona, hasta comenzar día con 5 MWh de almacenamiento. Se justifica por excedente eólico de Gorona y precio en horario nocturno que se que cobraría a mayor precio en horario de pico de demanda.



Figura 5.5. Datos de coste de energía eléctrica y precio de mercado

Para llegar a esta propuesta se han estudiado varios escenarios en función de los datos históricos de producción de la ISF de El Pinar, los procedimientos de ajuste de demanda-producción de REE y la gestión de carga y descarga de las baterías, pero siempre se producían días con exceso de carga, con lo cual había pérdida de energía y de eficiencia energética y, aunque puntuales, días en que no se podía asegurar la consigna del día siguiente, con lo cual el sistema debería tener su respaldo diesel correspondiente, por lo que no sería viable desde el punto de vista de la eficiencia energética.

							MWh		
	kWh/kWp	MWh		SOC MWh	limita	Ajuste	final	Consigna	
	2016	1,25 MWp		Carga	11 MWh	SOC MAX	día	dia siguiente	
		Gen día	incio dia	Max		92%	reserva	2,50	MW 0,5 - 10
1	4,41	5,51	0,00	5,51	0,00	5,51	3,01	5,00	horas
2	4,35	5,44	3,01	8,45	0,00	8,45	3 <i>,</i> 45	5,00	enero: 5 MWh
3	4,19	5,23	3,45	8,68	0,00	8,68	3,68	5,00	- 2,5 MWh
4	3,78	4,73	3,68	8,41	0,00	8,41	3,41	5,00	Umbral
5	2,40	3,00	3,41	6,41	0,00	6,41	1,41	2,50	reserva para
6	4,61	5,76	1,41	7,17	0,00	7,17	4,67	5,00	consigna >=3 MWh
7	2,74	3,42	4,67	8,10	0,00	8,10	3,10	5,00	тоты
8	2,09	2,61	3,10	5,70	0,00	5,70	0,70	2,50	generacion
9	2,16	2,70	0,70	3,41	0,00	3,41	0,91	2,50	140,68
10	2,15	2,69	0,91	3,59	0,00	3,59	1,09	2,50	137,50 % aparsia
11	3,49	4,36	1,09	5,45	0,00	5,45	2,95	2,50	perdida
12	2,66	3,32	2,95	6,28	0,00	6,28	3,78	5,00	0,00 Kwh de
13	3,47	4,34	3,78	8,12	0,00	8,12	3,12	5,00	placas
14	1,70	2,13	3,12	5,24	0,00	5,24	0,24	2,50	Kwh
15	2,51	3,14	0,24	3,39	0,00	3,39	0,89	2,50	inyectados 140,00
16	4,19	5,24	0,89	6,13	0,00	6,13	3,63	5,00	Kwh perdidos
17	3,88	4,85	3,63	8,47	0,00	8,47	3,47	5,00	0,00
18	4,20	5,25	3,47	8,72	0,00	8,72	3,72	5,00	7 días -> 5
19	4,66	5,83	3,72	9,55	0,00	9,55	4,55	5,00	horas a 0,5 MW
20	4,01	5,01	4,55	9,56	0,00	9,56	4,56	5,00	de 19:00 a
21	4,77	5,97	4,56	10,52	0,00	10,52	5,52	5,00	24.00 noras 24 días ->
22	2,60	3,25	5,52	8,77	0,00	8,77	3,77	5,00	10 horas a 0,5 MW
23	3,98	4,98	3,77	8,75	0,00	8,75	3,75	5,00	de 14:00 a 24:00 boras
24	3,67	4,59	3,75	8,33	0,00	8,33	3,33	5,00	24.00 1101 d5
25	4,76	5,96	3,33	9,29	0,00	9,29	4,29	5,00	
26	4,57	5,71	4,29	10,00	0,00	10,00	5,00	5,00	
27	4,63	5,78	5,00	10,78	0,00	10,78	5,78	5,00	
28	3,83	4,79	5,78	10,57	0,00	10,57	5,57	5,00	
29	3,49	4,36	5,57	9,92	0,00	9,92	4,92	5,00	
30	4,61	5,77	4,92	10,69	0,00	10,69	5,69	5,00	
31	3,99	4,99	5,69	10,68	0,00	10,68	5,68	5,00	

Como ejemplo se aportan los cálculos realizados para el mes de enero.

Tabla 5.1. Calculo para predicción en la gestión de batería

5.2. Instalaciones de Energía Fotovoltaica en la dársena



Figura 5.6. Posible ubicación de placas solares en la dársena de La Restinga

En este caso instalación funcionaría bajo régimen de autoconsumo ya que la dársena pesquera dispone de un túnel de congelación y mantenimiento frigorífico. En este caso la batería solo se usaría para suavizar las posibles fluctuaciones de la radiación solar, como estabilización de potencia, y realizar autoconsumo de la carga diaria en horario nocturno.



Figura 5.7. Configuración de sistema de almacenamiento para estabilización de potencia

5.3. Aerogenerador para autoconsumo de planta desaladora en la Restinga. Regulación por carga de sistema de bombeo.

Uno de los puntos pendientes de acometer por parte del Cabildo de El Hierro, titular de Gorona y del Consejo de Aguas de El Hierro, es vincular ambos sistemas. En principio las condiciones de La Restinga son ideales para este propósito, puesto que se dispone de un mínimo de 200 kW dedicados a desalación que funcionan de forma continua y otros 200 kW que se conectan en función de las necesidades. A esto hay que sumar todo el sistema de bombeo, ya que esta agua hay que subirla a una cota de 1000 metros para su consumo.

Como hemos visto hay un punto de potencial eólico ideal, sin explotar a 1 km de la desaladora y las instalaciones de la misma, pueden pasar a tener regulación de velocidad, por lo que pueden adaptarse a la generación eólica y funcionar con deslastre de carga en el caso de fluctuaciones. Para colmo, como hemos visto, los meses de verano de son los de mayor potencial eólico que coinciden con los de mayor consumo y necesidad de agua desalada [40].



Figura 5.8. Producción de agua desalada prevista en la Isla

5.4. Instalaciones en régimen de autoconsumo

Con los datos actuales del sistema eléctrico de la Isla, es evidente que se está lejos del objetivo 100% renovable, con lo cual, hay margen para retomar la idea original del proyecto El Hierro 100% Renovable de una campaña de tejados fotovoltaicos.

Estas instalaciones deberían ser de poca potencia, entre 1 kW y hasta 50 kW, en régimen de autoconsumo, que contribuirían a disminuir y suavizar la demanda de la Isla, lo que de forma indirecta, contribuiría a que Gorona incrementará su porcentaje de participación hacia el objetivo 100% renovable.

Como ejemplo de estas instalaciones se proponen 50 kW de autoconsumo para la desaladora de Frontera.



5.5. Integración en el Modelo PowerWorld

Figura 5.9. Esquema final del modelo desarrollado con Generación Distribuida

Estos 4 sistemas ya se han introducido en el modelo, incluso con el objetivo final, como se observa en la gráfica que el núcleo de La Restinga sea totalmente autosuficiente, aunque no es un objetivo prioritario, y pudiese funcionar como micro-red. En el esquema de la simulación se observa como la línea que une Taibique y la Restinga, con los sistemas propuestos, tiene flujo del 0%, lo cual puede ser una realidad al menos en determinados instantes del día.



Figura 5.10. Detalle de Generación Distribuida y Micro Red en La Restinga

Como futura línea de investigación, se establece el análisis en régimen dinámico de estos sistemas, para de forma general promover este tipo de instalaciones y desarrollar procedimientos eficientes de optimización para la gestión instalaciones de autoconsumo y de demanda desagregada.

En este trabajo solo se ha llegado a similar el comportamiento en régimen estacionario de la Generación Distribuida propuesta verificando que, reduce las pérdidas del sistema en 20 kW, y por tanto, hay un aumento de la Eficiencia Energética del mismo. Además en régimen estacionario de flujo 0% con el resto del sistema, su conexión o desconexión no s apreciable si se realiza el estudio dinámico de esta contingencia.

6. Conclusiones y líneas futuras.

6.1. Se ha realizado un modelado como herramienta para la mejora de la Eficiencia Energética del sistema eléctrico de la Isla.

Con este trabajo se ha adquirido destreza y conocimientos en el uso del software de sistemas eléctricos PowerWorld, y se dispone de una herramienta adecuada para conocer el flujo de carga del sistema y sus parámetros de funcionamiento.

Con la configuración del mallado del sistema eléctrico, se aporta la configuración con menores pérdidas en la red y se han realizado estudios específicos como la influencia del alto porcentaje de redes subterráneas. Todo esto para diferentes estados de carga y estructura de generación.

Se han aplicado conocimientos y competencias del máster en el campo de la estabilidad de redes y con vistas la generación distribuida. También se ha analizado en detalle el funcionamiento de 2 años completos de la central hidroeólica presente en el sistema.

6.2. Estabilidad de los sistemas de generación eléctrica distribuida.

Como línea futura prioritaria se establece el campo del estudio de la estabilidad de los sistemas de generación eléctrica distribuida mediante energías renovables, comenzando por las propuestas en este trabajo, profundizado en el análisis dinámico de los mismos y la posibilidad de realizar simulaciones masivas de redes eléctricas desagregadas hasta el nivel de vivienda y electrodoméstico.

6.3. Sistemas Inteligentes aplicados a Redes de Energía (Smartgrid)

Esta es la principal línea de actuación para el futuro, en el estudio de los problemas computacionales relacionados con la puesta en funcionamiento de nuevos conceptos de red eléctrica, en su relación con problemas como estabilización de redes con altas penetraciones de energías renovables, mejorando la calidad de la predicción eólica y solar utilizando técnicas de aprendizaje automático. El objetivo final es desarrollar procedimientos eficientes de optimización para la gestión efectiva de la demanda desagregada.

Así mismo, otra línea de trabajo sería desarrollo de soluciones de *Business Intelligence* y *Data Mining* para tratar con las series temporales de Big Data generados, tanto en los trabajos de simulación como en las tareas de predicción provenientes de los sensores que suministran la información de fuentes externas de generación no gestionables, como la eólica o la solar, parte de lo cual ya se ha realizado, a muy pequeña escala, en este trabajo. 7. Referencias y bibliografía.

[1] Power System Analysis and Design, Fifth Edition. J. Duncan Glover, Mulukutla S. Sarma, and Thomas J. Overbye. ISBN-13: 978-1-111-42577-7. ISBN-10: 1-111-42577-9.

[2] Plan de Desarrollo Sostenible-Cabildo de El Hierro, Final Document 2006, <u>http://www.elhierro.es/files/Plan desarrollo sostenible/PDS.pdf</u>. Disonible on-line. Último acceso 20 mayo 2017.

[3] http://82.199.33.32/elhierrogeoparque/portal/. Web del proyecto. Acceso 20 mayo 2017

[4]<u>http://goronadelviento.es</u>. Web de la empresa que gestiona la central hidroeólica. Último acceso 20 mayo 2017

[5] J. Merino, C. Veganzones, J.A. Sanchez, S. Martinez, C.A. Platero, "Power System Stability of a Small Sized Isolated Network Supplied by a Combined Wind-Pumped Storage Generation System: A Case Study in the Canary Islands". Energies, Vol. 5, pp. 2351-2369, 2012.

[6] N. Angulo, J.F. Medina, F. Déniz, J. Cidrás, C.J. Carrillo, C. Bueno, "Energy supply to small island by wind and hydropower: dynamic analysis". In: WIP (Eds.), Proceedings of Global Wind Power Conference and Exhibition, Paris, France, 2002.

[7] C.R.A. Hallam, L. Alarco, G. Karau, W. Flannery, A. Leffel, "Hybrid closed-loop renewable energy systems: El Hierro as a model case for discrete power systems," Technology Management for Emerging Technologies (PICMET), 2012 Proceedings of PICMET '12: , pp.2957-2969, July 29 2012-Aug. 2 2012.

[8] C. Bueno, J.A. Carta. Technical–economic analysis of wind-powered pumped hydrostorage systems. Part II: model application to the island of El Hierro Original Research Article. Solar Energy, Volume 78, Issue 3, March 2005, Pages 396-405

[9] C.R.A. Hallam, C. Contreras, "Evaluation of the Levelized Cost of Energy Method for Analyzing Renewable Energy Systems: A Case Study of System Equivalency Crossover Points Under Varying Analysis Assumptions," Systems Journal, IEEE, Vol. 9, No. 1, pp.199-208, March 2015.

[10] Nota de prensa. Última consulta 20 junio 2017. <u>http://elperiodicodelaenergia.com/la-fotovoltaica-con-almacenamiento-la-solucion-perfecta-para-sustituir-el-diesel-en-las-islas.html</u>

[11] Artículo de prensa. Última consulta 20 junio 2017 <u>http://www.powerengineeringint.com/articles/print/volume-18/issue-5/features/bonaire-island-of-green-dreams.html</u>

[12] Información oficial y artículo de prensa sobre estas instalaciones. Acceso 20 junio 2017. <u>http://www.elecgalapagos.com.ec/proyectos</u> -<u>https://www.pv-magazine-latam.com/2014/09/15/dos-islas-de-galpagos-tendrn-30-energa-verde-en-</u>2015/

[13] Artículos de prensa. Última consulta 20 junio 2017 https://www.technologyreview.es/s/4698/el-sol-de-hawai-le-obliga-renovar-sus-baterias http://www.diariorenovables.com/2017/03/la-energia-solar-y-el-almacenamiento-de-tesla-hawaikauai.html

https://www.theverge.com/2017/3/8/14854858/tesla-solar-hawaii-kauai-kiuc-powerpack-batterygenerator [14]Artículo de prensa. Última consulta 20 junio 2017.

http://news.nationalgeographic.com/2017/02/tau-american-samoa-solar-power-microgrid-tesla-solarcity

[15] <u>https://www.endesa.com/es/proyectos/a201701-la-graciosa-isla-energia-inteligente.html</u> Portal Oficial de Endesa. Última consulta 20 junio 2017.

[16] http://www.unescocan.org/pdf/HierroProject.pdf.

Documento divulgativo de presentación del proyecto El Hierro 100% Renovable. ITC y Gobierno de Canarias y Cabildo de El Hierro. Última consulta 21 mayo 2017.

[17] http://www.ree.es. Portal oficial de Red Eléctrica de España. Última consulta 17 julio 2017.

[18] http://euanmearns.com/el-hierro-portal/.

<u>http://www.dw.com/en/a-tiny-islands-gigantic-green-goals/a-38753320</u>. Blog sobre energía que incluye un portal con datos y artículos sobre el seguimiento y funcionamiento de Gorona y video-reportaje de Alemania. Última consulta 21 mayo 2017.

[19] <u>http://www.ree.es/es/actividades/proyectos-singulares/central-soria-chira</u> Información de REE sobe la central Chira-Soria como instalación de almacenamiento de energía.

[20] <u>http://www.gamesacorp.com/es/productos-servicios/offgrid/productos-y-servicios-offgrid-proyecto-la-pla.html</u>. La Plana de Gamesa, un proyecto de I+D. Sistema off-grid que combina cuatro fuentes de energía diferentes.

[21] <u>https://acceda.ulpgc.es:8443/bitstream/10553/16072/1/0720027_00000_0000.pdf</u> TFM. Estudio de eficiencia energética y estabilidad de una micro-red en La Restinga, isla de El Hierro

Samuel Marrero Vera. Tutor: José Fernando Medina Padrón. Diciembre de 2015.

[22] http://www.iotpe.com/IJTPE/IJTPE-2016/IJTPE-Issue27-Vol8-No2-Jun2016/1-IJTPE-Issue27-Vol8-No2-Jun2016-pp1-7.pdf

Publicación a que ha dado lugar este Trabajo Fin de Máster.

[23] <u>http://energystorageforum.com</u>. Pagina web del Foro internacional sobre almacenaiento de energía. Última consulta 21 mayo 2017.

[24] <u>http://congreso.coiitf.es/</u>. Página web I Congreso Internacional sobre Almacenamiento Eergético a Gran Escala. Última consulta 21 mayo 2017.

[25] <u>http://www.gobiernodecanarias.org/istac</u>. Instituto Canario de Estadística.

[26] <u>www.boe.es</u> y <u>www.boc.es</u>. Anuncios sobre líneas eléctricas en El Hierro. https://www.boe.es/boe/dias/2009/08/17/pdfs/BOE-A-2009-13612.pdf http://www.gobiernodecanarias.org/boc/archivo/2003/040/pda/010.html

[27] <u>http://www.invertaresa.com/GRUPO/made/espanol/descargas/catalogos/03_serie_olmo.pdf</u> Catálogo de apoyo de línea aérea MADE TORRES.

[28] <u>www.bronmetal.com</u>.Última consulta 21 mayo 2017. Catálogo de conductor de cobre para líneas aéreas de Bronmetal

[29] Notas de prensa sobre el sistema eléctrico de la Isla de El Hierro. Acceso 21 mayo 2017 http://www.elhierrodigital.es/inicio/elhierro/item/1663-endesa-refuerza-la-red-electrica-de-el-hierro https://www.canarias7.es/hemeroteca/el_cabildo_herreno_lleva_a_cabo_el_soterramiento_de_lineas _electricas-BDCSN91440

http://web.eldia.es/canarias/2016-08-31/22-Endesa-destina-euros-cierre-anillo-electrico-Hierro.htm publicado en 2016 [30] Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.BOE de sábado 1 de agosto de 2015. (Pág 66902). https://www.boe.es/boe/dias/2015/08/01/pdfs/BOE-A-2015-8646.pdf

[31] Artículo publicado en HydroWorld.com By Miguel Á. Fernández Centeno, Agustín Marrero Quevedo, Juan Manuel Quintero Gutiérrez, Rafael Caballero Nueda and John Hart. Julio 2017. <u>http://www.hydroworld.com/articles/print/volume-20/issue-5/articles/pumped-storage/creating-a-hybrid-hydro-wind-system-on.html</u>

[32] Model User Guide for Generic Renewable Energy System Models. EPRI. Electric Power Research Institute. Julo de 2017. Disponible en: https://www.epri.com/#/pages/product/00000003002006525

[33] SC-COM-TI-es-13 - Información Técnica (Sunny Central communication controller). SMA. v1.3. http://files.sma.de/dl/18417/SC-COM-TI-es-13.pdf

[34] Amir Farughian. Modelling and simulation of bess-upgraded power transmission systems for frequency control. PhD thesis, Tempere University of Technology, 2014. <u>https://dspace.cc.tut.fi/dpub/bitstream/handle/123456789/22741/Farughian.pdf?sequence=3&isAllowed=y</u>

[35] Caraterísticas técnicas del inversor Ingecom Sun Storage de Ingeteam. http://www.ingeteam.com/es-es/sectores/energia-fotovoltaica/p15_24_312/ingecon-sun-storage-powermax-u-1000v-1500v.aspx

[36]<u>http://www.gobiernodecanarias.org/energia/temas/planificacion/planesterritoriales/elhierro.html</u> Documentos del Plan de Ordenación de Infraestructuras energéticas en la Isla de El Hierro Última consulta 21 mayo 2017.

[37] Lin et al., S., 2012. Configuration of Energy Storage System for Distribution Network with High

Penetration of PV, Beijin, China: Department of Electrical and Electronic Engineering, North China Electric Power University.

[38]Photovoltaic Plants Generation Improvement Using Li-Ion Batteries as Energy Buffer H. Beltran, M. Swierczynski, A. Luna, G. Vazquez and E. Belenguer. Ultimo acceso 24 julio 2017 http://138.4.46.62:8080/ies/ficheros/2_52_ref18.pdf

[39] Energy Storage for a GridConnected PV-System: A Feasibility Study. Nicolás Pérez de la Mora. Ultimo acceso 24 de julio 2017 https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:642696/FULLTEXT02.pdf

[40] Plan Hidrológico Insular de El Hierro. Consejo Insular de Aguas de El Hierro. http://www.aguaselhierro.org/planificacion/plan/revision