

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIEROS DE SEVILLA

ESTRATEGIAS DE OPERACIÓN ÓPTIMA DE PARQUES EÓLICOS MEDIANTE ALGORITMOS DE CONTROL CENTRALIZADO DE POTENCIA REACTIVA

Proyecto Fin de Carrera

Daniel Morales Wagner

Sevilla Mayo 2011

Tutores:

Dr. D. José María Maza Ortega

Dra. D^a. Esther Romero Ramos

A mis padres por su apoyo, paciencia, educación y cariño que durante todos estos años me han dedicado. A mi hermana que siempre ha sido la alegría de mi casa. A mi abuelo Antonio por su confianza ciega en mí y a mi abuela Dolores que recuerdo cada día. To grandma and grandpa of which I have learned so much. A Ángela por su amor. A mis amigos Gerardo, Rafa, Paco y muchos otros sin los cuales no sería la misma persona. A mi amigo José que me acompañó en esta carrera. Y muy especialmente a mis profesores Esther y José María que me ayudaron siempre y sin los cuales este proyecto no hubiese sido posible.

Índice

Índice	I
Índice de Ilustraciones	III
Índice de Ecuaciones	IV
Índice de Tablas	V
Resumen ejecutivo	6
Capítulo 1. Introducción	8
1.1. Los Sistemas de Energía Eléctricos	8
1.2. La Problemática Energética	10
1.2.1. Las Energías Renovables como Alternativa	10
1.2.2. El Viento como Recurso	11
Capítulo 2. Antecedentes	15
2.1. Situación de la Energía Eólica en España	15
2.2. La Energía Reactiva	15
2.3. Normativa Española	15
2.4. Funcionamiento Actual de los Parques	17
2.4.1. El Funcionamiento de un Aerogenerador	18
2.4.2. Compensación Actual de Energía Reactiva	21
Capítulo 3 Planteamiento del problema y modelado	22
3.1. Objetivos	22
3.2. Metodología de Análisis	23
3.2.1. Modelo de los Componentes	24
3.2.2. Formulación Matemática	27
Capítulo 4. Herramienta Desarrollada	31
4.1. Herramienta Desarrollada	31
4.2. La Herramienta de Optimización de Matlab	35
Capítulo 5. Análisis de Resultados	37
5.1. Característica de los elementos del parque eólico	38
5.1.1. Los Aerogeneradores	38
5.1.2. Los Transformadores	39
5.1.3. Las Líneas	39
5.1.4. La Batería de Condensadores	39
5.1.5. Consideraciones Generales	40
5.2. La Potencia Activa	41
5.3. Las Pérdidas	44
5.4. La Potencia Reactiva	54
5.5. El Factor de Potencia	59
5.6. La Tensión en los Nodos	62
5.7. Las Curvas PQ de los Aerogeneradores	67



Capítulo 6. Conclusiones y Desarrollos Futuros	72
6.1. Conclusiones	72
6.2. Desarrollos Futuros	74
Apéndice: Manual de usuario para instalar y manejar la aplicación	75
Bibliografía	78

Índice de Ilustraciones

Ilustración 1 Curva de Demanda Real. Fuente: REE	9
Ilustración 2 Evolución del precio anual del barril de Brent desde 1988. Fuente: Oilenergy.com	11
Ilustración 3 Circulación del viento en la atmósfera. Fuente: Wikipedia.org	12
Ilustración 4. Mapa de velocidad del viento mundial. Fuente: wikipedia	13
Ilustración 5 Curva de potencia de un aerogenerador de 2 MW	18
Ilustración 6 Curva PQ aerogenerador	19
Ilustración 7 Curva de P Q máxima.	20
Ilustración 8 Modelo de Transformador	25
Ilustración 9 Signos de las potencias de las cargas	25
Ilustración 10 Modelo de línea	26
Ilustración 12 Outputs de la Herramienta Desarrollada	31
Ilustración 11 Inputs de la Herramienta Desarrollada	31
Ilustración 13 Diagrama de Flujo Caso Base	33
Ilustración 14 Diagrama de Flujo Caso optimizado	34
Ilustración 15 Esquema de la configuración del parque eólico	37
Ilustración 16 Referencia de signo	40
Ilustración 17 Potencia activa de cada aerogenerador	42
Ilustración 18 Potencia Activa de Salida, nodo 13	43
Ilustración 19 Comparación de pérdidas	46
Ilustración 20 Pérdidas desglosadas, Caso Base	47
Ilustración 21 Pérdidas desglosadas Caso Optimizado 3	47
Ilustración 22 Pérdidas desglosadas Caso Base	49
Ilustración 23 Pérdidas con control y R.D. 2010	50
Ilustración 24 Comparación de pérdidas en Rfe	51
Ilustración 25 Comparación de pérdidas Rcc	52
Ilustración 26 Comparación de pérdidas en las líneas	53
Ilustración 27 Potencia Reactiva Actual, Caso Base	55
Ilustración 28 Potencia Reactiva Caso Optimizado 1	56
Ilustración 29 Potencia Reactiva Caso Optimizado 2	57
Ilustración 30 Potencia Reactiva Caso Optimizado 3	58
Ilustración 31 Factor de potencia R.D. 2007, Actual y con Control	60
Ilustración 32 Factor de Potencia $\cos = 1$ y R.D. 2010	61
Ilustración 33 Tensiones Caso Base	63
Ilustración 34 Tensiones Caso Optimizado 1	64
Ilustración 35 Tensiones Caso Optimizado 2	65
Ilustración 36 Tensiones Caso Optimizado 3	66
Ilustración 37 Curva PQ Caso Base	68
Ilustración 38 Curva PQ Caso Optimizado 1	69
Ilustración 39 Curva PQ Optimizado 2	70
Ilustración 40 Curva PQ Caso Optimizado 3	71

Índice de Ecuaciones

<i>Ecuación 1</i>	25
<i>Ecuación 2</i>	26
<i>Ecuación 3</i>	26
<i>Ecuación 4</i>	26
<i>Ecuación 5</i>	26
<i>Ecuación 6</i>	26
<i>Ecuación 7</i>	26
<i>Ecuación 8</i>	27
<i>Ecuación 9</i>	28
<i>Ecuación 10</i>	28
<i>Ecuación 11</i>	28
<i>Ecuación 12</i>	28
<i>Ecuación 13</i>	28
<i>Ecuación 14</i>	29
<i>Ecuación 15</i>	29
<i>Ecuación 16</i>	29
<i>Ecuación 17</i>	29
<i>Ecuación 18</i>	29
<i>Ecuación 19</i>	30
<i>Ecuación 20</i>	30
<i>Ecuación 21</i>	35
<i>Ecuación 22</i>	44
<i>Ecuación 23</i>	44
<i>Ecuación 24</i>	44
<i>Ecuación 25</i>	45

Índice de Tablas

<i>Tabla 1</i> <i>Tabla de Bonificación. Fuente: R.D. 661/2007</i> _____	16
<i>Tabla 2</i> <i>Tabla de bonificación y penalización. Fuente: R.D. 1565/2010</i> _____	17
<i>Tabla 3</i> <i>Programas</i> _____	32
<i>Tabla 4</i> <i>Casos</i> _____	37
<i>Tabla 5</i> <i>Valores p.u. del modelo del transformador</i> _____	39
<i>Tabla 6</i> <i>Líneas del parque eólico</i> _____	39
<i>Tabla 7</i> <i>Sistema por unidad</i> _____	40
<i>Tabla 8</i> <i>Media de pérdidas según del método utilizado</i> _____	44
<i>Tabla 9</i> <i>Comparación pérdidas en Rcc</i> _____	48
<i>Tabla 10</i> <i>Comparación pérdidas en Rfe</i> _____	48
<i>Tabla 11</i> <i>Comparación pérdidas en las línea</i> _____	48
<i>Tabla 12</i> <i>Programas de cálculo de pérdidas</i> _____	77

Resumen ejecutivo

El objetivo de este proyecto fin de carrera es optimizar los recursos de reactiva disponibles en un parque eólico para obtener la máxima bonificación por complemento de reactiva, según la normativa española, al mismo que se minimizan las pérdidas en la red del parque. Además del planteamiento del modelo matemático asociado al problema planteado, se ha procedido a su implementación bajo Matlab y validación.

Con objeto de evaluar su aplicabilidad y valorar los resultados obtenidos, la aplicación desarrollada se ha ejecutado sobre los datos de un parque real. Se tienen datos del funcionamiento del parque eólico durante un periodo de 6 meses, desde mayo hasta octubre del año 2010. Se ha escogido una semana representativa para hacer el estudio.

El problema que se pretende resolver es un OPF, *Optimal Power Flow* (Flujo de Cargas Óptimo), en el que la función objetivo es la minimización de pérdidas y las restricciones son los límites de tensión, las sobrecargas de las líneas, las ecuaciones de la red, las curvas de funcionamiento de los aerogeneradores, límites de las baterías de condensadores, límites de las tomas de los transformadores y el máximo beneficio por complemento de reactiva.

Mediante Matlab se ha programado una herramienta válida para resolver el problema de OPF. Para verificar el correcto funcionamiento de esta herramienta se procederá al cálculo de las pérdidas del parque real mediante un LF, *Load Flow* (Flujo de Cargas). Para el cálculo del LF se utilizará la misma herramienta que calculará el OPF pero se fijarán una serie de variables de control convirtiendo el problema de optimización en un problema sin posibilidades de control. La solución de este problema sin posibilidades de control es la de un flujo de cargas convencional.

Para validar la herramienta desarrollada tanto en el cálculo del LF como en el cálculo del OPF se han utilizado distintos ejemplos resueltos del libro *Sistemas Eléctricos de Potencia* de Antonio Gómez Expósito.

Para comenzar, a lo largo del primer capítulo se introduce la problemática energética mundial actual, el papel de las energías renovables y la necesidad de ser cada vez más eficientes.

En el segundo capítulo, se presenta el sector de la energía eólica en España junto al marco normativo que lo regula.

En el tercer apartado se muestra los objetivos del proyecto. Se presentará la metodología que se ha seguido para la configuración del modelo de red equivalente, la formulación de los flujos de cargas y la función objetivo a minimizar.

En el capítulo cuarto del proyecto, se muestra una explicación detallada del software desarrollado para el cálculo de flujos de potencia y la minimización de pérdidas. Se mostrará la versatilidad de la herramienta que permite considerar cualquier instante de tiempo en cualquier época del año.

Los análisis de resultados se describen en el capítulo cinco, donde se aplicará la función de minimización sobre un parque eólico real y se compararán pérdidas antes y después de aplicarlo.



Por último, el capítulo seis está destinado a describir las conclusiones finales del trabajo expuesto.

Capítulo 1. Introducción

1.1. Los Sistemas de Energía Eléctricos

La utilización de la energía eléctrica está presente en casi todas las actividades que se desarrollan habitualmente en los países que tienen un alto desarrollo económico, previéndose para los próximos decenios un gran crecimiento del consumo eléctrico en el resto de los países del planeta. De hecho, uno de los índices económicos generalmente empleados a la hora de evaluar la situación económica de un país, es precisamente el consumo de energía eléctrica y su crecimiento anual, situándose las empresas eléctricas entre las mayores y las más importantes habitualmente.

Los Sistemas de Energía Eléctrica han sufrido una enorme evolución desde sus orígenes hasta hoy, tanto en lo que se refiere a medios de generación, transporte, distribución y utilización, como a materiales empleados, estrategias de operación, nuevas aplicaciones y fuentes de energía, principalmente. En los últimos años, la llamada crisis energética ha acelerado las iniciativas tendentes a lograr una mayor eficiencia en todos los aspectos relacionados con la energía, lo cual, unido a la creciente preocupación por el medio ambiente, ha reactivado el interés por las llamadas energías renovables.

Entre las energías renovables, la procedente del viento es hoy día una de las que ofrece un mayor interés desde el punto de vista de los costes asociados a la instalación y explotación.

La ubicación geográfica de los centros de generación suele obedecer a razones de proximidad a fuentes primarias de energía o instalaciones receptoras (puertos marítimos, oleoductos, etc...) más que a razones de proximidad a los centros de consumo. Al objeto de minimizar las pérdidas, el transporte de energía eléctrica desde los centros de generación hasta los centros de consumo se efectúa a través de las redes de Alta Tensión.

En los años setenta, factores energéticos (crisis petrolera), ecológicos (cambio climático) y de demanda eléctrica (alta tasa de crecimiento) a nivel mundial, plantearon la necesidad de alternativas tecnológicas para asegurar, por un lado, el suministro oportuno y de calidad de la energía eléctrica y, por el otro, el ahorro y el uso eficiente de los recursos naturales, como el viento. Una de estas alternativas tecnológicas es generar la energía eléctrica lo más cerca posible al lugar del consumo, precisamente como se hacía en los albores de la industria eléctrica, incorporando ahora las ventajas de la tecnología moderna y el respaldo eléctrico de la red del sistema eléctrico, para compensar cualquier requerimiento adicional de compra o venta de energía eléctrica. Esta modalidad de generación eléctrica, Generación Distribuida, es la característica de la generación eólica.

La Generación Distribuida representa un cambio en el paradigma de la generación de energía eléctrica centralizada. Aunque se pudiera pensar que es un concepto nuevo, la realidad es que tiene su origen en los inicios mismos de la generación eléctrica. De hecho, la industria eléctrica se fundamentó en la generación de la misma en el sitio del consumo, para después evolucionar, debido al crecimiento demográfico, al desarrollo de economías de escala y a la demanda de bienes y servicios, hacia el esquema de Generación Centralizada. Cuando la generación eléctrica se estructuró en torno a la

corriente alterna y centros de transformación, las grandes centrales podían encontrarse en lugares distantes de las zonas de consumo, aunque cerca del suministro del combustible y el agua.

A pesar de que los consumos son aleatorios, se ha comprobado que su evolución diaria a lo largo de todos los meses del año obedece aproximadamente a ciertos modelos, empleándose las Curvas de Demanda Diaria para predecir en primera instancia cuál va a ser la demanda en cada período. El número de grupos generadores que deben entrar en funcionamiento se puede programar con ciertos criterios lógicos y se hace posible la optimización de la explotación. Por otro lado, la energía eléctrica no es susceptible de ser almacenada en grandes cantidades, con lo cual hay que establecer los mecanismos adecuados para ajustar la generación a la demanda existente en cada momento. Surge así la necesidad de incluir controles automáticos que vigilen y realicen esa y otras funciones, tales como las relacionadas con los valores de las variables del sistema (tensión, frecuencia, etc.), las cuáles no pueden desviarse mucho de sus valores nominales, ya que afectaría negativamente al buen funcionamiento y a la seguridad de los receptores y de las instalaciones.

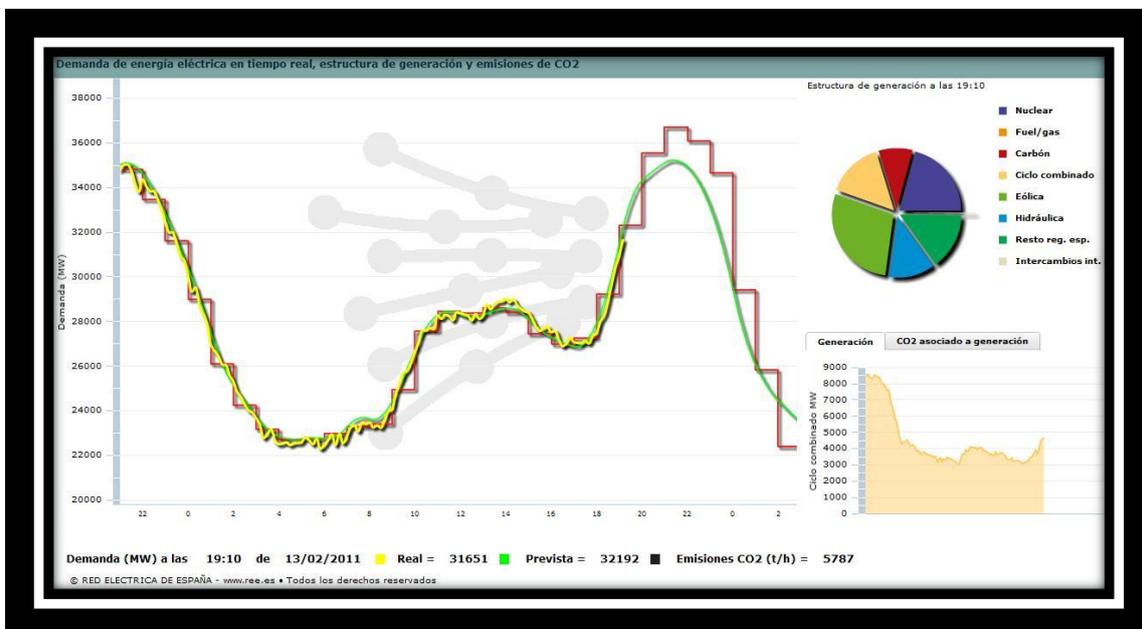


Ilustración 1 Curva de Demanda Real. Fuente: REE

Aunque el principal objetivo de un S.E.E. (Sistema de Energía Eléctrico) es la de satisfacer la demanda, existen otros objetivos relacionados con la idea de cumplir el objetivo principal de la mejor forma posible, considerando aspectos tales como seguridad, fiabilidad, economía y estabilidad. Aparece así un conjunto de funciones a realizar, entre las que destacan:

- Planificación de la red de transporte
- Mantenimiento y Política de Crecimiento
- Análisis de Seguridad del Sistema
- Control de Frecuencia-Potencia
- Actuación de los Sistemas de Protección

La introducción de nuevas formas de energía, como la energía eólica, ha de ser contemplada a la hora de definir y realizar las funciones anteriormente señaladas si se persigue el fin de satisfacer la demanda de la mejor forma posible. Asimismo, es necesario considerar sus características a la hora de efectuar los estudios y análisis frecuentes en los S.E.E.:

- a) Cortocircuitos
- b) Flujo de Potencia
- c) Estabilidad
- d) Análisis de Contingencias
- e) Previsión de Cargas
- f) Estimación de Estado

1.2. La Problemática Energética

La problemática energética es un asunto que cada vez está más presente en nuestra sociedad. Las tarifas eléctricas suben año tras año de forma casi inevitable. El consumo lleva aumentando desde hace años hasta que tuvo un parón en el año 2009. Durante este año no aumentó el consumo pero esto no fue debido a una política de consumo responsable sino al comienzo de una crisis en la que todavía estamos inmersos.

Hay pocas alternativas para mejorar la situación actual en cuanto a la problemática energética. La concienciación de los ciudadanos para que adquieran hábitos de consumo responsable y el fomento de aquellas empresas que premien la eficiencia. La crisis podría ser una oportunidad de cambio. Es más fácil cambiar, concienciar a gobiernos, empresas y ciudadanos cuando la alarma de la crisis ha saltado.

Para hacer que los procesos rutinarios sean más eficaces hay que tomar medidas, pero si esas medidas son fáciles de tomar y además no suponen grandes inversiones ni grandes cambios, su aplicación será más fácil. De esta forma, pequeñas acciones tendrán grandes repercusiones.

1.2.1. Las Energías Renovables como Alternativa

Aunque las fuentes más empleadas actualmente son los combustibles fósiles, la energía hidráulica y la energía nuclear, su grado de utilización varía según los países y zonas geográficas. Las existencias de combustibles fósiles son limitadas y podrían agotarse en este siglo, mientras que la energía hidráulica reside en ubicaciones concretas y no en todas las zonas geográficas del planeta. En cuanto a la energía nuclear, su futuro parece depender del grado de desarrollo que pueda alcanzar la tecnología de fusión nuclear y, en gran medida, de la propia aceptación popular.

Como consecuencia lógica y a fin de obtener mayores garantías de aprovisionamiento, han surgido iniciativas encaminadas a obtener una mayor diversificación, en cuanto a fuentes de energía aprovechables a gran escala. Este proceso se ha visto acelerado a la vista de los problemas medioambientales que genera la utilización de combustibles fósiles, el uso de la energía de fisión nuclear y las crisis energéticas posteriores a 1973, cuando comenzó la escalada del precio del petróleo que alcanzó máximos históricos a comienzos de 2008:

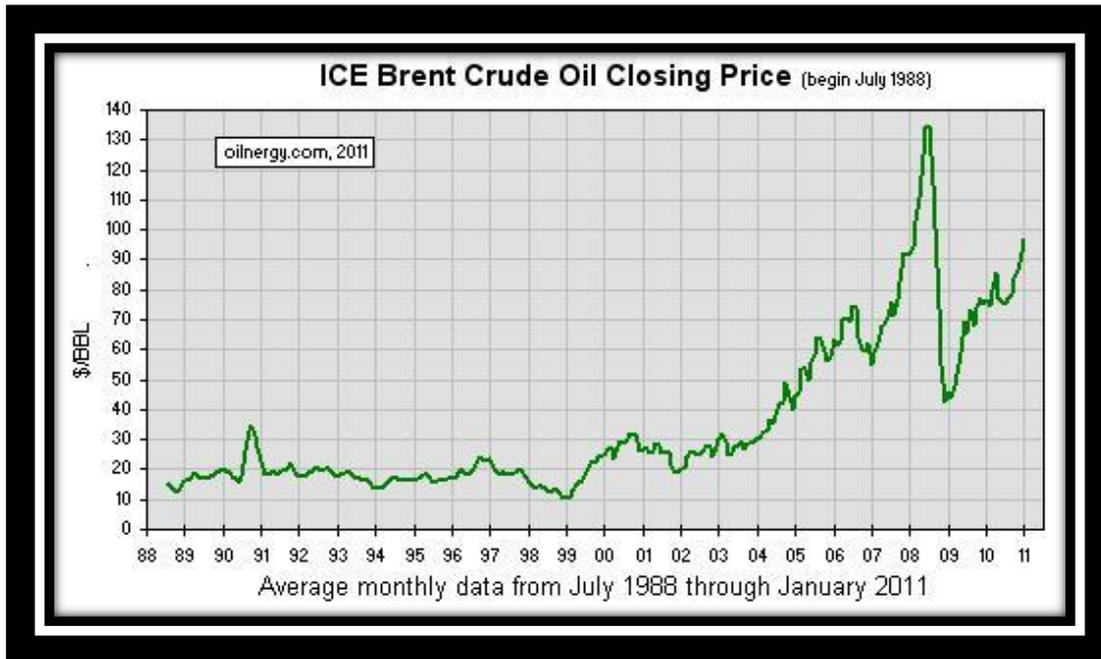


Ilustración 2 Evolución del precio anual del barril de Brent desde 1988. Fuente: Oilenergy.com

En este contexto nace el concepto de energías renovables: La energía hidráulica, eólica, solar, geotérmica, mareomotriz, etc. Mientras que los costes asociados a instalación y explotación de la energía fotovoltaica aún son desfavorables, en comparación con otras fuentes, la energía hidráulica ha venido siendo utilizada masivamente en aquellos lugares donde su aprovechamiento ha sido factible, por lo que no es de esperar un aumento espectacular en su grado de desarrollo. No sucede así con la minihidráulica y microhidráulica, donde se considera que todavía hay potencial disponible.

Por el contrario, la energía eólica se erige hoy día como una opción económicamente atractiva, con costes casi competitivos respecto a las fuentes de energía convencionales.

1.2.2. El Viento como Recurso

El viento es producto del calentamiento de la superficie de la tierra por el sol. La insolación varía con la latitud y el agua absorbe el calor más rápidamente que la tierra, con las consiguientes diferencias de temperatura. El viento es el flujo de convección que continuamente intenta ajustar esos desequilibrios termodinámicos resultantes. Como ocurre con la radiación solar, la inclinación de la tierra proporciona al viento una cierta estacionalidad, sin embargo, la masa del aire, la propia rotación de la tierra y la naturaleza del terreno le confiere al viento un modelo de distribución muy complejo.

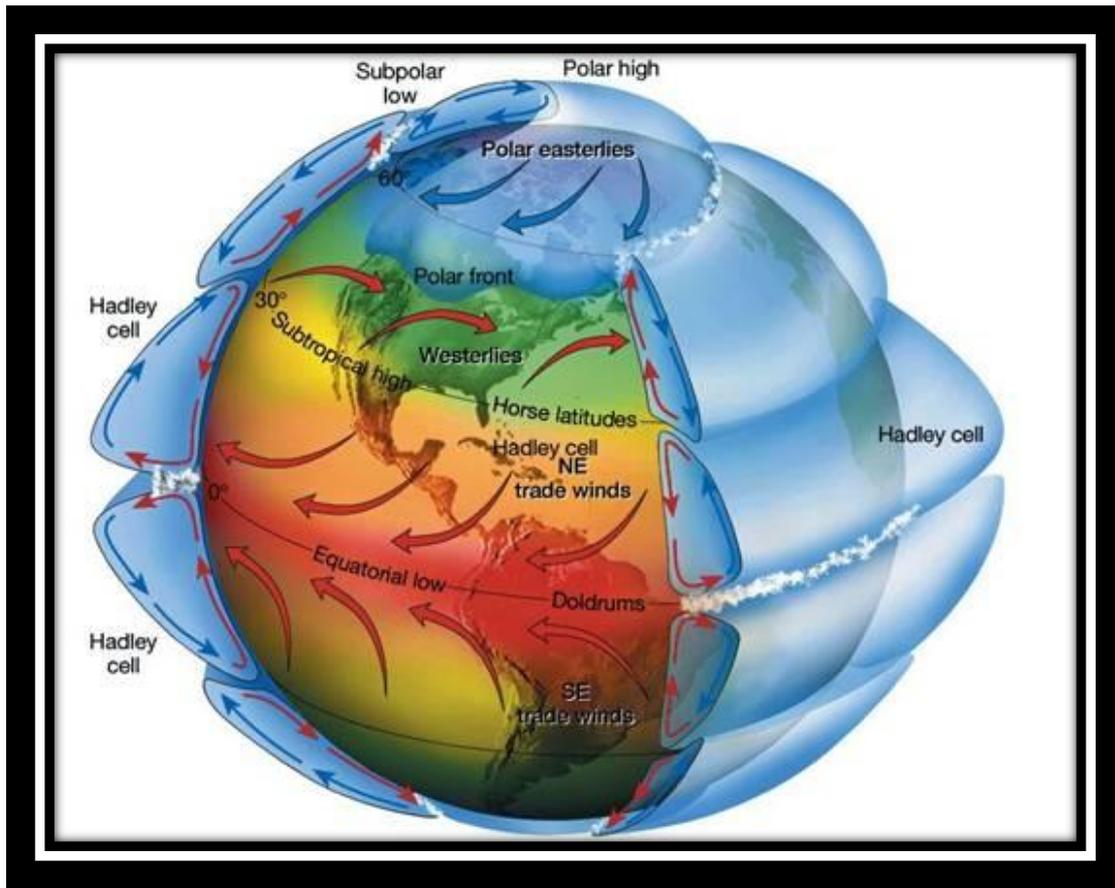


Ilustración 3 Circulación del viento en la atmósfera. Fuente: Wikipedia.org

Siendo la radiación solar más intensa en el ecuador que en los polos, el movimiento de rotación de la tierra produce una desviación de los vientos que genera diferentes zonas de actuación:

- a) Zonas de calmas y bajas presiones ecuatoriales; áreas con vientos prácticamente nulos.
- b) Zonas tropicales; vientos alisios y contralisios.
- c) Zonas de altas presiones subtropicales; vientos alisios casi constantes en legiones del Sahara, Libia, Gobi, Méjico. Australia.
- d) Zonas templadas; viento menos regular.
- e) Zonas polares; altas presiones en superficie, como en zonas subtropicales.

El viento es más fuerte sobre los océanos que sobre los continentes, ya que el relieve y la vegetación frenan el movimiento del aire. Aunque los recursos eólicos terrestres están ampliamente distribuidos, prevalecen a lo largo de las costas marinas, en las más altas elevaciones y en las mayores latitudes. Para situar el reparto geográfico del viento en el suelo, se han confeccionado mapas que indican la dirección y velocidad media del viento en la superficie terrestre durante los diferentes meses del año y se ha descubierto que las zonas más favorables para la producción de energía eólica están situadas, sobre los continentes, al borde de la costa:

- a) Irlanda, Gran Bretaña, Francia, Holanda, Países Escandinavos, Península Ibérica y Grecia.
- b) Marruecos, Costa del Sahara, Mauritania, Noroeste del Senegal, Sudáfrica Somalia y Madagascar.
- c) Costa Sudeste de Brasil, Argentina, Chile, Canadá, Alaska y las regiones costeras de EE.UU., India, Japón y las zonas costeras de China, Indochina y Siberia.
- d) Todas las islas de Oceanía, incluyendo Australia.

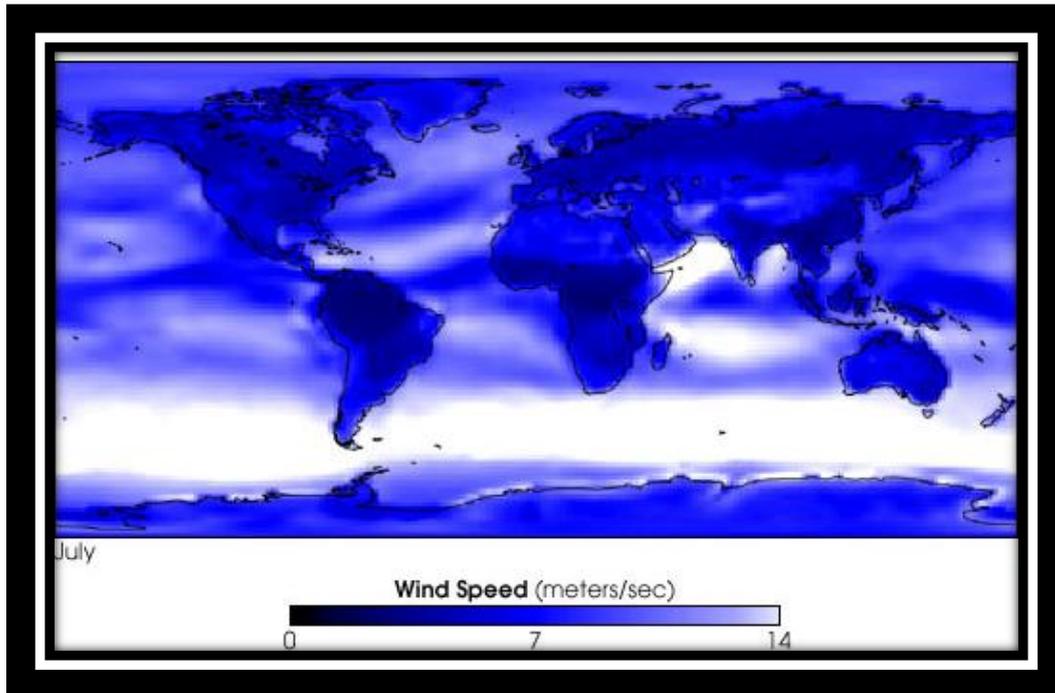


Ilustración 4. Mapa de velocidad del viento mundial. Fuente: wikipedia

Algunos vientos son conocidos universalmente por la regularidad de su régimen como por ejemplo los alisios, que soplan en ambos lados del ecuador alrededor de todo el globo, o los vientos monzónicos que soplan en el sudeste de Asia. Otros soplan de modo intermitente durante periodos cortos, aunque con intensidad y frecuencia más elevadas en algunas estaciones, como el siroco en el norte de África.

La potencia del viento se incrementa al cubo con su velocidad y es proporcional a la densidad del aire, con lo cual pequeñas diferencias en la velocidad media del viento provocan grandes variaciones en la energía de salida. Las turbulencias reducen la energía aprovechable del viento, ya que tiende a perturbar el buen funcionamiento del rotor de las turbinas eólicas. La teoría global del motor eólico de eje horizontal fue establecida por *Betz* quien demostró que la energía máxima capaz de ser recogida por una turbina eólica no puede superar en ningún caso los 16/27 de la energía cinética de la masa de aire que la atraviesa por segundo.

La dirección e intensidad del viento es estocástica, pero su comportamiento puede ser tratado estadísticamente. Se dice que cada zona posee una velocidad de viento medio anual, típicamente en el rango de 2.5 a 10 m/s. Se ha demostrado que para periodos de aproximadamente 30 días o más la distribución probabilística de la velocidad del

viento sigue razonablemente una relación matemática conocida como la distribución de *Weibull*. Para zonas geográficas interiores, normalmente se usa una relación matemática más simple, conocida como la distribución de *Rayleigh*.

De los registros anemométricos se sacan diferentes curvas, que se utilizan para caracterizar el comportamiento del viento:

- a) Velocidades anuales clasificadas.
- b) Frecuencia anual de vientos.
- c) Duración de calma y de viento improductivo.
- d) Variación del viento en función de la estación.
- e) Energía disponible por meses.
- f) Reparto energético según velocidad.
- g) Viento según su dirección.

La utilización de los recursos del viento para generar potencia eléctrica presenta ventajas e inconvenientes. Por un lado, la fuente de energía es gratuita, inacabable y no contaminante, así como disponible día y noche. El equipamiento necesario no es especialmente caro y tiene bajos costes de mantenimiento. Por otro lado, la potencia de origen eólico no es fácilmente ajustable, requiere un cierto control y su aprovechamiento económico depende del emplazamiento geográfico concreto. Asimismo, la fiabilidad de las turbinas eólicas exige un diseño más específico comparado con otros tipos de generadores y su disponibilidad en cuanto a tamaño está limitada. Sin embargo, haciendo balance de las ventajas y los retos a superar, la potencia de origen eólico es una forma viable de reducir el consumo de combustibles.

Capítulo 2. Antecedentes

2.1. Situación de la Energía Eólica en España

La necesidad de reducir la dependencia energética del exterior, aprovechando los recursos naturales propios junto con la cada vez más insistente presión social, van a hacer que en España las energías renovables sean las protagonistas de los próximos años.

Dentro de este marco actual de desarrollo de las energías renovables cabe destacar el rápido avance de la energía eólica y su notable penetración en el sistema eléctrico español. Este ritmo de crecimiento actual lleva consigo la necesidad de que los diferentes parques eólicos no se limiten a producir energía sino que aporten estabilidad a la red dentro de sus posibilidades.

2.2. La Energía Reactiva

Antes de continuar es necesario explicar que la potencia reactiva es la potencia que absorben las máquinas eléctricas y que, al contrario que la potencia activa, no es posible comprobar su efecto ya que no se transforma en una forma de energía tan evidente como el trabajo mecánico o el calor. Aunque de la potencia reactiva no se pueda obtener un efecto mecánico útil, su presencia es necesaria para lograr el efecto de magnetización necesario para el funcionamiento de unas máquinas que sí tienen un efecto útil.

En el caso de los transformadores, la potencia reactiva es la que se absorbe para producir la magnetización del hierro responsable del acoplamiento magnético entre los circuitos primario y secundario, característica esencial del funcionamiento de estas máquinas. En el caso de las máquinas eléctricas rotativas, la potencia reactiva es necesaria para crear las fuerzas magnéticas que permiten el movimiento de rotación. Las máquinas asíncronas consumen potencia reactiva funcionando como motor y como generador. Por este motivo no pueden funcionar de modo autónomo sino que necesitan una fuente de potencia reactiva. Esta fuente puede ser una máquina síncrona funcionando como compensador, una batería de condensadores o un compensador electrónico.

Como se observa la energía reactiva es absolutamente necesaria. La adecuada gestión de esta energía puede servir para ahorrar energía. Las normativas de los distintos países dedican apartados a la cantidad de energía reactiva que quieren que se suministre o consuma en los puntos de conexión de los centros de generación. El factor de potencia es normalmente el indicador que se usa en estos casos.

2.3. Normativa Española

En este punto se explica cómo la normativa española obliga a cumplir a los centros de generación que pertenecen al régimen especial un cierto factor de potencia en el nodo de conexión a la red eléctrica.

Las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial deberán tener potencia instalada igual o inferior a 50 MW y estar en alguno de estos grupos:

- a) Instalaciones que utilicen cogeneración u otras formas de producción de energía eléctrica asociadas a la electricidad, con un rendimiento energético elevado.
- b) Instalaciones que utilicen energías renovables no consumibles, biomasa, biocombustibles, etc. En este grupo se encontrarían los parques eólicos.
- c) Instalaciones que utilicen residuos urbanos u otros residuos.
- d) Instalaciones de tratamiento y reducción de residuos agrícolas, ganaderos y servicios.

Una de las consecuencias que tiene el aumento de potencia instalada de energías renovables es la adaptación de las normativas de los distintos países, a la demanda actual de dichas energías. La normativa española es cada vez más exigente con la calidad y estabilidad de la energía que proviene de energías renovables debido a su creciente presencia en los sistemas eléctricos.

La normativa española que afecta a este proyecto se centra principalmente en tres Reales Decretos:

- Real Decreto 1955/2000 de 1 de diciembre
- Real Decreto 661/2007 de 25 de mayo
- Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre

El Real Decreto 1955/2000 de 1 de diciembre regula las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica mientras que el Real Decreto 661/2007 de 25 de mayo regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

Según estos Reales Decretos existe una bonificación o penalización según el factor de potencia que se tenga a la salida de nuestra instalación dependiendo del periodo horario en el que nos encontremos.

Tabla 1 Tabla de Bonificación. Fuente: R.D. 661/2007

Tipo de factor de potencia	Factor de potencia	Bonificación %		
		Punta	Llano	Valle
Inductivo	$F_p < 0,95$	-4	-4	8
	$0,96 > F_p \geq 0,95$	-3	0	6
	$0,97 > F_p \geq 0,96$	-2	0	4
	$0,98 > F_p \geq 0,97$	-1	0	2
	$0,98 > F_p \geq 0,99$	0	2	0
	1,00	0	4	0
Capacitivo	$1,00 > F_p \geq 0,98$	0	2	0
	$0,98 > F_p \geq 0,97$	2	0	-1
	$0,97 > F_p \geq 0,96$	4	0	-2
	$0,96 > F_p \geq 0,95$	6	0	-3
	$F_p < 0,95$	8	-4	-4

Como se puede observar en la Tabla 1, las bonificaciones o penalizaciones sobre energía reactiva vienen definidas por el factor de potencia en el nodo de conexión con la red, en función del horario en el que se ceda energía a la misma.

El R.D. 661/2007 fue un intento de convertir el nodo de conexión, que es un nodo PQ, en un nodo PV. Con este fin el R.D. 661/2007 proponía una serie de bonificaciones antes inexistentes llegando a repartir millones de euros al año.

El nuevo Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, modifica este método de compensación. Este Real Decreto se aproxima más a la normativa anterior al R.D. 661/2007 en la cual se pedía un factor de potencia igual a la unidad.

Este paso atrás puede considerarse en fracaso del R.D. 661/2007 ya que se vuelve a la idea de factor de potencia cercano a la unidad. Ahora en el nuevo R.D. 1565/2010 contempla bonificaciones y penalizaciones económicas a diferencia de la normativa anterior al R.D. 661/2007.

Para todas las unidades de régimen especial, el R.D. 1565/2010 considera los siguientes valores del factor de potencia y los correspondientes valores porcentuales de bonificación/penalización:

Tabla 2 Tabla de bonificación y penalización. Fuente: R.D. 1565/2010

Rango del factor de potencia	Bonificación por cumplimiento %	Penalización por incumplimiento %
Obligatorio entre 0,98 inductivo y 0,98 capacitivo	0,00	3,00
Entre 0,995 inductivo y 0,995 capacitivo	4,00	0,00

El R.D. 1565/2010 también afecta al valor de del kWh compensado. Pasa de ser 7,8441 cent.€ / kWh en el R.D. 661/2007 a ser 8,2954 c€/kWh con el nuevo R.D. 1565/2010.

En este proyecto se utilizan ambas normativas mostrando el funcionamiento del parque con los distintos sistemas de bonificación.

2.4. Funcionamiento Actual de los Parques

La regulación del factor de potencia se realiza en el punto de conexión con el sistema y se obtiene haciendo uso del equipo de medida contador-registrador de la instalación. Se calcula con dos cifras decimales y el redondeo se hace por defecto o por exceso, según que la tercera cifra decimal sea o no menor de cinco. Para el cumplimiento del Real Decreto 661/2007 debe mantenerse cada hora, en el punto de conexión de la instalación con la red, dentro de los periodos horarios de punta, llano y valle del tipo

tres de discriminación horaria, de acuerdo con el apartado 7.1 del anexo I de la Orden del Ministerio de Industria y Energía de 12 de enero de 1995. Para el R.D. 1565/2010 debe mantenerse entre los márgenes expuestos.

Los porcentajes de complemento se aplican con periodicidad horaria, realizándose, al final de cada mes, un cómputo mensual, que es facturado y liquidado según corresponda.

Para lograr un buen rendimiento de una instalación es necesario controlar la energía reactiva para así obtener el factor de potencia deseado en el nodo de salida, que es donde va a ir instalado el medidor. De esta forma se consigue la máxima bonificación y por lo tanto la instalación será más productiva desde el punto de vista económico.

2.4.1. El Funcionamiento de un Aerogenerador

La potencia que produce un aerogenerador está en función de la velocidad de viento, siguiendo una curva cuyo perfil se representa en la Ilustración 5.

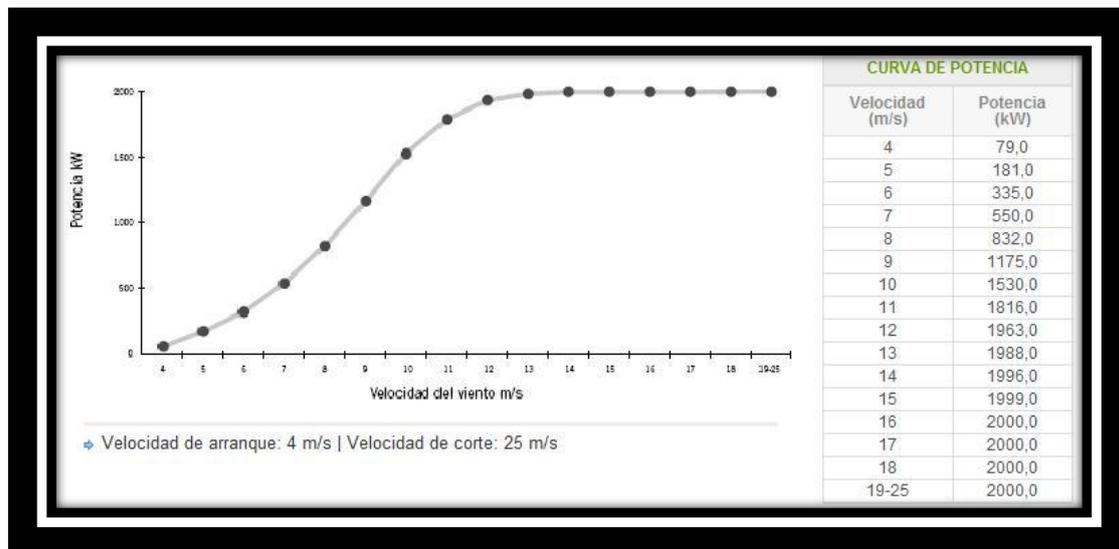


Ilustración 5 Curva de potencia de un aerogenerador de 2 MW

Se observa que el aerogenerador arranca a partir de una velocidad de viento de unos 4 m/s y se bloquea a unos 25 m/s.

La característica PQ, curva teórica proporcionada por fabricante, es una curva propia de cada aerogenerador. Relaciona la potencia activa generada por la máquina (y determinada por la velocidad de viento incidente) con la reactiva que es capaz de dar para tensiones en bornas de máquina en torno a la nominal. Ilustración 6.

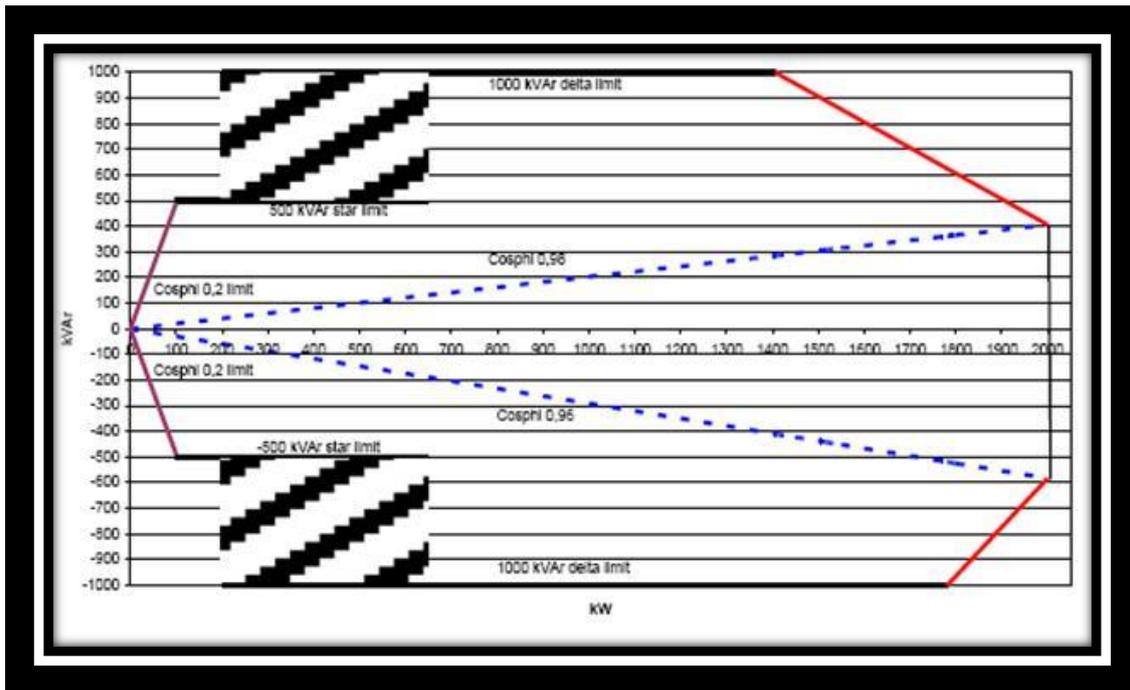


Ilustración 6 Curva PQ aerogenerador

Conocida pues la velocidad de viento incidente, se puede leer el valor de la potencia activa esperada en la curva de potencia del aerogenerador y, a partir de éste, el rango de variación de la reactiva en la curva PQ.

Es de gran importancia conocer el factor de potencia que es capaz de conseguir el parque en el punto de conexión a la red para cada velocidad de viento, o lo que es lo mismo, a qué límites prácticos de producción y absorción de reactiva puede llegar el parque eólico para un valor de potencia activa dada, teniendo en cuenta los límites de cada máquina y las características de la red que lo conforman.

La búsqueda de un punto estable de funcionamiento, entendido éste como aquel en que todas las variables eléctricas significativas se mantengan entre sus límites nominales, obliga a tener en cuenta el rango de potencia activa generada P_g , fijada por la potencia mecánica en el eje del aerogenerador y correspondiente a la velocidad de viento actuante, los valores de tensión en bornas de máquina, así como los límites de la potencia reactiva consumida o inyectada Q_g , que dependen de ese valor de tensión.

Una velocidad de viento actuante, por tanto, se caracterizaría por un par de valores extremos (P , Q) en cada máquina. Ilustración 7.

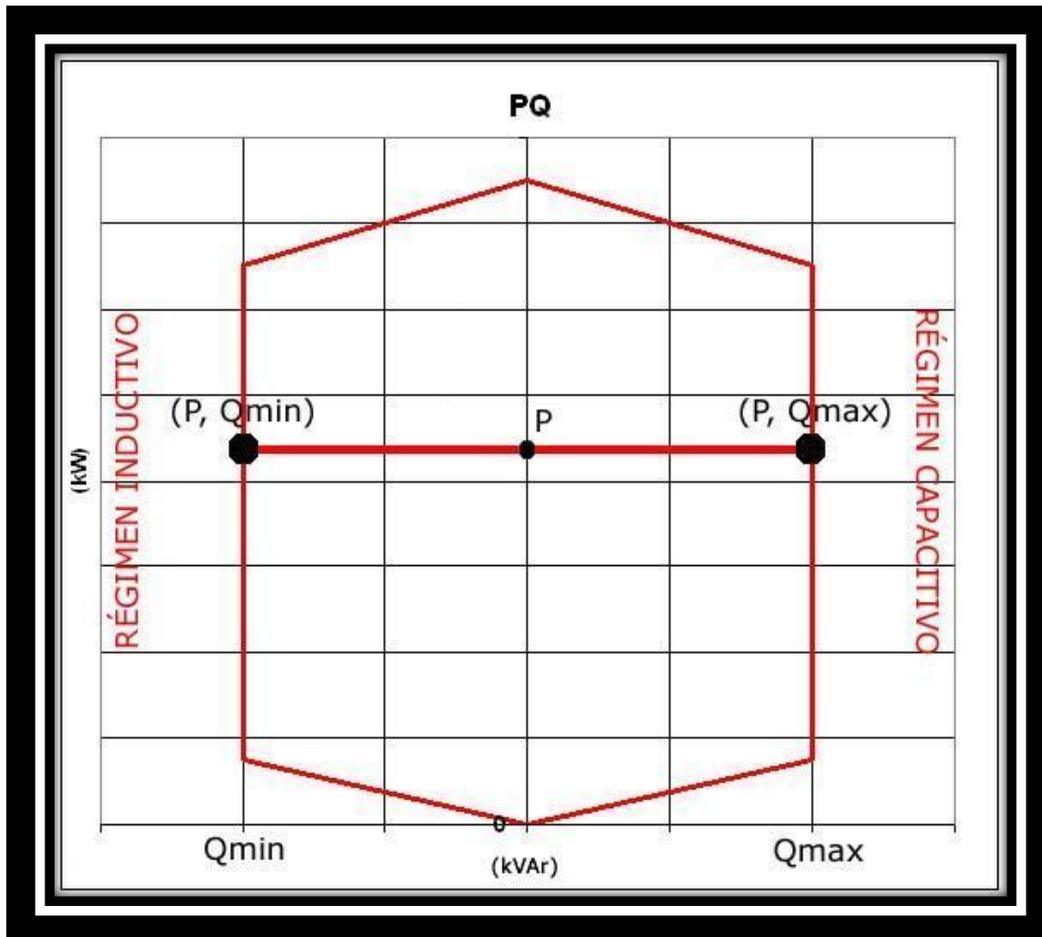


Ilustración 7 Curva de P Q máxima.

Si se modela un período de velocidades de viento comprendido entre la velocidad de conexión y la de corte de todos los aerogeneradores, se obtendrá todos los puntos límites de funcionamiento del parque eólico, en los que se deberá evitar que las máquinas superen sus valores extremos de funcionamiento estable. No es aceptable una máquina en un punto de funcionamiento en el que su tensión supere límites estipulados, ni aquel en el que se sobrepase la capacidad de aporte o absorción de reactiva por parte del aerogenerador, aunque la tensión se mantenga en valores permisibles. Estas restricciones afectarán a las características de definición de los nodos en cada flujo de cargas a realizar.

Un aumento de la velocidad de viento da lugar al aumento correspondiente de P activa según la curva de potencia del generador. Ligado a este valor de potencia activa se tendrá, según la curva PQ del aerogenerador, dos valores extremos de potencia reactiva. Un extremo correspondiente al régimen de funcionamiento capacitivo, en el que la máquina entrega reactiva a la red (el valor de Q es positivo); y un extremo negativo, correspondiente al régimen de funcionamiento inductivo, en el que la máquina detrae reactiva de la red (el valor de Q es negativo). La máquina será capaz de mantenerse en estos valores extremos de reactiva aportada o detraída del sistema (a medida que la potencia activa va aumentando por el incremento en la velocidad de viento) siempre que la tensión se mantenga dentro de un rango estable en torno a su valor nominal.

2.4.2. Compensación Actual de Energía Reactiva

Actualmente existen diferentes tecnologías que tratan de alcanzar los objetivos que marca la normativa existente en función de las características y necesidades concretas de cada parque:

- a) Baterías Automáticas de Condensadores
- b) SVC, *static VAR compensator* (compensador estático de reactiva)
- c) STATCOM, *static synchronous compensator* (compensador estático síncrono)
- d) Convertidor del Aerogenerador
- e) Transformador de conexión del parque a la red con tomas variables bajo carga

Desde el punto de vista legislativo se comprobará si el reparto de reactiva actual cumple con los factores de potencia óptimos. Se valorará cómo se está consiguiendo este objetivo. Se estudiará si se está repartiendo de forma eficiente la generación o el consumo de reactiva entre los generadores eólicos. Se discutirá si hay una forma mejor de distribuir la reactiva. Se calculará el rendimiento de una instalación real y cuál sería el rendimiento si se le aplica esta herramienta de optimización a esa instalación.

A lo largo de este proyecto fin de carrera se va a intentar dar respuesta a estas cuestiones. La comparación con el modo de operación de un parque real permitirá cuantificar la calidad de la solución obtenida.

Capítulo 3 Planteamiento del problema y modelado

3.1. Objetivos

Las potencias activa y reactiva de un parque eólico cambian con la velocidad del viento. Este es el principal motivo por el cual es tan importante el modo de funcionamiento que tienen los parques. El parque debe adaptarse no sólo a las condiciones del viento sino a las condiciones de demanda de energía eléctrica y también a la legislación vigente.

El objetivo principal es, sin añadir nuevos elementos y por tanto con un coste bajo, mejorar la operación de un parque eólico consiguiendo la máxima bonificación por compensación de reactiva y a su vez minimizar las pérdidas que tienen lugar en los transformadores y las líneas del parque. Para disminuir las pérdidas que se producen en el parque se actuará sobre el reparto de energía reactiva que debe generar o consumir cada generador, además del uso de otros recursos de control de reactiva.

La optimización del reparto de reactiva se basa en la posibilidad de dar una consigna de energía reactiva a cada generador eólico. Cada generador eólico, como se ha visto anteriormente en el punto 2.4.1., tiene una carta de funcionamiento en la que se muestra sus distintos rangos de funcionamiento. Dependiendo de la potencia activa que genere en ese momento el generador eólico se podrá funcionar en dentro un rango de potencia reactiva. En la tabla de funcionamiento de cada generador se muestra hasta cuánta potencia reactiva se puede generar o consumir. De esta forma se puede controlar el factor de potencia de cada máquina y en consecuencia controlar el factor de potencia en el punto de conexión. Además de actuar sobre los aerogeneradores se actuará con las baterías de condensadores y las tomas de los transformadores.

Para conseguir este objetivo se propone una herramienta versátil que permita un nuevo modo de funcionamiento de los parques eólicos minimizando pérdidas a partir de un reparto de reactiva distinto al actual. Esta nueva herramienta deberá:

- Crear un sistema centralizado para el control del factor de potencia evitando que cada aerogenerador opere individualmente. De esta forma se conseguirá ver el problema de una forma global. Se controlará el factor de potencia del nodo salida y se creará un sistema por el cual cada generador aporte la reactiva necesaria para cumplir con la normativa y las pérdidas sean mínimas.
- Minimizar el desgaste de elementos eléctricos vinculados a los sistemas de compensación. La compensación de reactiva utilizando los aerogeneradores puede que replantee el empleo de las baterías de condensadores que dependiendo de las circunstancias, pueden ser necesarias o no.

Para probar la efectividad de esta herramienta de optimización se consiguieron datos de tensión, de potencia activa y reactiva en cada aerogenerador de un parque eólico con una frecuencia de 10 minutos durante seis meses del año 2010. A partir de estos datos, procedentes de un parque real, se realiza una comparativa entre las pérdidas que tienen en realidad y las pérdidas que obtendría el nuevo sistema de control.

La aplicación desarrollada resuelve un flujo de cargas en Matlab para cada situación de funcionamiento obteniendo así las pérdidas que tiene el parque eólico para cada muestra. Este resultado servirá de referencia para conocer la ganancia con la nueva propuesta de control.

Seguidamente se resuelve el problema de optimización manteniendo constante la potencia activa generada de cada aerogenerador pero variando las variables de control para obtener la bonificación máxima y minimizar pérdidas. De esta forma se obtiene la potencia reactiva, las tensiones y las pérdidas de este nuevo modo de funcionamiento durante el mismo periodo de tiempo.

El problema de optimización se aplica tres veces según contemple el R.D. 661/2007, el R.D. 1565/2010 o la restricción de factor de potencia igual a la unidad. Todas estas soluciones se compararán con la actual del parque.

3.2. Metodología de Análisis

Para la realización de este proyecto se ha partido de la programación en Matlab de una herramienta que resuelva un problema de OPF. La herramienta programada se ha diseñado tomando el modelo matemático, que se propone en el apartado 3.2.1. Modelo de los Componentes, para cada elemento que se puede encontrar en un parque eólico. Para validar dicha herramienta se han utilizado varios ejemplos resueltos del libro *Sistemas Eléctricos de Antonio Gómez Expósito*.

La herramienta desarrollada tiene distintas clases de variables que van a ser claves en el desarrollo del proyecto por el papel que juegan.

Por un lado existen las variables fijas. Son los datos de entrada y en los que se basa la herramienta para resolver el problema. En este caso las variables fijas son las potencias activas generadas por cada aerogenerador.

Por otro lado están las variables dependientes. Son esas variables de las que no tenemos control y que son resultado de las ecuaciones y restricciones de nuestro problema. Para el problema que tratamos serán las tensiones y ángulos de los nodos.

Por último se tienen las variables de control. Estas son las variables sobre las que se puede actuar para conseguir el objetivo que se persigue. Para el caso que se trata las variables de control van a ser: las baterías de condensadores, las tomas bajo carga de los transformadores y las potencias reactivas de los aerogeneradores.

La herramienta desarrollada en Matlab resuelve un problema de optimización, un OPF. En cada iteración busca, con las variables de control, una situación que tenga bonificación máxima y pérdidas mínimas. Pero si se fijan las variables de control, el problema de optimización, se convierte en un problema de flujo de cargas.

De esta forma el problema que se plantea resolver se puede dividir en dos partes. La primera parte es el cálculo de las pérdidas que tiene el parque a partir de los datos suministrados mediante un flujo de cargas. La segunda parte es un problema de minimización.

Para el primer problema se tiene como variables fijas, datos obtenidos de un parque real, la potencia activa y reactiva de todos los nodos menos el de salida, tensión del nodo salida y ángulo del nodo salida. Se fija la tensión y el ángulo del nodo salida ya

que no se tiene información del transformador de cabecera que es el que conecta el parque con la red eléctrica. Las variables dependientes serán tensiones y ángulos de los nodos (menos el de salida) y la potencia activa y reactiva de salida.

Las variables fijas para el segundo problema son las potencias activas de todos los nodos menos en el de salida y las potencias reactivas de los nodos de transición (son aquellos nodos en los que no hay ni una inyección ni un consumo de potencia). Las variables dependientes serán las tensiones y los ángulos de todos los nodos, menos el de salida, y la potencia activa a la salida y en el nodo de salida. Las variables de control serán las potencias reactivas de todos los aerogeneradores, las baterías de condensadores y las tomas de los transformadores.

Los distintos casos que se van a resolver en este proyecto para comparar y validar el método de optimización son:

Un flujo de cargas para comparar los métodos de optimización con datos reales. Este se va a llamar Caso Base. Los datos pertenecen a Mayo de 2010 por lo que el marco legislativo que rige en este caso es el R.D. 611/2007.

Tres problemas de optimización. Uno en el marco legislativo del R.D. 661/2007, Caso Optimizado 1; otro caso cuya restricción es que el factor de potencia sea siempre igual a la unidad, Caso Optimizado 2 y por último un caso en el marco legislativo del R.D. 1565/2010, Caso 3.

3.2.1. Modelo de los Componentes

Es interesante destacar la manera en que se realiza el estudio de las cargas en un parque eólico. Los sistemas de energía eléctrica se representan mediante un modelo en el que se incluyen:

- a) Los aerogeneradores,
- b) Los transformadores,
- c) Las cargas,
- d) Las líneas,
- e) Los elementos de control de tensiones (reactancias, condensadores...)

3.2.1.1. Los Aerogeneradores

Van a ser los generadores de potencia activa y reactiva. Tendrán un comportamiento según su carta de funcionamiento. Estos elementos son los encargados de generar potencia activa cuando las condiciones de viento lo permitan y controlar la potencia reactiva. Cuando estén desconectados consumen una pequeña cantidad de potencia activa y no tienen capacidad de control de potencia reactiva.

3.2.1.2. Los Transformadores

Los transformadores reguladores tienen capacidad para modificar en carga el módulo de su relación de transformación, dentro de pequeños márgenes, para controlar diversas magnitudes del sistema. Para la herramienta de optimización se ha utilizado el modelo de transformadores de regulación para así tener una variable de control más.

La regulación de tensión se consigue añadiendo cambiadores de tomas bajo carga a un transformador normal, que modifican el número de espiras del devanado de alta. En la Ilustración 8 se muestra el circuito monofásico resultante, donde a representa a n en p.u., así como el modelo equivalente en π .

$$\begin{pmatrix} I_p \\ -I_s \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{Y_{cc}}{a^2} + Y_m & -Y_{cc}/a \\ -Y_{cc}/a & Y_{cc} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} U_p \\ U_s \end{pmatrix}$$

Ecuación 1

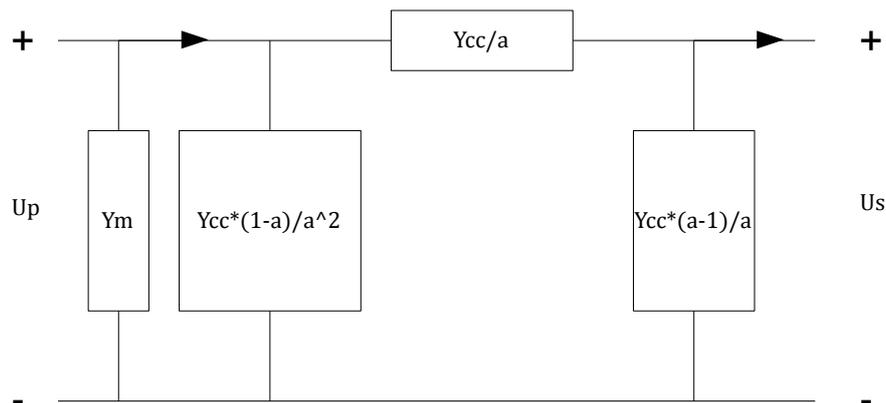


Ilustración 8 Modelo de Transformador

3.2.1.3. Las Cargas

Las cargas serán consumos de potencia en los nodos. Se modelarán como una potencia consumida en el nodo en cuestión. Las potencias consumidas tendrán signo negativo como se indica en la Ilustración 9.

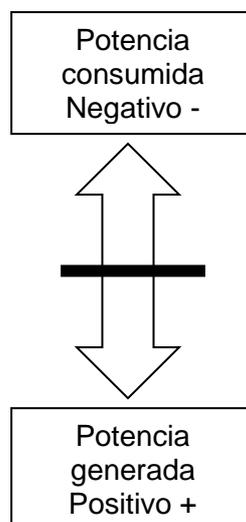


Ilustración 9 Signos de las potencias de las cargas

3.2.1.4. Las Líneas

Una línea trifásica equilibrada viene caracterizada, a secuencia directa, por los parámetros unitarios siguientes:

a) Impedancia serie o longitudinal: $Z_1 = R_1 + jL_1\omega \text{ (}\Omega/\text{km)}$

Ecuación 2

b) Admitancia *shunt* o trnasversal: $Y_1 = G_1 + jC_1\omega \text{ (}\Omega/\text{km)}$

Ecuación 3

Así como por su longitud l . Usualmente, y así se hará en lo sucesivo, se considera que $G_1 = 0$.

El modelo en π utilizado viene dado por las siguientes ecuaciones:

$$Z_0 = \sqrt{Z_1/Y_1}$$

Ecuación 4

$$\gamma = \sqrt{Z_1 * Y_1}$$

Ecuación 5

$$Z_s = Z_1 l * \frac{\sinh(\gamma l)}{\gamma l}$$

Ecuación 6

$$Y_p = \frac{Y_1 l}{2} * \frac{\tanh(\gamma l/2)}{\gamma l/2}$$

Ecuación 7

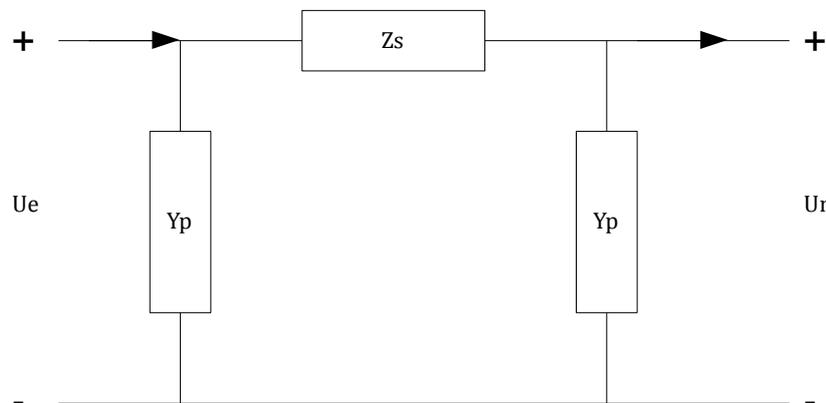


Ilustración 10 Modelo de línea

3.2.1.5. Los Elementos de Control de Tensiones

Serán principalmente baterías de condensadores y se presentan como elementos capaces de inyectar potencia reactiva cuando se les pide. Pueden tener varios escalones de potencia reactiva a inyectar o un solo escalón dependiendo del modelo.

3.2.2. Formulación Matemática

Como consideración inicial, la red es tratada generalmente como un sistema trifásico equilibrado y simétrico, en régimen estacionario senoidal. El problema que se pretende resolver es un problema de optimización, que está compuesto por una función objetivo y una serie de restricciones. La función objetivo a minimizar son las pérdidas. Para reducir las pérdidas de un parque eólico hay que conseguir que la suma de las potencias activas que generan cada uno de los aerogeneradores sea lo más parecida a la potencia del nodo salida. La formulación de la ecuación de pérdidas es la siguiente:

$$\text{Min. Pérdidas} = \sum_{n=0}^N P_{g_n} - P_{salida}$$

s.a.

Límites de tensiones

Límites por sobrecarga de las líneas

Límite de potencia activa de cada aerogenerador

Límite de potencia reactiva de cada aerogenerador

Ecuaciones nodales

*Factor de potencia a la salida = Según R.D.661/2007,
R.D.1565/2010 o $\cos(\delta) = 1$*

Ecuación 8

Como ya se comentó anteriormente, se pueden distinguir en este problema tres grupos de variables:

Las variables fijas. Estrictamente no se deben denominar como variables. Son datos de entrada del problema o *inputs*. En el caso que se trata, las potencias activas de todos los nodos serán variables fijas.

Por otro lado están las variables dependientes. Sobre estas variables no se puede actuar directamente y por lo tanto no se tiene un control directo. Las variables dependientes de este problema serán las tensiones y ángulos de los nodos.

Por último se tienen las variables de control. Estas son las variables sobre las que se actúa para conseguir el objetivo deseado. Se puede decir que se tiene un control directo sobre estas variables. Las baterías de condensadores, las tomas bajo carga de los transformadores y las potencias reactivas de los aerogeneradores, son las variables de control del problema, se puede cambiar su valor de forma controlada respetando sus límites.

Se observa que si se eliminan las variables de control y se convierten en variables fijas o datos de entrada, el problema de optimización se convierte en un problema de flujo de cargas.

3.2.2.1. Restricciones de funcionamiento.

El adecuado funcionamiento de los receptores y de los diferentes elementos de la red requiere que los valores de la tensión de servicio V estén limitados a un cierto intervalo, alrededor del valor nominal. Una tensión demasiado elevada dañaría a los aislamientos y aumentaría las pérdidas en el hierro de las máquinas; y una tensión demasiado baja normalmente ocasionaría sobreintensidades, calentamientos y aumento de las pérdidas en el cobre, perjudicial especialmente en el caso de motores y generadores.

$$V_{i,min} \leq V_i \leq V_{i,max}$$

Ecuación 9

La capacidad máxima de transporte de las líneas eléctricas viene fijada, principalmente, por la máxima intensidad de corriente que puede circular de forma permanente por sus conductores, límite térmico impuesto por el calentamiento por efecto Joule:

$$I_{ij} \leq I_{ij,max}$$

Ecuación 10

Los generadores presentan restricciones técnicas en su funcionamiento, que afectan tanto a la potencia activa PG como a la reactiva QG :

$$Pg_{min} \leq Pg \leq Pg_{max}$$

Ecuación 11

$$Qg_{min} \leq Qg \leq Qg_{max}$$

Ecuación 12

Donde

- P_{max} límite impuesto por la potencia mecánica máxima disponible
- Q_{max} límite impuesto por la tensión interna máxima (máxima excitación)
- P_{min} límite impuesto por el rendimiento de la instalación
- Q_{min} límite impuesto por la estabilidad del generador

3.2.2.2. Formulación de las Ecuaciones Nodales.

El método de análisis tradicionalmente empleado es el de análisis por nodos, con lo cual las intensidades inyectadas en los nodos y las tensiones nodales están relacionadas a través de las ecuaciones nodales de la red:

$$I = [Y_{nodal}] * V$$

Ecuación 13

Las Ecuaciones de Flujo de Potencia en forma compleja se obtienen a partir de la ecuación nodal correspondiente a un nodo genérico. Para ello hay que determinar las admitancias propias y mutuas que constituyen los elementos de la matriz de admitancias de barra Y_{barra} a partir de los datos del diagrama unifilar del sistema.

Las líneas de transmisión, al igual que los transformadores, se representan por su equivalente monofásico nominal en π , por lo que es preciso conocer los valores de la impedancia serie Z y de la admitancia en derivación total de carga de la línea (generalmente en términos de la carga de la línea a tensión nominal del sistema) son necesarios para cada línea, de forma que se pueden determinar todos los elementos de la matriz de admitancias de barra de $N \times N$ de la que un típico elemento Y_{ij} tiene la forma:

$$Y_{ij} = |Y_{ij}| (\cos\delta_{ij}) + j|Y_{ij}| (\text{sen}\delta_{ij}) = G_{ij} + jB_{ij}$$

Ecuación 14

Sean P_i y Q_i las potencias real y reactiva totales que entran a la red a través de la barra i . Entonces, el complejo conjugado de la potencia que se inyecta a la barra i es:

$$P_i - jQ_i = (V_i^*) \sum_{n=0}^N Y_{in} V_n$$

Ecuación 15

en la que se sustituyen las ecuaciones anteriores para obtener una ecuación en forma compleja para cada nodo:

$$P_i - jQ_i = \sum_{n=0}^N |Y_{in} V_i V_n| \angle \theta_{in} + \delta_n - \delta_i$$

Ecuación 16

Al expandir esta ecuación e igualar las partes real y reactiva, se obtienen dos ecuaciones reales en cada nodo:

$$P_i = \sum_{n=0}^N |Y_{in} V_i V_n| \cos(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i)$$

Ecuación 17

$$Q_i = \sum_{n=0}^N |Y_{in} V_i V_n| \text{sen}(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i)$$

Ecuación 18

Si se conoce las tensiones, los ángulos y la matriz de admitancia podemos calcular la potencia activa y reactiva de un nodo n . Si se hace un balance de potencia se obtienen las restricciones debidas a las ecuaciones nodales:

$$P_{gi} - P_{Ci} = \sum_{n=0}^N |Y_{in} V_i V_n| \cos(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i)$$

$$Q_{g_i} - Q_{c_i} = \sum_{n=0}^N |Y_{in} V_i V_n| \operatorname{sen} (\theta_{in} + \delta_n - \delta_i)$$

Ecuación 19

Siendo:

P_{g_i} la potencia activa generada en el nodo i
 P_{c_i} la potencia activa consumida en el nodo i
 Q_{g_i} la potencia reactiva generada en el nodo i
 Q_{c_i} la potencia reactiva consumida en el nodo i

Estas ecuaciones relacionan las variables fijas, la potencia activa generada o consumida en un nodo, con las variables dependientes, las tensiones y los ángulos de los nodos, y con las variables de control, la potencia reactiva de los nodos.

3.2.2.3. Formulación del Problema a Resolver

Teniendo en cuenta todas las restricciones el problema finalmente queda de la siguiente forma:

$$\text{Min. Pérdidas} = \sum_{n=0}^N P_{g_n} - P_{salida}$$

s.a.

$$V_{i,min} \leq V_i \leq V_{i,max}$$

$$I_{ij} \leq I_{ij,max}$$

$$P_{g_i,min} \leq P_{g_i} \leq P_{g_i,max}$$

$$Q_{g_i,min} \leq Q_{g_i} \leq Q_{g_i,max}$$

$$P_{g_i} - P_{c_i} = \sum_{n=0}^N |Y_{in} V_i V_n| \cos(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i)$$

$$Q_{g_i} - Q_{c_i} = \sum_{n=0}^N |Y_{in} V_i V_n| \operatorname{sen} (\theta_{in} + \delta_n - \delta_i)$$

Factor de potencia a la salida = Según R.D. 661/2007,
R.D. 1565/2010 o $\cos(\delta) = 1$

Ecuación 20

Capítulo 4. Herramienta Desarrollada

Para resolver el problema descrito en el capítulo anterior se ha desarrollado una herramienta que mediante iteraciones converge a la solución óptima. Se van a resolver dos casos distintos. El primer caso es un flujo de cargas denominado Caso Base. En este problema no hay variables de control ya que se utilizarán como variables fijas los datos reales del parque eólico. El segundo caso es un OPF que minimiza pérdidas denominado Caso Optimizado. El caso Base servirá de referencia para cuantificar la calidad de la solución del Caso Optimizado. El Caso Optimizado se divide en tres dependiendo de si se utiliza el R.D. 661/2007, el factor de potencia igual a la unidad o el R.D. 1565/2010.

4.1. Herramienta Desarrollada

La herramienta desarrollada tiene como *inputs*, datos de entrada, una serie de archivos de texto que le sirven para definir la topología del parque eólico, información sobre las restricciones fijas de las variables, datos de los transformadores, la solución inicial y datos de potencia activa. Toda esta información es necesaria para que la herramienta reconozca el problema y pueda ejecutarse llegando a una solución óptima. Como datos de salida la herramienta va a crear archivos de texto en los que va a guardar los datos de las variables dependientes y de control.



Ilustración 11 Inputs de la Herramienta Desarrollada

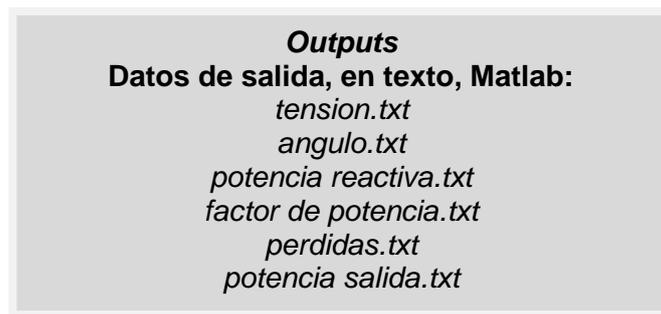


Ilustración 12 Outputs de la Herramienta Desarrollada

Dependiendo de las variables que tenga el problema a resolver, la herramienta desarrollada, calculará un flujo de cargas, LF, o un problema de optimización, OPF. Si todas las variables son dependientes¹ y no existen variables de control entonces el

¹ Las variables dependientes y de control están definidas en el punto 3.2.2. Formulación Matemática.

programa resolverá un flujo de cargas. Sin embargo si se tienen variables de control, que pueden actuar para optimizar la función objetivo, el programa resolverá un OPF.

Para la ejecución del proyecto se ha programado una aplicación distinta para cada caso. La estructura de las herramientas es la misma pero para no tener que cambiar constantemente las restricciones o la naturaleza de las variables se ha dividido la herramienta en cuatro. Lo que diferencia a cada caso son las restricciones del factor de potencia y las definiciones de variables.

Tabla 3 Programas

Caso Base	Flujo de cargas y R.D. 661/2007
Caso Optimizado 1	Minimización con control y R.D. 661/2007
Caso Optimizado 2	Minimización con control y $\cos(\delta) = 1$
Caso Optimizado 3	Minimización con control y R.D. 1565/2010

Las herramientas desarrolladas, Caso_Base.m, Caso Optimizado1.m, Caso Optimizado2.m y Caso Optimizado3.m, están basadas en una función de Matlab llamada fmincon. Esta función resuelve un problema de optimización sometido a restricciones lineales y no lineales.

Todas estas herramientas resuelven el problema planteado en el punto 3.2.2.3. Formulación del Problema a Resolver. Dependiendo del marco legislativo (R.D. 661/2007, factor de potencia igual a la unidad o R.D. 1565/2010) en el que se encuentre el problema que se pretenda resolver y de las características de las variables se deberá utilizar los programas: Caso Base, Caso Optimizado 1, Caso Optimizado 2 o Caso Optimizado 3.

La herramienta desarrollada ha sido probada para validar su correcto funcionamiento tanto haciendo un flujo de cargas como un OPF. La herramienta de cálculo de flujo de cargas y la herramienta de optimización se han comprobado con resultados satisfactorios con ejemplos cuyo resultado se conoce.

Para que la herramienta que resuelve el flujo de cargas, Caso Base, llegue a una solución correcta se debía tener datos de la batería de condensadores. No se pudieron conseguir estos datos y se incorporó a la herramienta la posibilidad de estimar la posición de la batería de condensadores. De manera que la herramienta resuelve sin batería y si no se cumple con las restricciones se incorpora la batería de condensadores.

Las demás herramientas, Caso Optimizado 1, 2 y 3, utilizan la batería de condensadores como una variable más y sólo actuará si es necesario para cumplir las restricciones y minimizar pérdidas. Para estas herramientas se puede dar que no se tenga capacidad de control. Esta situación se da cuando el parque está desconectado y no se tiene capacidad de controlar la potencia reactiva de los aerogeneradores. En estos casos la herramienta ejecuta un flujo de cargas igual que el del Caso Base.

Para una mayor comprensión se muestra los diagramas de flujo del Caso Base y del Caso Optimizado.

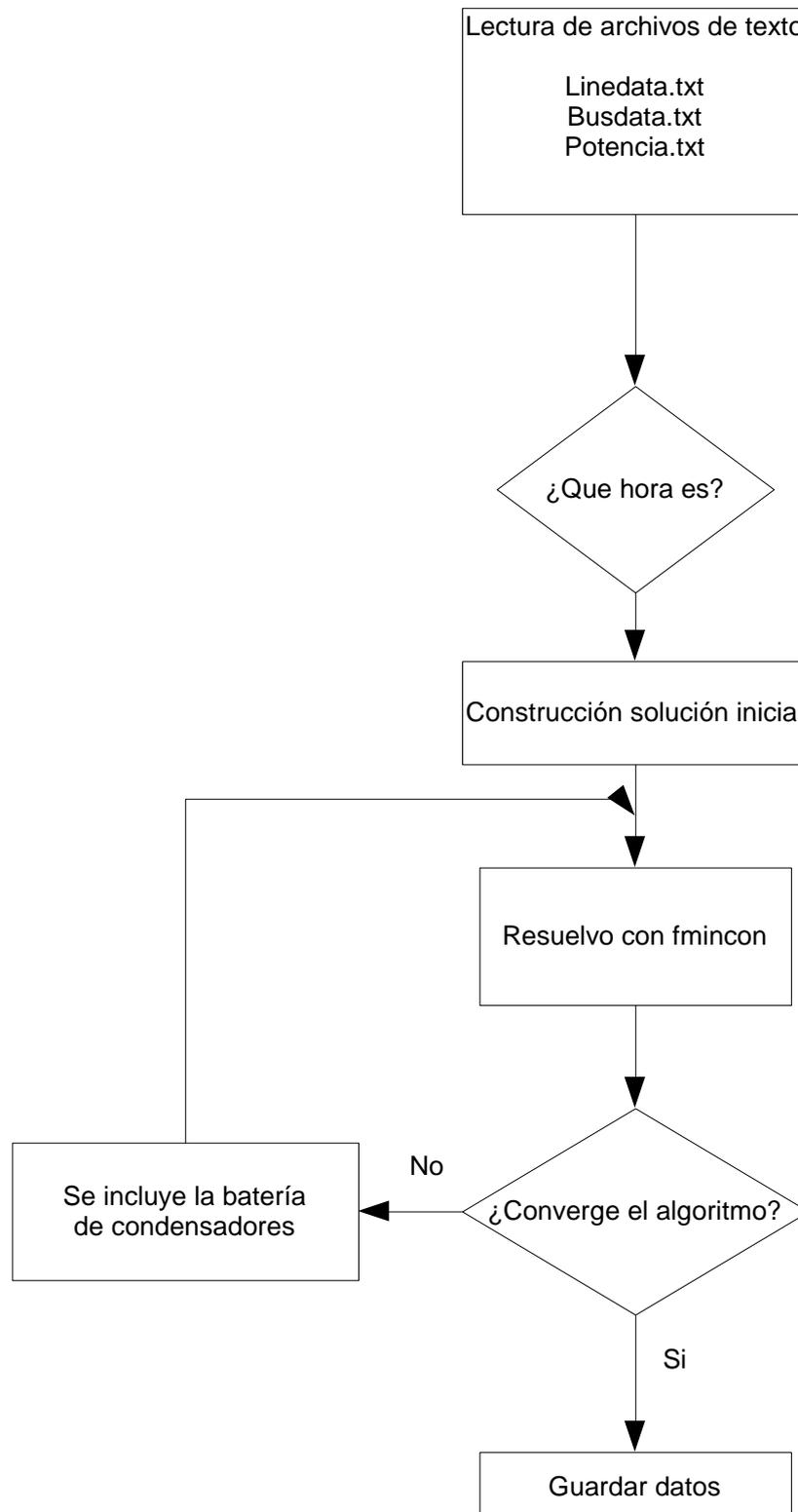


Ilustración 13 Diagrama de Flujo Caso Base

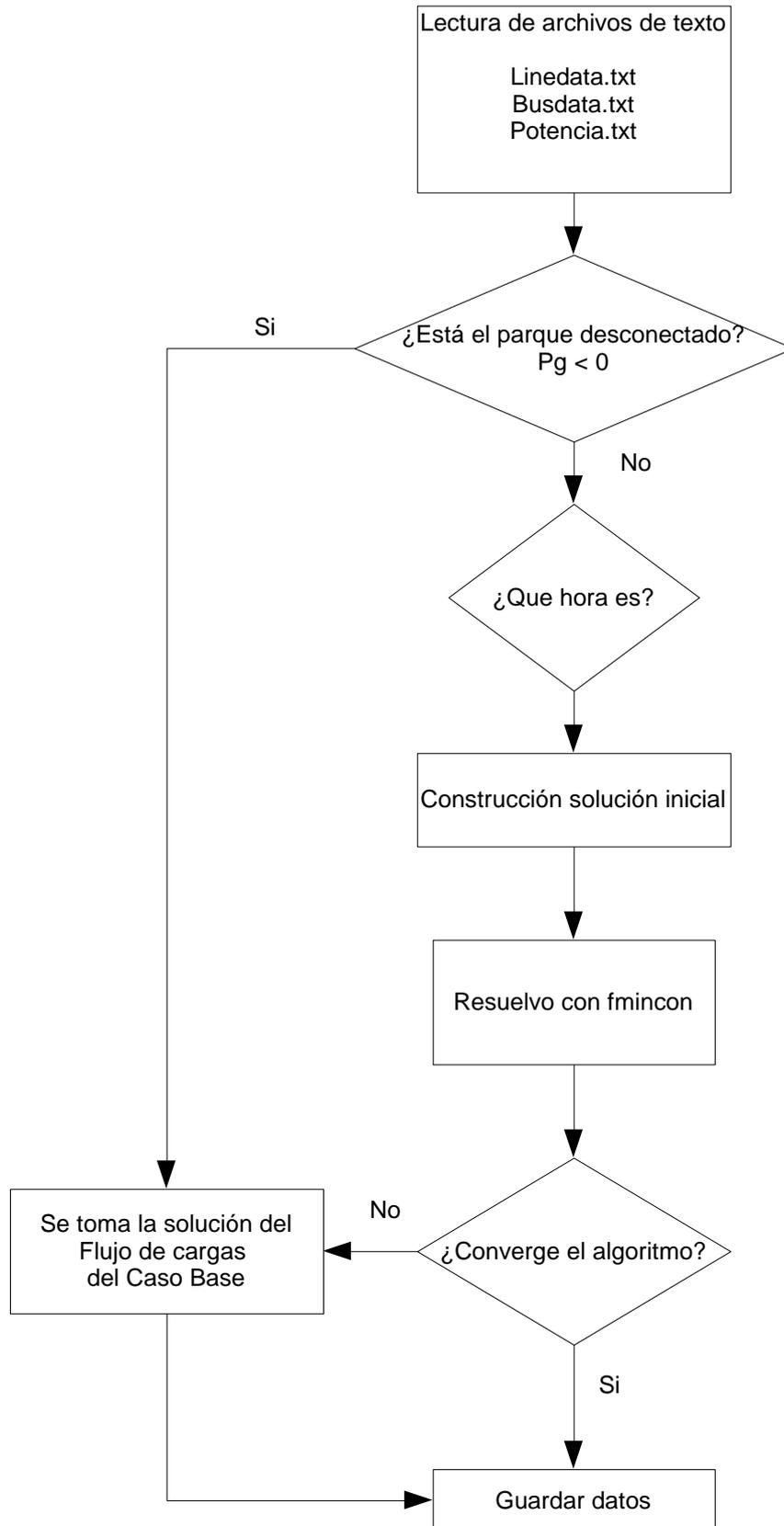


Ilustración 14 Diagrama de Flujo Caso optimizado

4.2. La Herramienta de Optimización de Matlab

El Toolbox de Optimización es una colección de funciones que amplía la capacidad de computación numérica del programa MatLab. Este conjunto de funciones logran minimizar o maximizar funciones no lineales generales. Es decir, al usar la palabra 'optimización', MatLab se refiere al proceso de búsqueda del mínimo o máximo de una función, denominada comúnmente '*función objetivo*' en las funciones de optimización que incluye el Toolbox de Optimización de MatLab.

En MATLAB se utiliza la función '*fmincon*', y para poder utilizar esta herramienta es necesario que las restricciones estén dadas con el formato: *restricción* ≤ 0 .

Minimizar: $f(x)$
Sujeto a: $Ax \leq b$
 $C*x \leq c$ (restricciones no lineales)
 $[x] = \text{fmincon}('fun', x_0, A, b, Aeq, beq, vlb, vub, nonlcon)$

Donde x_0 es el valor inicial, A y b se refieren a las restricciones de desigualdad lineales, Aeq y beq: se refieren a las restricciones de igualdad, es decir: $Aeq*x = beq$, vlb es un vector con los valores mínimos de las variables y vub con los valores máximos, y nonlcon se refiere a las restricciones no lineales, tanto de desigualdad como de igualdad.

En este proyecto, como se ha puntualizado en el apartado anterior, se distinguen entre las variables que se tienen en el Caso Base y las que tienen los Casos Optimizados.

Para el Caso Base las variables son todas dependientes y son las tensiones y ángulos de todos los nodos menos las del slack (nodo 13) y las potencias activa y reactiva del nodo slack. Las primeras dos componentes del vector x_0 es las potencias activa y reactiva del nodo 13. Las siguientes componentes del vectos x_0 son las tensiones de los nodos, desde el primero hasta el doceavo, y los ángulos.

Por ello la x_0 para el Caso Base viene definida como:

$$X_0 = [Pg(13), Qg(13), V(1:12), \text{delta}(1:12)]$$

Sin embargo, para el Caso Optimizado las variables cambian y la x_0 queda de la siguiente forma:

$$X_0 = [Pg(13), Qg(1:6,13), V(1:13), \text{delta}(1:13)]$$

La matriz A y el vector b, o Aeq y beq en caso de que la restricción sea de igualdad, definen las restricciones del factor de potencia. Dependiendo del caso que se esté estudiando variará para imponer que el factor de potencia sea el óptimo en el nodo salida, nodo 13.

$$\cos\left(\text{atan}\left(\frac{Qg(13)}{Pg(13)}\right)\right) \leq o \geq \text{factor de potencia}$$

Ecuación 21

Los vectores v_{lb} y v_{ub} son los límites superiores e inferiores de las variables en cuestión. Para definir las restricciones no lineales y función objetivo, $nonlcon$ y fun , se crea un fichero de Matlab *.m

La función $fmincon$ devuelve el vector x que son los valores de las variables que cumplen con las restricciones, lineales y no lineales, y minimizan la función objetivo.

Capítulo 5. Análisis de Resultados

En este capítulo se analizarán los resultados de aplicar la herramienta desarrollada a un parque eólico del que tenemos datos reales. Este parque está formado por seis aerogeneradores con sus correspondientes transformadores, seis líneas de interconexión y un banco de condensadores de un solo escalón de 4 MVar. La configuración del parque es la que se muestra en la

Ilustración 15. Como los datos que se disponen de la compañía son los datos correspondientes al lado de baja tensión del transformador se va a modelar desde este punto hasta el nodo de conexión a la red eléctrica. El interés del proyecto es disminuir las pérdidas en las que se incurre desde el nodo de baja tensión del transformador del aerogenerador hasta el nodo salida.

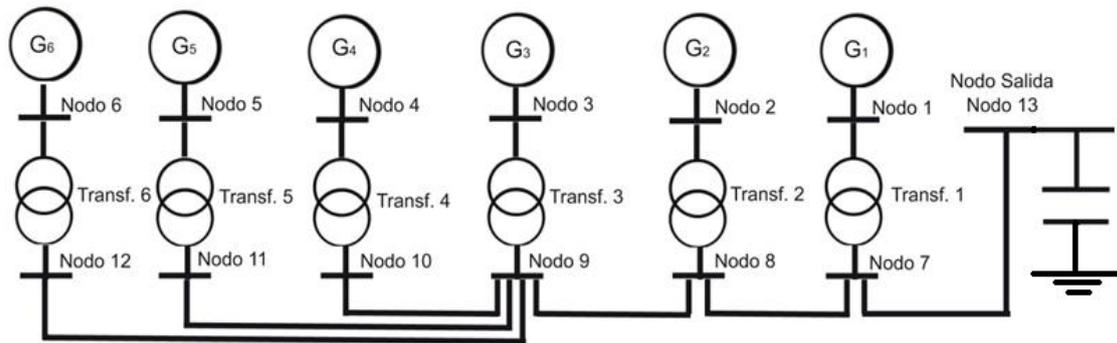


Ilustración 15 Esquema de la configuración del parque eólico

El estudio realizado permite observar el funcionamiento del parque eólico con distintos modos de operación y restricciones de factor de potencia.

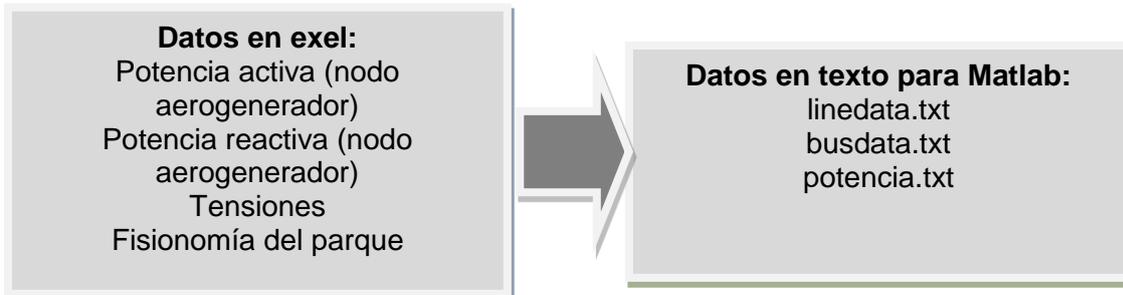
El primer modo de operación es el que se utiliza en la actualidad, Caso Base, y del que se obtiene información de cómo se gestionaba el parque eólico cuando se obtuvieron los datos. Este caso servirá de referencia para la cuantificación de la bondad de las soluciones obtenidas con el método de optimización.

En el segundo modo de funcionamiento se optimiza la minimización de pérdidas actuando sobre la reactiva de los generadores y teniendo en cuenta el marco legal R.D. 661/2007, que estaba vigente cuando se obtuvieron los datos del parque, Caso Optimizado 1. Para el tercer caso se optimiza la minimización de pérdidas pero obteniendo un $\cos(\delta) = 1$ en el nodo de conexión a la red, Caso Optimizado 2. Y por último se optimiza teniendo en cuenta el R.D. 1565/2010, Caso Optimizado 3, que es el que actualmente aplica.

Tabla 4 Casos

Caso Base	Flujo de Cargas
Caso Optimizado 1	Minimización con control y factor de potencia según R.D. 661/2007
Caso Optimizado 2	Minimización con control y factor de potencia = 1
Caso Optimizado 3	Minimización con control y factor de potencia según R.D. 1565/2010

En primer lugar se analizaron todos los datos de entrada disponibles, los que se necesitarían y cómo se iban a administrar. Los datos de las líneas y de los transformadores formaron un archivo de texto llamado linedata en el que se encuentra la topología del parque eólico que se va a estudiar. También se creó un nuevo archivo de texto, busdata, en el que se ha introducido todos los datos concernientes a los nodos como las tensiones límites, ángulos límites e información sobre el consumo de potencia. Los datos de potencia activa y reactiva de los nodos de los aerogeneradores se guarda en otro archivo de texto con el nombre potencia.



Se van a comparar estos modos de funcionamiento mostrando los resultados de las simulaciones realizadas en la herramienta desarrollada. Los datos que se tienen del parque eólico están actualizados cada 10 minutos. Se ha cogido para el estudio un lote de 1000 muestras por lo que se tiene datos desde el 16 de Mayo a las 00:00 hasta el 21 de Mayo a las 22:40. Esta semana se escogió por su gran representatividad ya que en ella se dan tanto puntas de como valles de generación.

5.1. Característica de los elementos del parque eólico

5.1.1. Los Aerogeneradores

El generador es trifásico asincrónico con rotor bobinado, que está conectado con el VCS, *Vestas Converter System*, a través de un sistema de anillos. El generador está refrigerado mediante un sistema aire-aire con un circuito interno y otro externo. Dispone de cuatro polos.

- Las características principales del generador son:
- Potencia nominal (PN) de 2,0 MW
- Potencia nominal aparente 2,08 MVA ($\text{Cos}\varphi = 0,96$)
- Frecuencia: 50 Hz
- Tensión, generador de 690 VCA
- Tensión, convertidor de 480 Vac
- Número de 4 polos
- Conexión del bobinado, estator Estrella / Triángulo
- Eficiencia nominal (generador únicamente) > 97%
- El factor de potencia (cos) 0.96 inductivo - 0,98 capacitivo
- Límite de velocidad. IEC (2 min.) 2900 rpm

La carta de funcionamiento de los aerogeneradores es la mostrada en la Ilustración 6.

5.1.2. Los Transformadores

Los transformadores están colocados entre los aerogeneradores y las líneas que forman la red interna del parque. Estos transformadores trifásicos refrigerados al aire tienen las siguientes características:

- Potencia 2.100 kVA
- Tensiones nominales 20/0,69 kV.
- Tensión de cortocircuito 7,80%.
- Intensidad en vacío a 100% un 0,31%.
- Perdida máxima en vacío 3.900 W.
- Perdida máxima en carga 16.600 W.

Con estas características se calculan las impedancias necesarias para el modelo matemático de la Ilustración 8.

Tabla 5 Valores p.u. del modelo del transformador

1/Y _{cc}		1/Y _m	
Z _{cc}		Z _m	
X _{cc} p.u.	R _{cc} p.u.	R _{fe} p.u.	X _m p.u.
0,037	0,004	256,410	191,847

5.1.3. Las Líneas

Teniendo los datos de las longitudes de las líneas y la sección y tipo de cable utilizado se calcula los parámetros necesarios para el modelo en pi propuesto en la Ilustración 10.

Tabla 6 Líneas del parque eólico

Línea		Longitud (Km)	sección (mm ²)	R p.u.	X p.u.	1/2 B p.u.
Nodo origen	Nodo destino					
12	9	1,61	150	9,64E-05	9,26E-05	5,57E-08
11	9	0,57	150	2,84E-04	3,21E-04	2,21E-07
10	9	1,41	150	1,26E-04	1,22E-04	7,30E-08
9	8	0,50	400	5,67E-04	3,70E-04	1,76E-07
8	7	0,38	400	1,05E-03	4,51E-04	1,62E-07
7	13	1,35	500	3,73E-04	1,60E-04	5,73E-08

5.1.4. La Batería de Condensadores

En la subestación, nodo salida o nodo 13, se encuentra instalada una batería de condensadores de un escalón y 4,8 MVar a 22 kV, equivalentes a 4 MVar a la tensión de servicio de 20 kV.

5.1.5. Consideraciones Generales

Para trabajar la realización del proyecto se ha trabajado siempre en un sistema por unidad. La red del parque eólico tiene dos tensiones, la del lado de baja tensión del transformador que es 690 V y la del lado de alta que es 20 kV. Se va a coger como potencia base 1 MVA. Dependiendo de la tensión base que se utilice la Intensidad base y la impedancia base variarán.

Tabla 7 Sistema por unidad

Sistema base para pasar a p.u.			
Sb (MVA)	Ub (kV)	Ib (A)	Zb (Ω)
1	20	28,9	400
1	0,68	849,0	0,462

Las tensiones variarán entre 0,95 y 1,05 p.u. y los ángulos entre $\pi/3$ y $-\pi/3$ radianes. El factor de potencia va a estar acotado según se esté utilizando una normativa u otra.

El criterio de signos que se ha tomado es el siguiente. La potencia que sale del parque es negativa, la potencia que entra en el parque es positiva. Por lo tanto, la potencia generada por un aerogenerador entra en el parque con lo cual es positiva. La potencia que sale del nodo de conexión con la red es negativa.

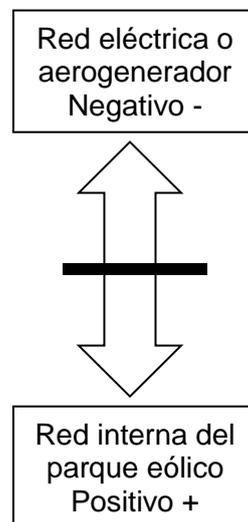


Ilustración 16 Referencia de signo

5.2. La Potencia Activa

La potencia activa que produce un parque eólico está directamente conectada con el viento que sopla en ese instante. Se tienen datos de potencia activa en los nodos que están en el lado de baja tensión de los transformadores de generación.

La potencia activa de todos los nodos de la red del parque, menos la del nodo salida o nodo conexión con la red eléctrica, va a permanecer constante a lo largo de las simulaciones correspondientes. De esta forma todas las simulaciones parten del mismo punto, es decir, de las mismas condiciones de viento. Sólo va a cambiar la potencia del nodo salida o de conexión con la red eléctrica ya que esta potencia está afectada por las pérdidas del parque que varían en cada caso.

Se observa que los aerogeneradores ceden potencia activa a la red pero cuando se desconectan por falta o exceso de viento consumen un poco de potencia activa. La red sin embargo absorbe potencia activa del parque eólico, su potencia activa es negativa, menos cuando todos los aerogeneradores están desconectados. En ese caso la red cede la potencia activa que consumen los aerogeneradores.

Cuando el parque eólico cede potencia activa a la red se observa que, utilizando los métodos de mejora, cede más potencia activa que cuando no se utilizan los métodos de mejora. Sin embargo, cuando el parque no genera potencia activa y no se cede potencia a la red, la potencia activa es la misma en todos los casos. Esto se debe a que cuando los aerogeneradores están desconectados no se tiene capacidad de control sobre la energía reactiva de los aerogeneradores. Si un aerogenerador se encuentra desconectado no genera, sino consume potencia. Sólo se va a poder actuar sobre la potencia reactiva que genere o consuma un aerogenerador cuando este esté generando potencia activa. Por lo tanto, cuando el parque esté desconectado, todos los métodos tendrán los mismos resultados que el flujo de cargas al no tener capacidad de control.

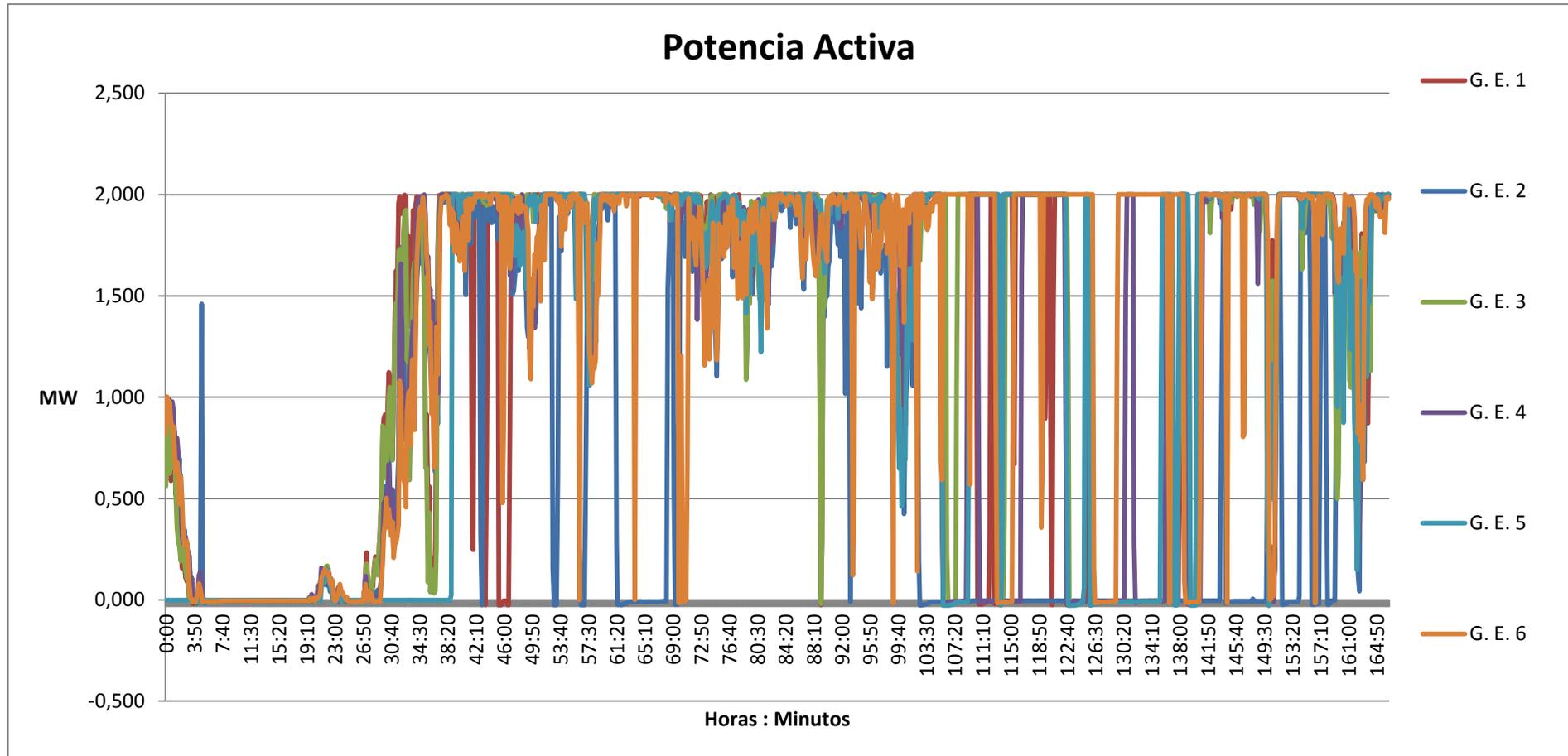


Ilustración 17 Potencia activa de cada aerogenerador

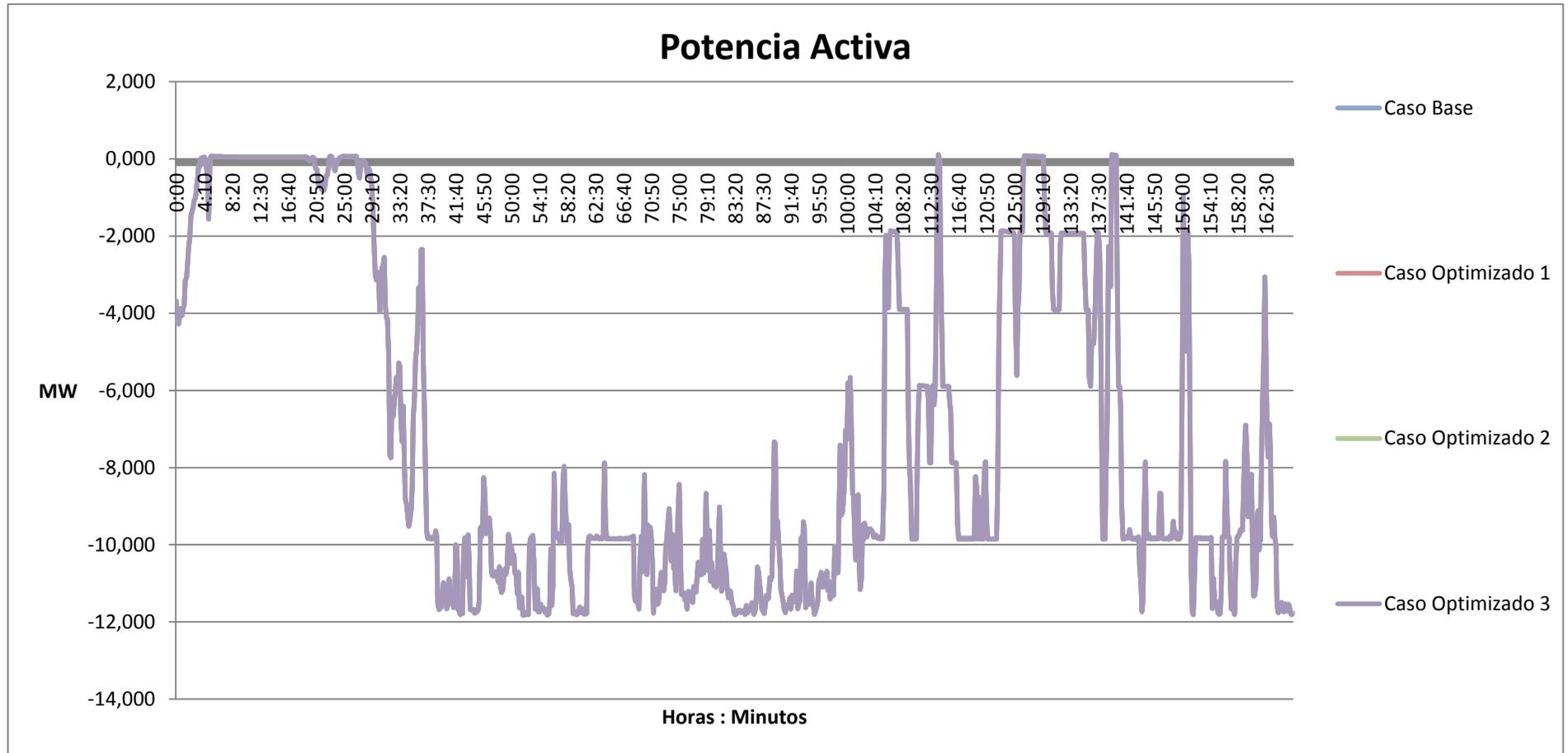


Ilustración 18 Potencia Activa de Salida, nodo 13

5.3. Las Pérdidas

Reducir pérdidas es el objetivo principal del proyecto. Las pérdidas se pueden dividir en tres clases según su origen: las pérdidas en las líneas, las pérdidas del transformador en carga y las pérdidas del transformador en la rama de magnetización.

Los resultados obtenidos, Tabla 8 e Ilustración 19, muestran una reducción de aproximadamente un 10 % de pérdidas cuando se aplica el control de reactiva. Si el método de control se aplica en el entorno del R.D. 2007 la reducción de pérdidas es aproximadamente de 10 kW de media. Para los otros casos, en los que se tiene como marco el R.D. 2010 o el $\cos(\delta)=1$, la reducción de pérdidas es parecida entre ellos y está en torno a 12kW de ahorro en pérdidas de media.

Tabla 8 Media de pérdidas según del método utilizado

Media de Pérdidas Caso Base	118.453 kW	Reducción de pérdidas %
Media de Pérdidas Caso Optimizado 1	108.284 kW	8.6 %
Media de Pérdidas Caso Optimizado 2	106.067 kW	10.5 %
Media de Pérdidas Caso Optimizado 3	105.789 kW	10.7 %

La potencia es producto de la intensidad por la tensión. Se puede obtener la misma potencia con una tensión alta e intensidad baja que con una intensidad alta y tensión baja. Las pérdidas en serie (las pérdidas de las líneas y las pérdidas de la Rcc del transformador) son proporcionales a la intensidad al cuadrado, por esta razón cuando por el campo se transporta potencia activa es interesante subir las tensiones. Sin embargo las pérdidas de magnetización, pérdidas en paralelo, son proporcionales a la tensión al cuadrado. Esto último provoca que, cuando el campo no esté transportando potencia activa, sea más interesante que las tensiones sean bajas para disminuir pérdidas.

$$Potencia\ aparente\ S = V * I$$

Ecuación 22

Las ecuaciones de las pérdidas desglosadas son:

$$Pérdidas\ Rcc = I^2 \times Rcc$$

Ecuación 23

$$Pérdidas\ Rfe = V^2 \times G$$

Ecuación 24

$$Pérdidas línea = I^2 x R$$

Ecuación 25

$$\text{Siendo } G = 1/Rfe$$

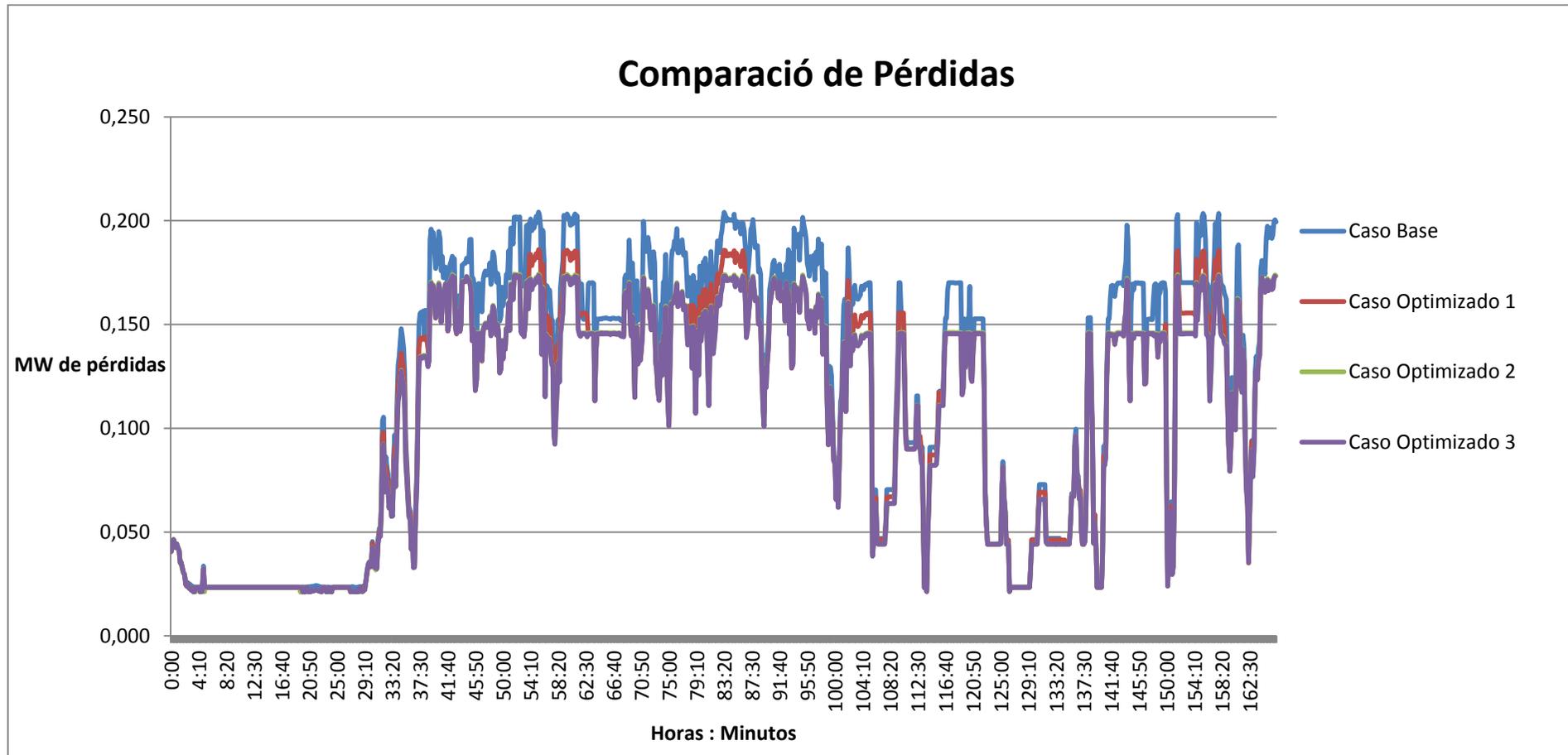


Ilustración 19 Comparación de pérdidas

Se puede comprobar que las pérdidas disminuyen cuando se aplican los métodos de control propuestos. Como se comenta en el punto 6.1., cuando el parque está desconectado todos los métodos incurren las mismas pérdidas.

Si se desglosa las pérdidas en pérdidas en Rcc, pérdidas en Rfe y en pérdidas en las líneas se puede comprobar la procedencia de las pérdidas totales y su magnitud.

Se desglosan las pérdidas actuales, Caso Base, calculadas con el flujo de cargas y las pérdidas con control de reactiva en el marco legislativo del R.D. 2010, Caso Optimizado 3, para mostrar los datos.

Al desglosar las pérdidas se observa que las pérdidas que dependen de la intensidad al cuadrado, las de Rcc de los transformadores (Ecuación 23) y las de las líneas (Ecuación 25), son de mayor importancia que las pérdidas que dependen de la tensión, las que proceden de la Rfe (Ecuación 24). Esto justifica que el método de control priorice disminuir las primeras en detrimento de aumentar un poco las segundas.

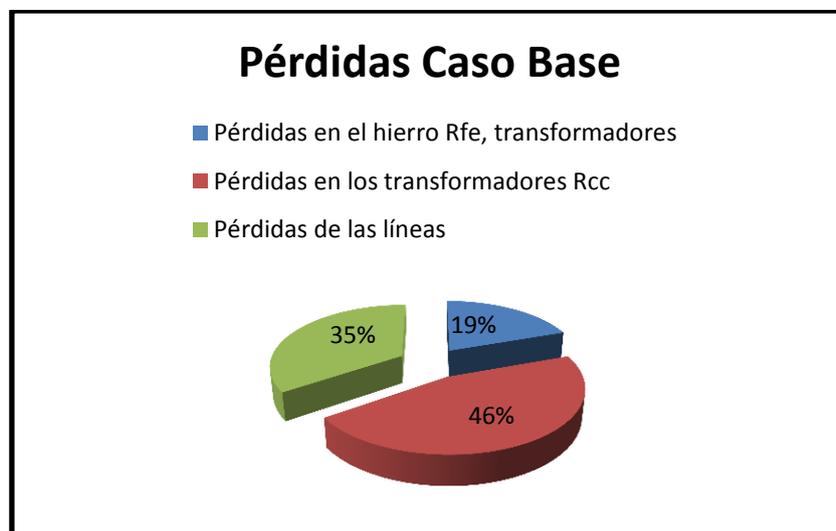


Ilustración 20 Pérdidas desglosadas, Caso Base

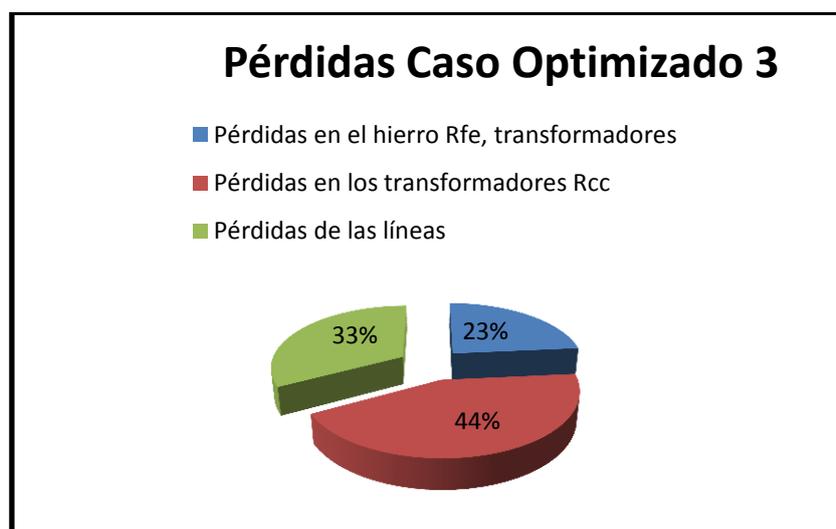


Ilustración 21 Pérdidas desglosadas Caso Optimizado 3

Tabla 9 Comparación pérdidas en Rcc

Pérdidas en los transformadores Rcc Caso Base	54.2 kW
Pérdidas en los transformadores Rcc Caso Optimizado 3	46.1 kW

Tabla 10 Comparación pérdidas en Rfe

Pérdidas en el hierro Rfe, transformadores, Caso Base	23.2 kW
Pérdidas en el hierro Rfe, transformadores, Caso Optimizado 3	24.9 kW

Tabla 11 Comparación pérdidas en las línea

Pérdidas de las líneas Caso Base	41.0 kW
Pérdidas de las líneas Caso Optimizado 3	34.8 kW

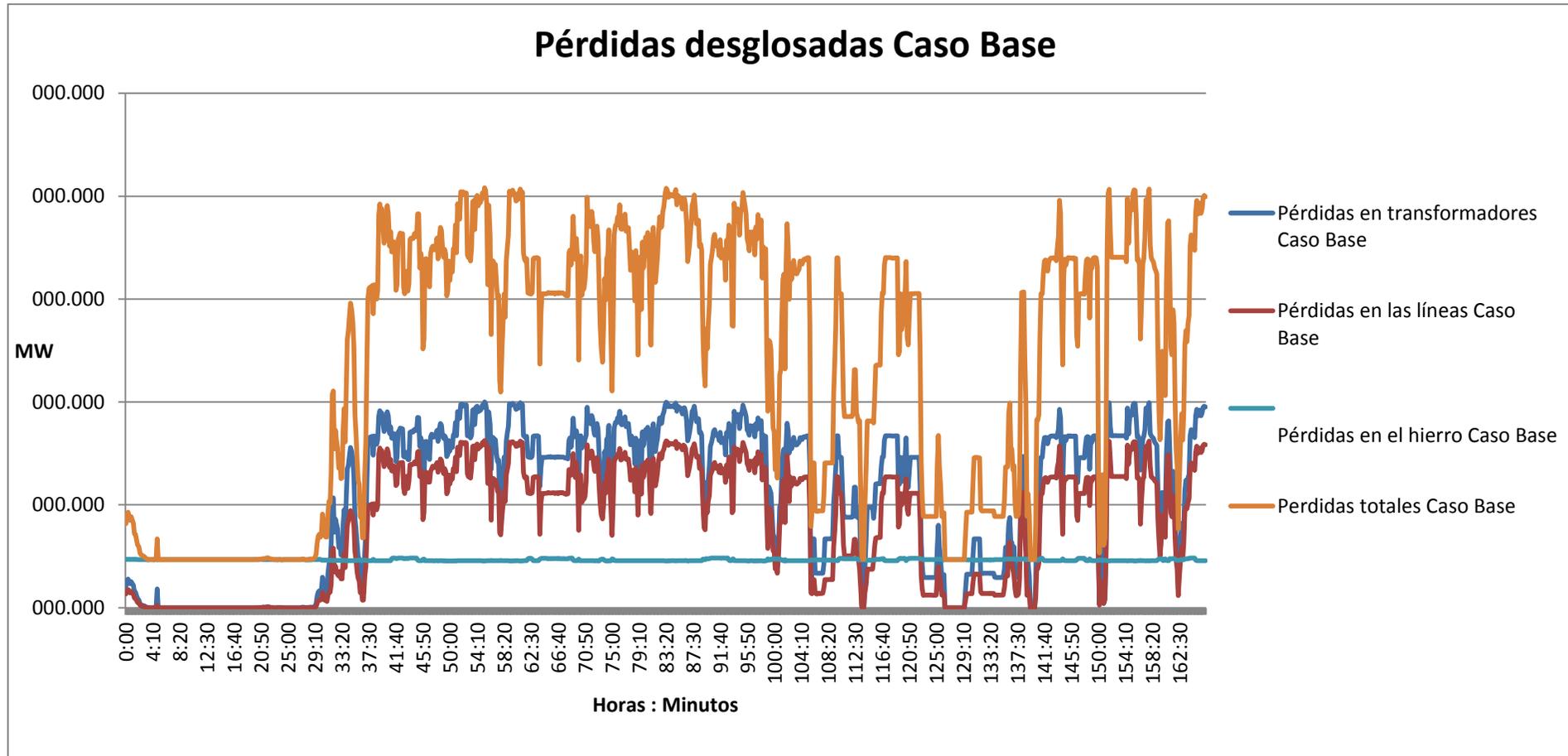


Ilustración 22 Pérdidas desglosadas Caso Base

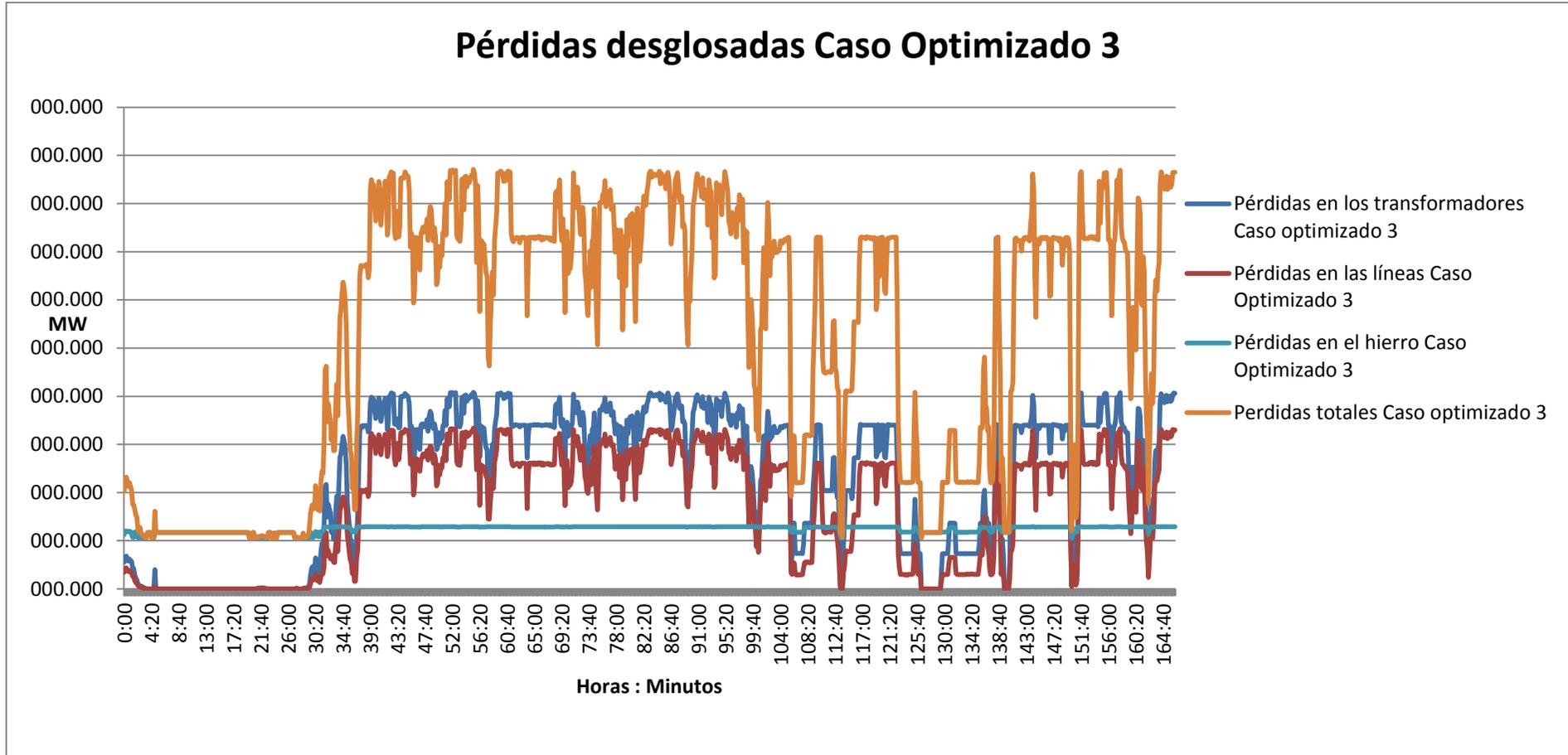


Ilustración 23 Pérdidas con control y R.D. 2010

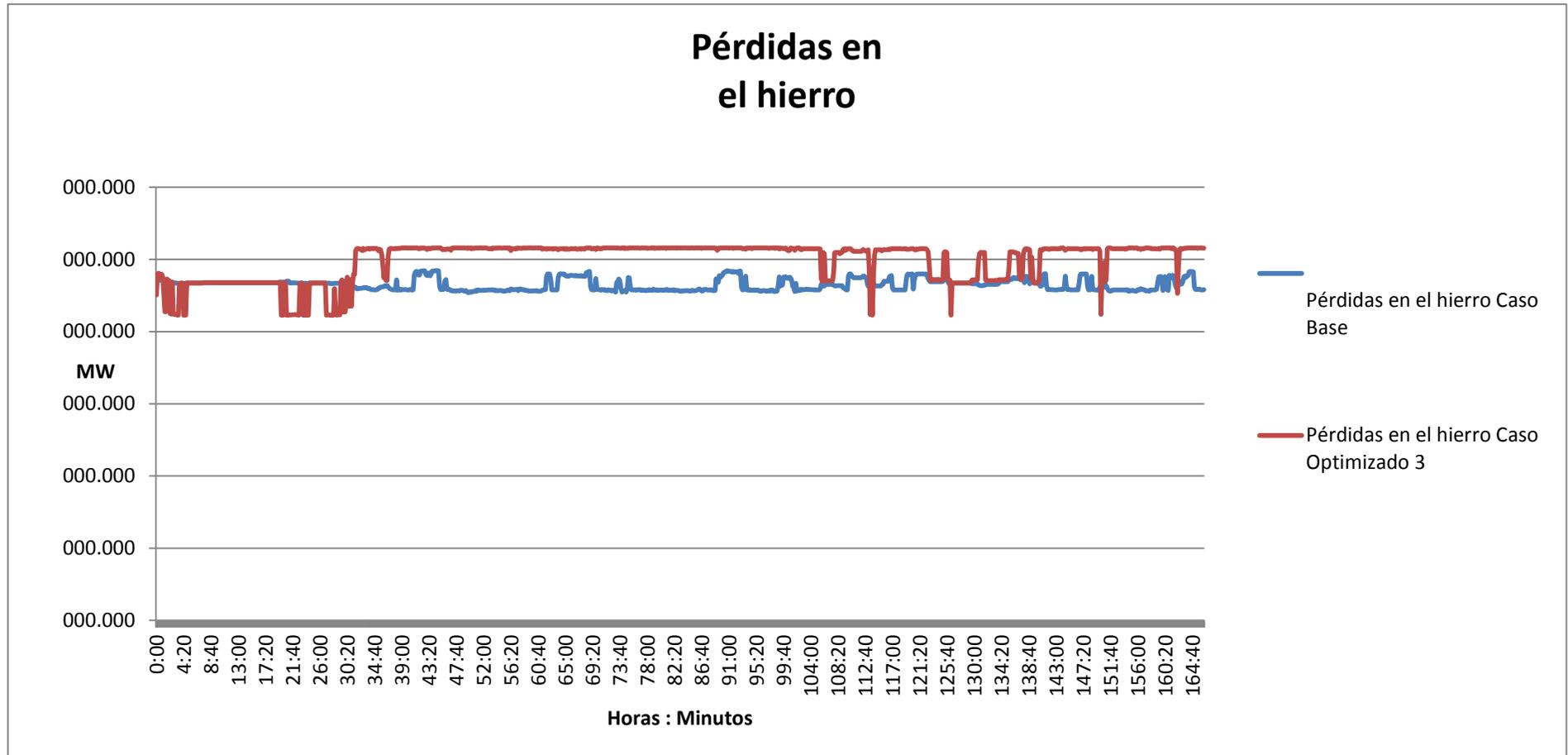


Ilustración 24 Comparación de pérdidas en Rfe

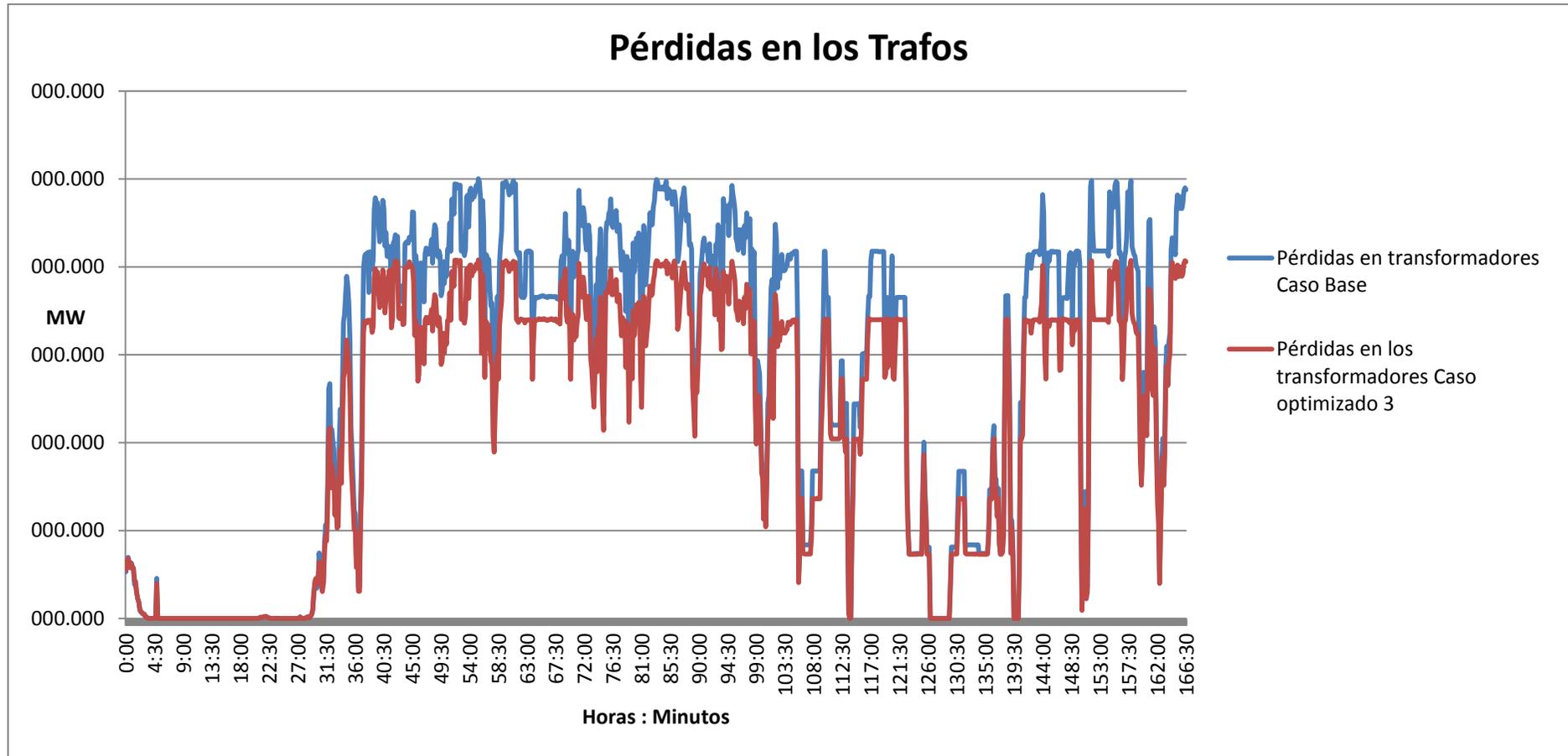


Ilustración 25 Comparación de pérdidas Rcc

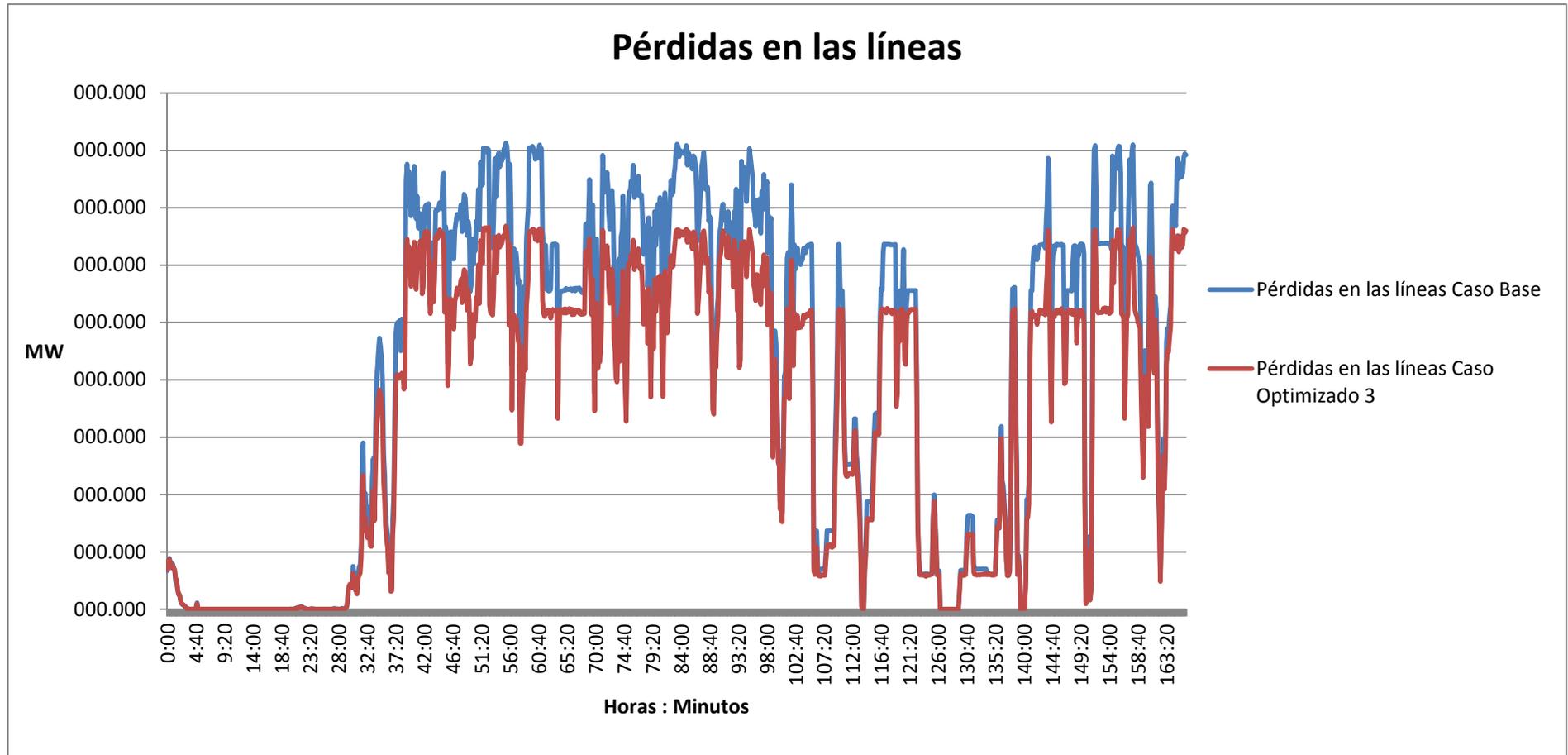


Ilustración 26 Comparación de pérdidas en las líneas

5.4. La Potencia Reactiva

La potencia reactiva es la clave de todo este proyecto. Las variaciones que se producen en la generación o consumo de reactiva son las que producen la disminución de pérdidas.

Las cuatro simulaciones se pueden dividir en dos bloques. Por un lado están esas simulaciones que tienen como marco legislativo el R.D. 2007 que son: La simulación de las pérdidas actuales (flujo de cargas) y la simulación de la optimización reduciendo pérdidas en este marco legislativo. El otro bloque serían las otras dos simulaciones en las que el $\cos(\delta)$ está siempre en torno a la unidad. A este último bloque pertenecen la simulación de optimización con $\cos(\delta) = 1$ y la simulación de la optimización con el R.D.2010.

La principal diferencia que se puede observar, entre la Ilustración 27, la Ilustración 28, la Ilustración 29 y la Ilustración 30, es que para el primer grupo es necesario que la batería de condensadores actúe y sin embargo para el segundo grupo la batería de condensadores es prescindible ya que siempre se consigue el factor de potencia deseado sin necesidad de conectarla.

En la Ilustración 29 y la Ilustración 30 se observa como varía la potencia reactiva total de las simulaciones, donde el factor de potencia se mantiene en torno a la unidad. En el caso de potencia reactiva con control y $\cos(\delta) = 1$, Caso Optimizado 2, la reactiva total tiene tendencia a ser nula. Sin embargo en la Ilustración 30, Caso Optimizado 3 que tiene como marco legislativo del R.D. 2010, se muestra como la reactiva en el nodo salida tiene una tendencia a ser positiva cuando se está generando potencia activa. De esta forma se consigue subir las tensiones de los nodos y en consecuencia se disminuyen las pérdidas.

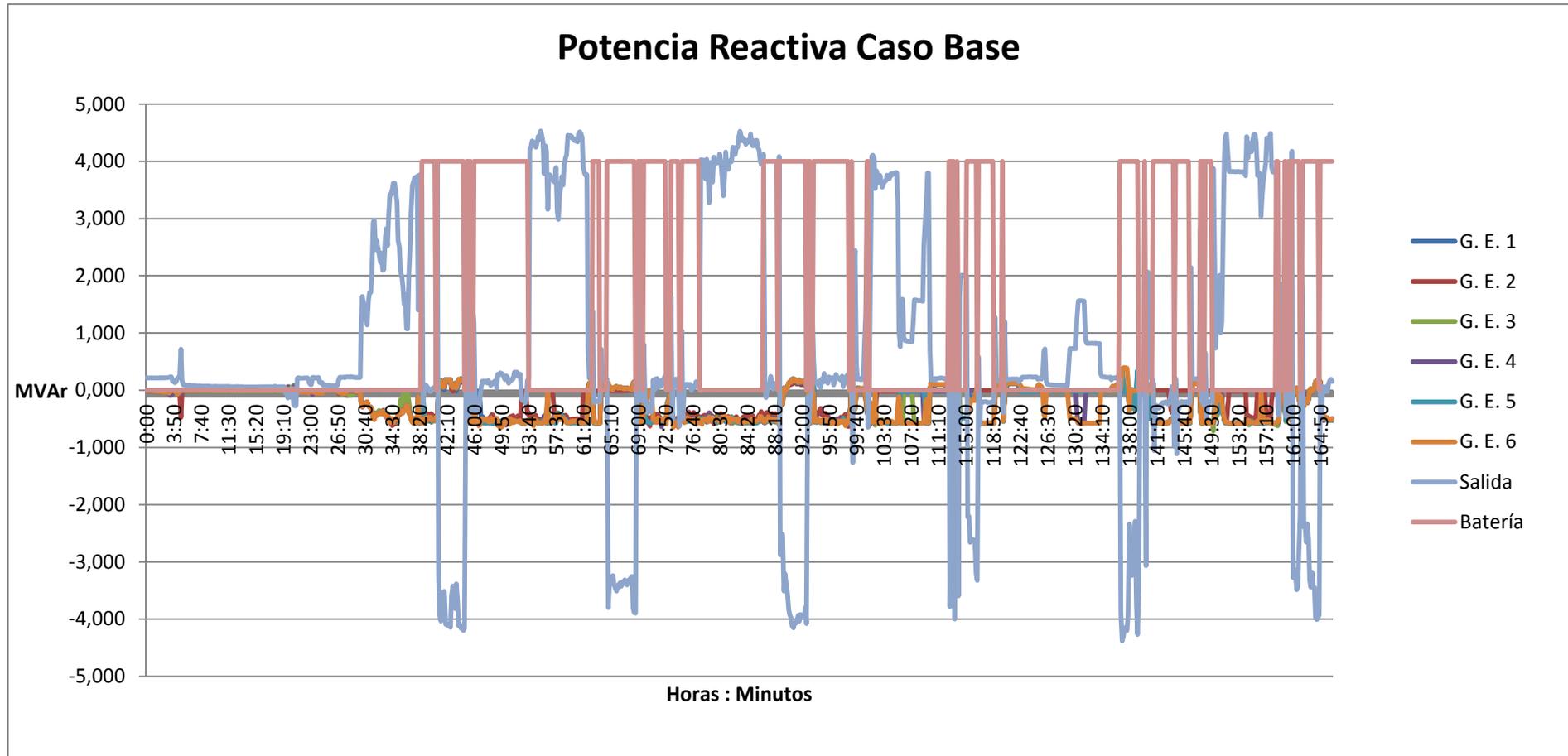


Ilustración 27 Potencia Reactiva Actual, Caso Base

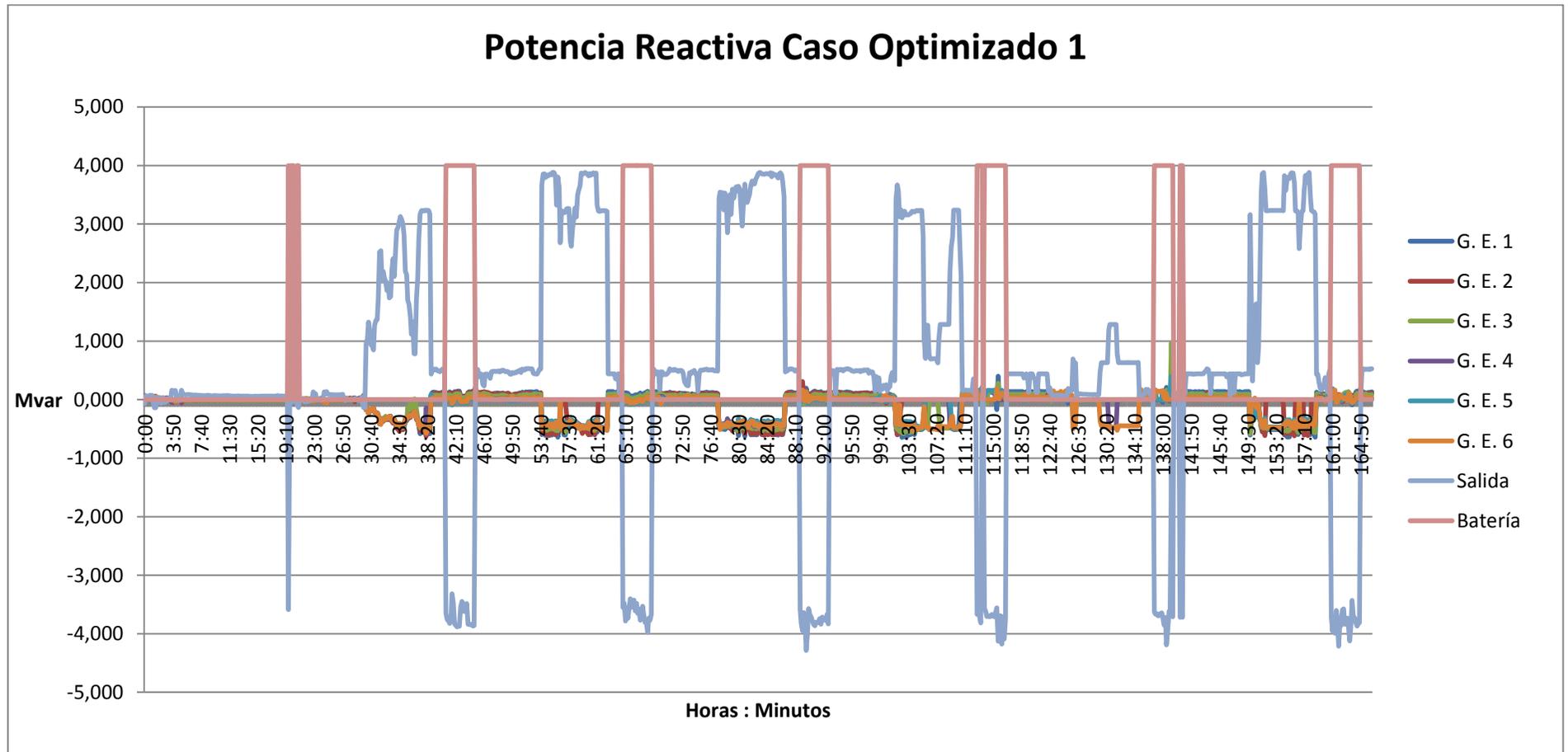


Ilustración 28 Potencia Reactiva Caso Optimizado 1

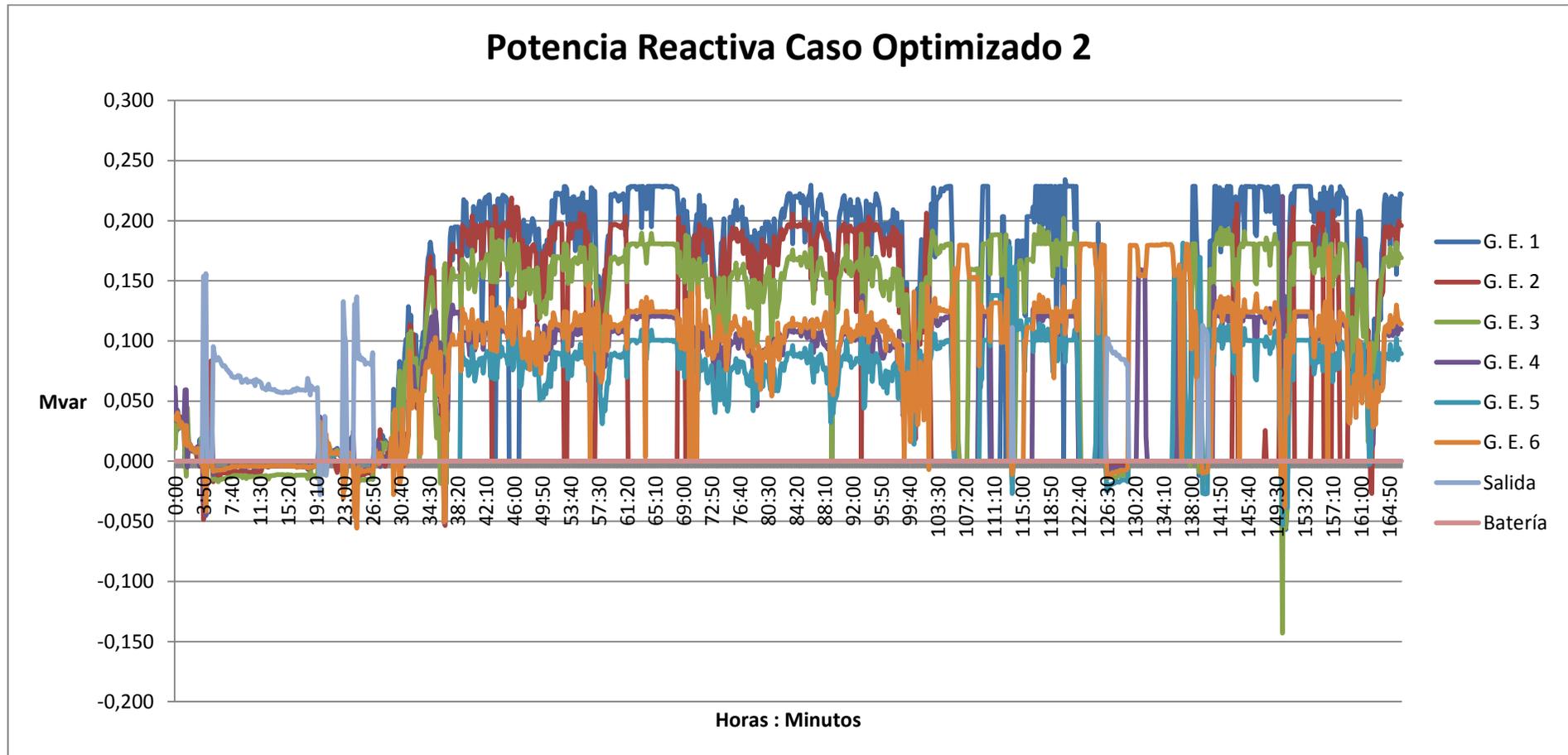


Ilustración 29 Potencia Reactiva Caso Optimizado 2

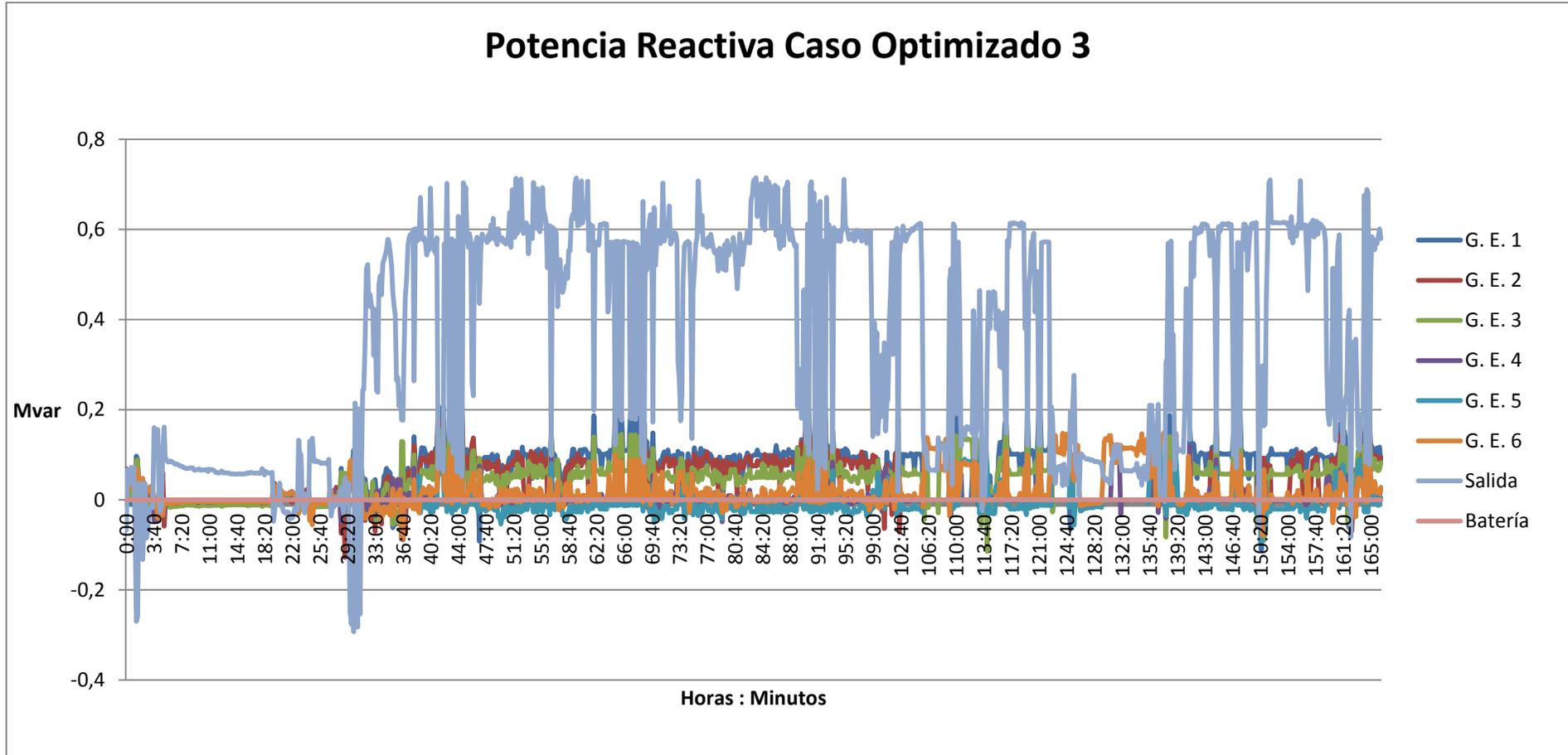


Ilustración 30 Potencia Reactiva Caso Optimizado 3

5.5. El Factor de Potencia

Como se ha comentado anteriormente, el factor de potencia es la variable que regula la normativa española. La normativa exige que esta variable se encuentre entre unos límites, dependiendo del periodo horario, y se mide en el nodo de salida del parque de generación.

En las simulaciones que tienen como marco legislativo el Real Decreto de 2007, el factor de potencia depende del periodo horario. Tanto el flujo de cargas, que son los datos actuales de funcionamiento del parque, como la simulación de optimización de pérdidas con control, cumplen con esta normativa.

Los datos muestran una mayor estabilidad y una menor fluctuación del factor de potencia, resultado de la optimización de pérdidas con control. Esto se debe a que el factor de potencia es una restricción en el problema de optimización, y la herramienta diseñada busca el óptimo que cumpla dichas restricciones.

También se observa que cuando el parque no genera potencia activa, el factor de potencia del flujo de cargas no responde a las exigencias de la normativa.

En la Ilustración 31 se puede ver cuando es el factor de potencia capacitivo o inductivo. Para horario de punta es necesario que sea capacitivo. Ambos controles cumplen con la normativa la mayor parte del tiempo exceptuando cuando el parque se desconecta. Donde se nota una mejora considerable entre el sistema con control y el sistema actual es cuando el parque eólico genera potencia activa. Se observa que el sistema con control, siempre que se está generando potencia activa, se encuentra en el factor de potencia adecuado. Por el otro lado, el sistema actual, no siempre está en un factor de potencia óptimo.

Para mostrar si el factor de potencia es capacitivo o inductivo se ha añadido a la gráfica del factor de potencia un par de series que lo representan. Sólo se ha añadido en la gráfica que tiene en cuenta el R.D. 2007 ya que es a la que el factor de potencia le influye más.

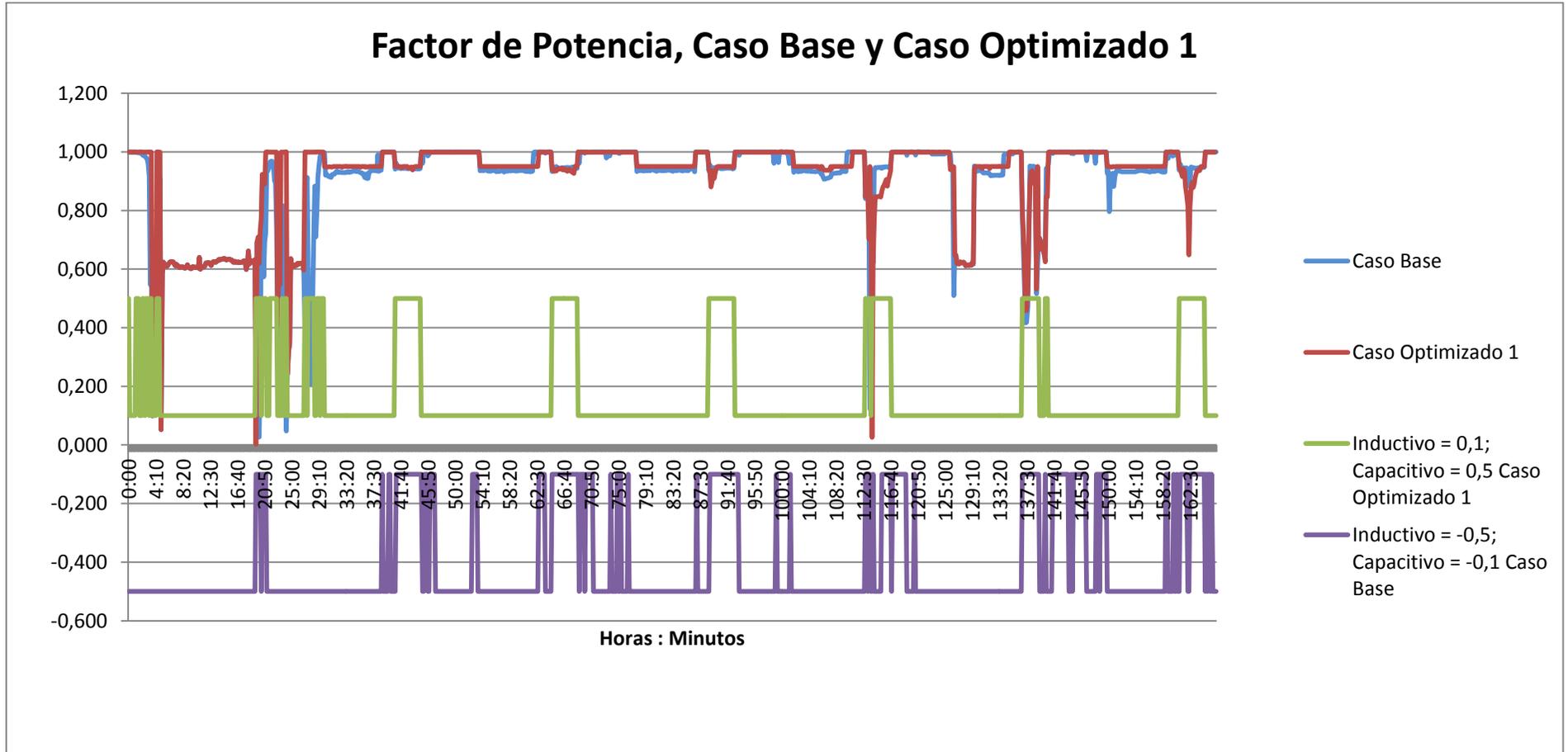


Ilustración 31 Factor de potencia R.D. 2007, Actual y con Control

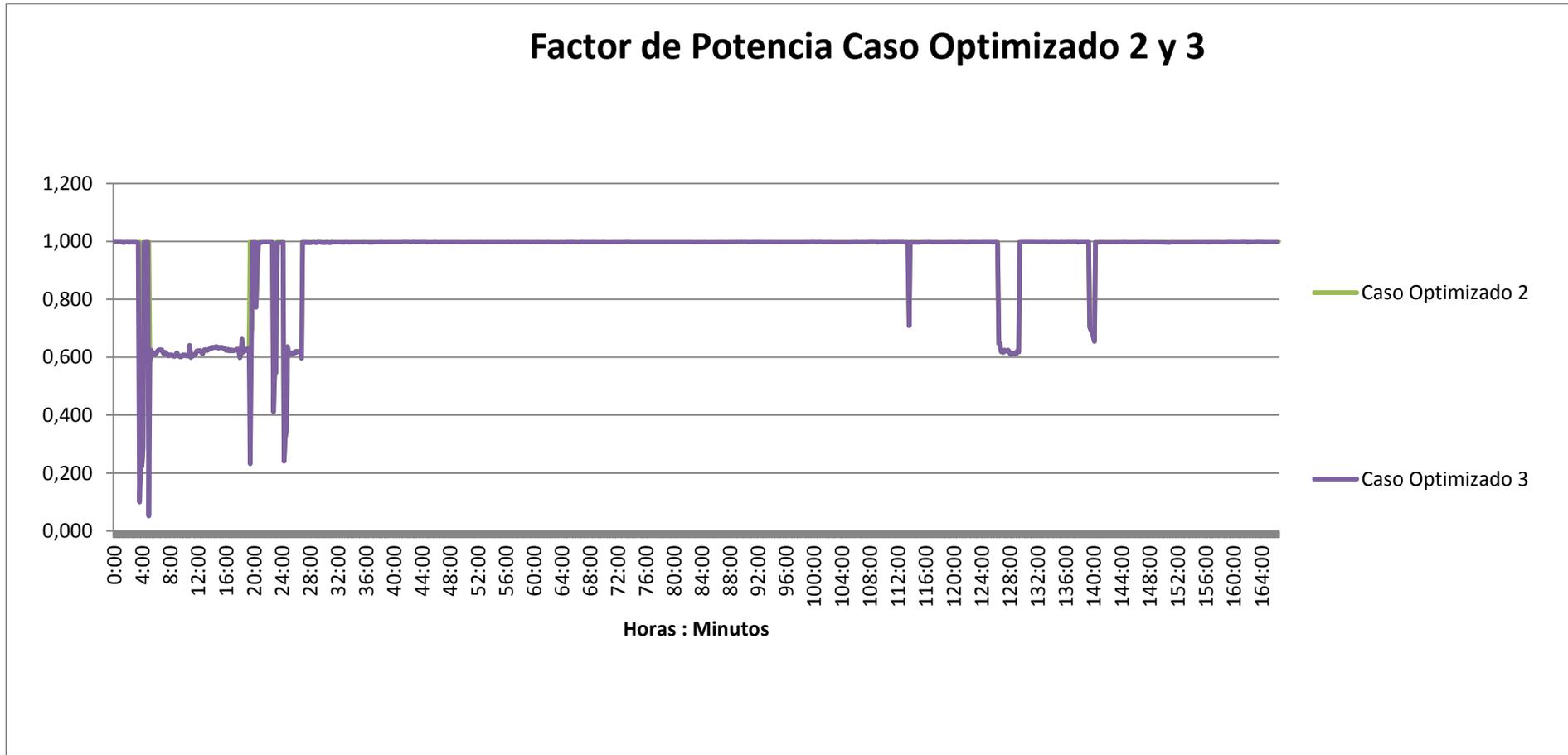


Ilustración 32 Factor de Potencia $\cos = 1$ y R.D. 2010

5.6. La Tensión en los Nodos

En el flujo de cargas, Caso Base, la tensión y el ángulo del nodo 13, el slack, están fijados a 1 por unidad y a cero, respectivamente. Las demás tensiones y ángulos de los nodos restantes están calculados según el flujo de carga. (Ilustración 33)

Cuando el parque está generando potencia activa, las intensidades que recorren el parque son altas y por tanto, lo conveniente para reducir pérdidas es subir las tensiones ya que las pérdidas que predominan son las que se producen en las líneas y en Rcc de los transformadores. Sin embargo, cuando el parque eólico está desconectado, lo interesante desde el punto de vista de las pérdidas es bajar las tensiones ya que las pérdidas que toman protagonismo son las que se producen en el hierro de los transformadores. La herramienta de optimización cuando el parque está desconectado no tiene capacidad de control y la solución que se obtiene es la del flujo de cargas. Sin embargo se puede observar que las tensiones bajan en algunas zonas, Ilustración 34, Ilustración 35 y Ilustración 36. En estas zonas son más predominantes las pérdidas en el hierro que las pérdidas en Rcc o en las líneas y por esta razón interesan unas tensiones bajas. Además en estas zonas se está generando algo de potencia activa, no debe ser mucha ya que entonces las pérdidas Rcc y de las líneas tomarían más protagonismo que las pérdidas en el hierro, para poder tener al menos un poco de capacidad de control y poder llegar a un óptimo.

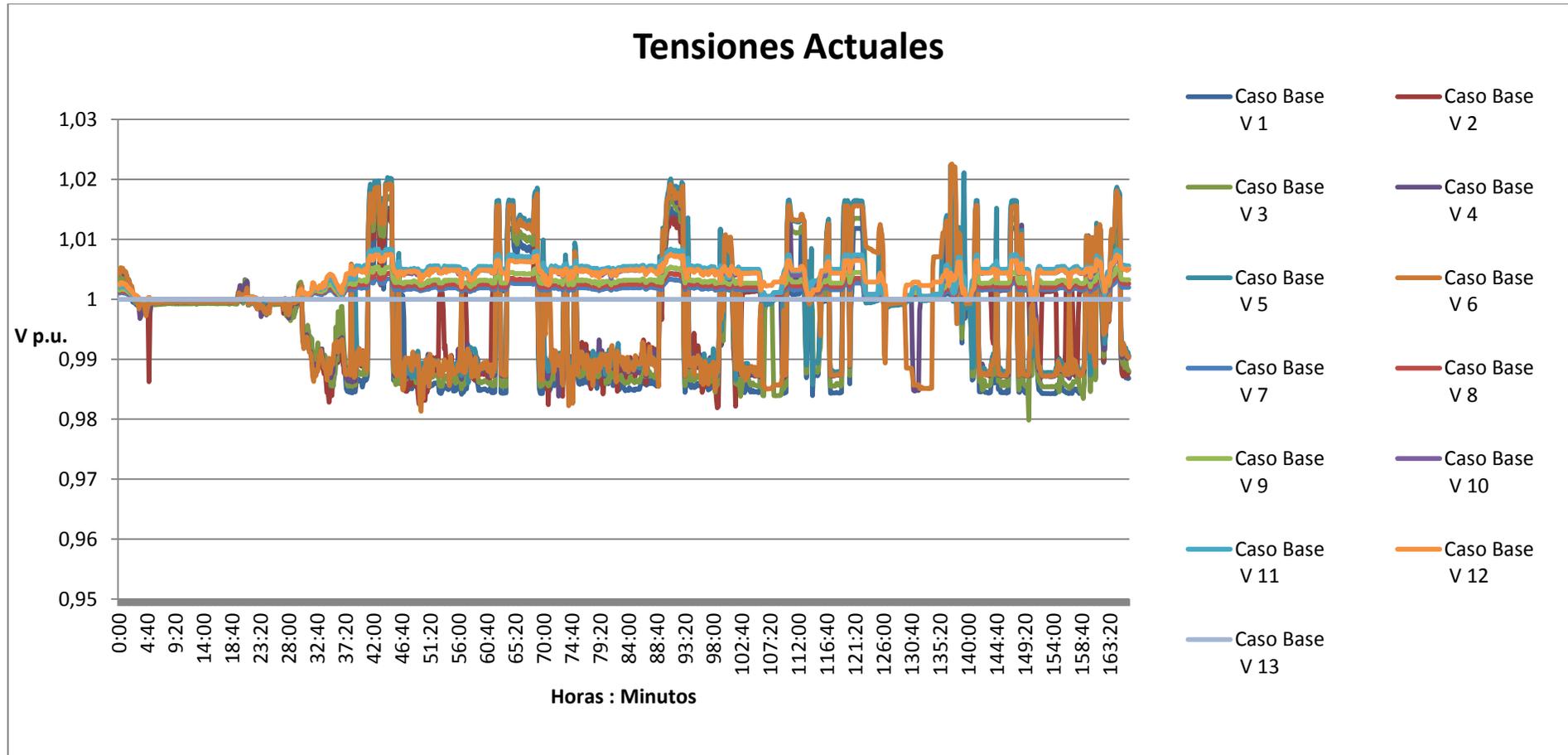


Ilustración 33 Tensiones Caso Base

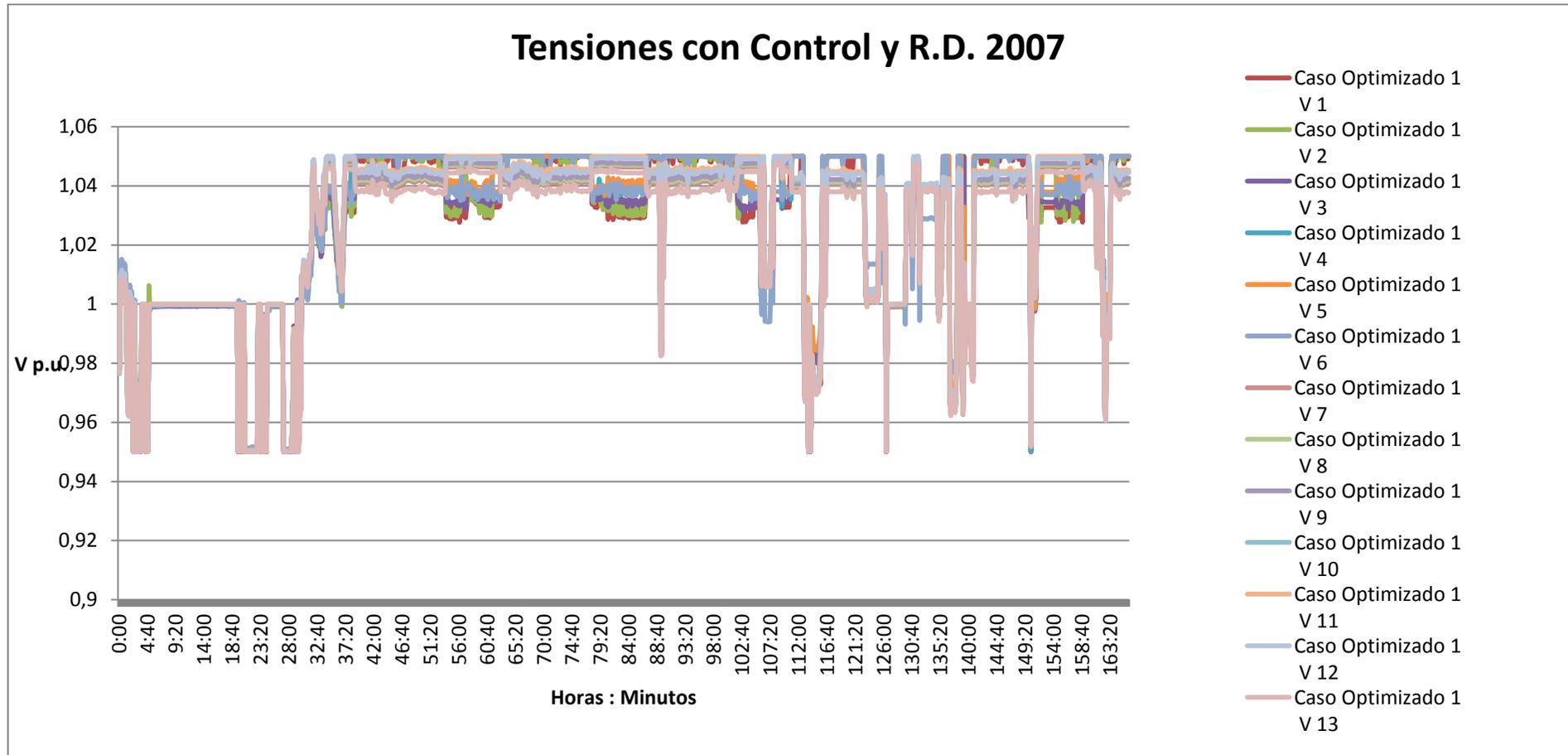


Ilustración 34 Tensiones Caso Optimizado 1

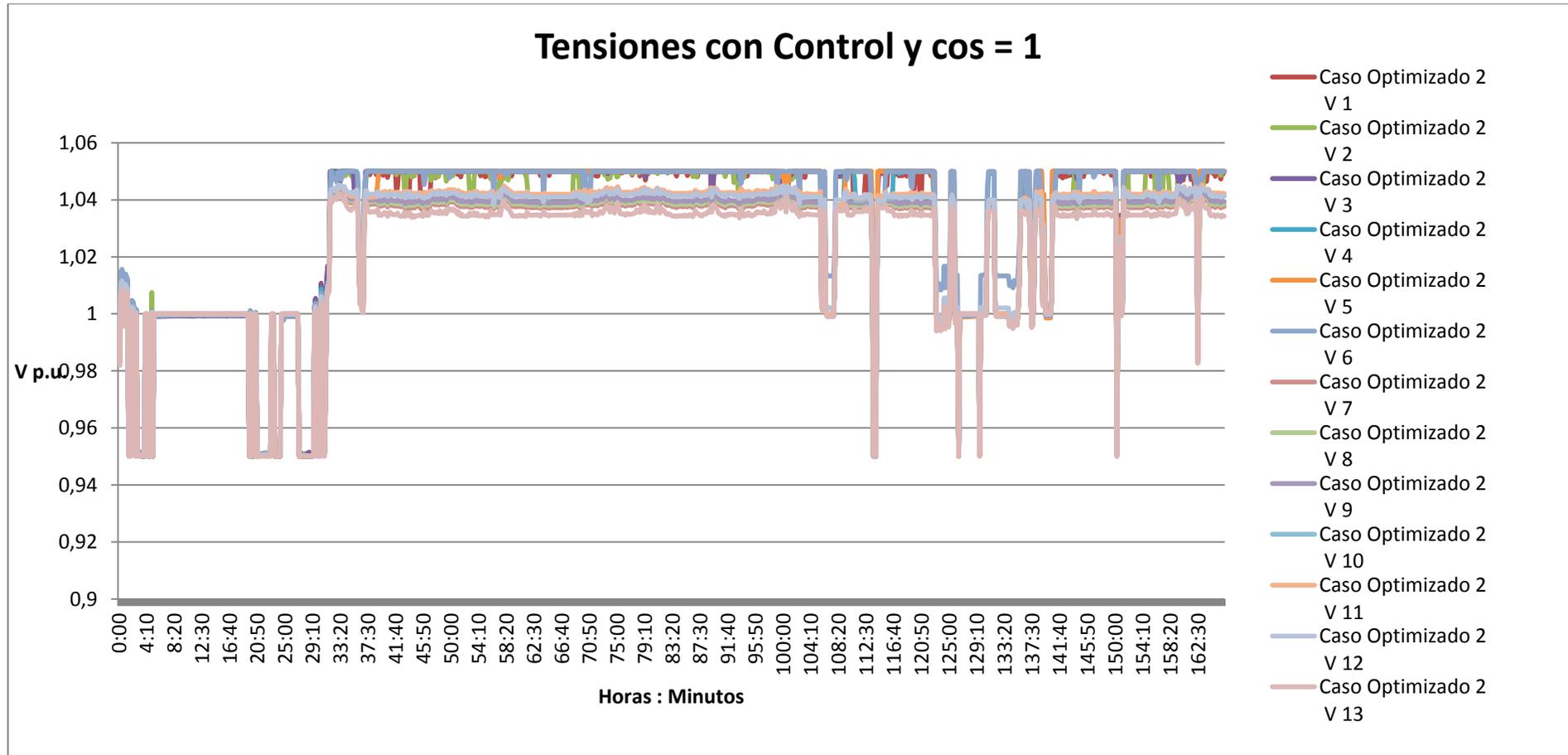


Ilustración 35 Tensiones Caso Optimizado 2

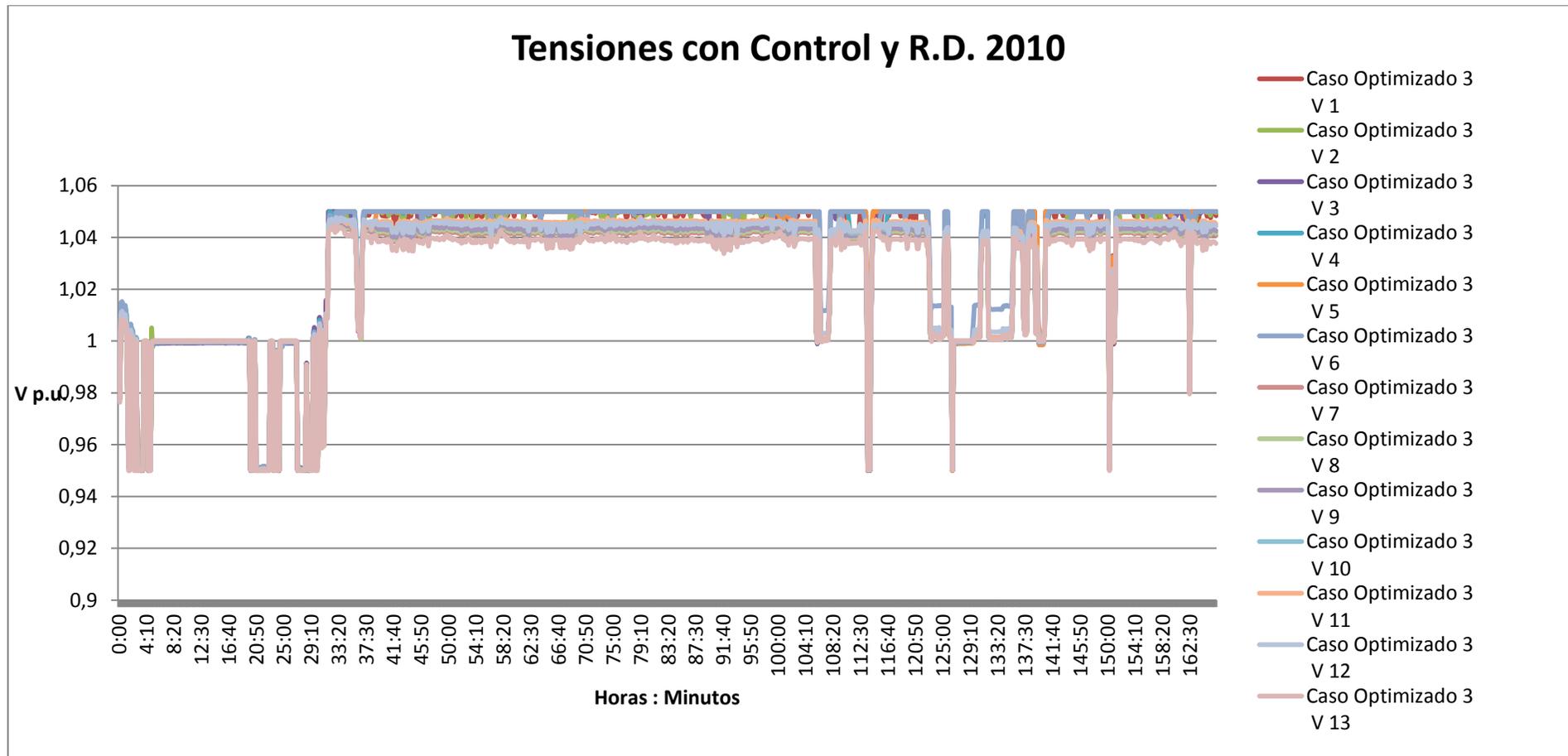


Ilustración 36 Tensiones Caso Optimizado 3

5.7. Las Curvas PQ de los Aerogeneradores

Las curvas PQ de los aerogeneradores muestran que el funcionamiento de estos cumple con la carta de trabajo de cada aerogenerador. Para el caso del flujo de cargas, Caso Base, la Ilustración 37, muestra como la mayor parte del tiempo el aerogenerador consume potencia reactiva. También pasa lo mismo en la Ilustración 38, correspondiente al Caso Optimizado 1, aunque ya se distinguen dos funcionamientos, uno de ellos con potencia reactiva claramente negativa y otro con potencia reactiva positiva y cercana a cero.

Totalmente distintas son la Ilustración 39 y la Ilustración 40, cuyo factor de potencia está cercano a la unidad. Para estos casos la potencia reactiva es casi siempre positiva, inyectando potencia reactiva al parque, y los valores no son extremos prácticamente nunca. El valor absoluto de la potencia reactiva de un aerogenerador nunca supera los 300 kVar. Con los aerogeneradores funcionando con este control y un marco legislativo como el R.D.2010 se comprueba que no es necesaria la intervención de la batería de condensadores.

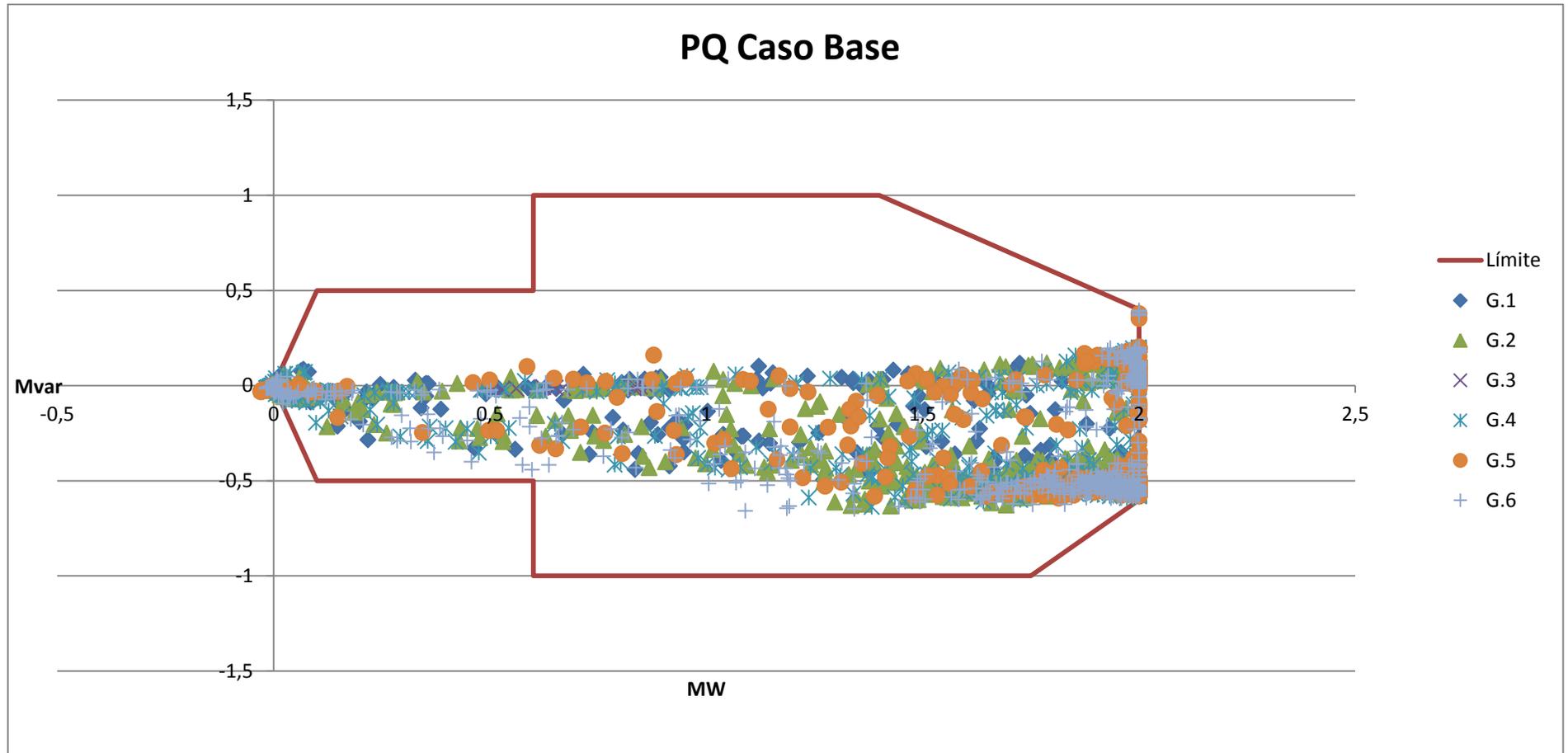


Ilustración 37 Curva PQ Caso Base

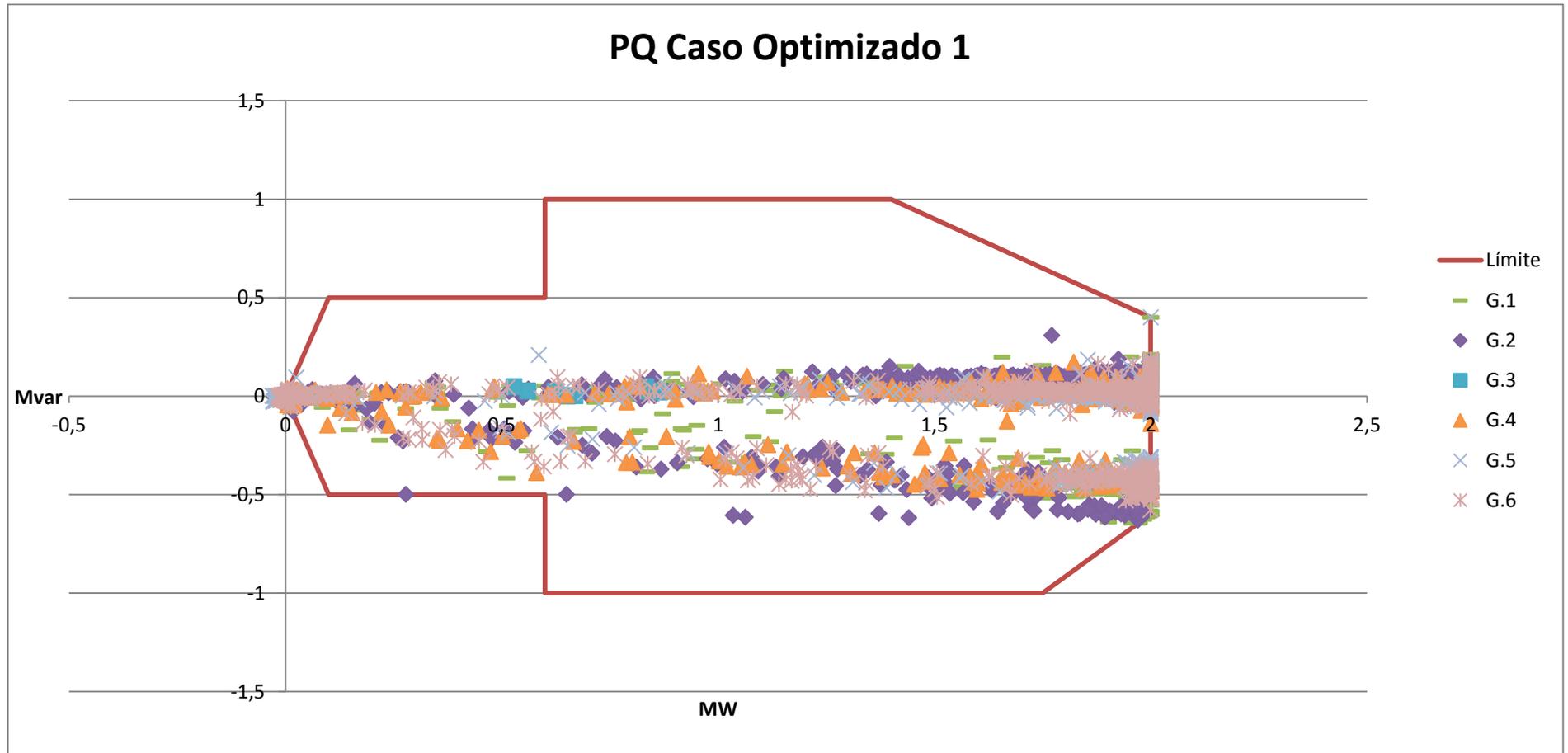


Ilustración 38 Curva PQ Caso Optimizado 1

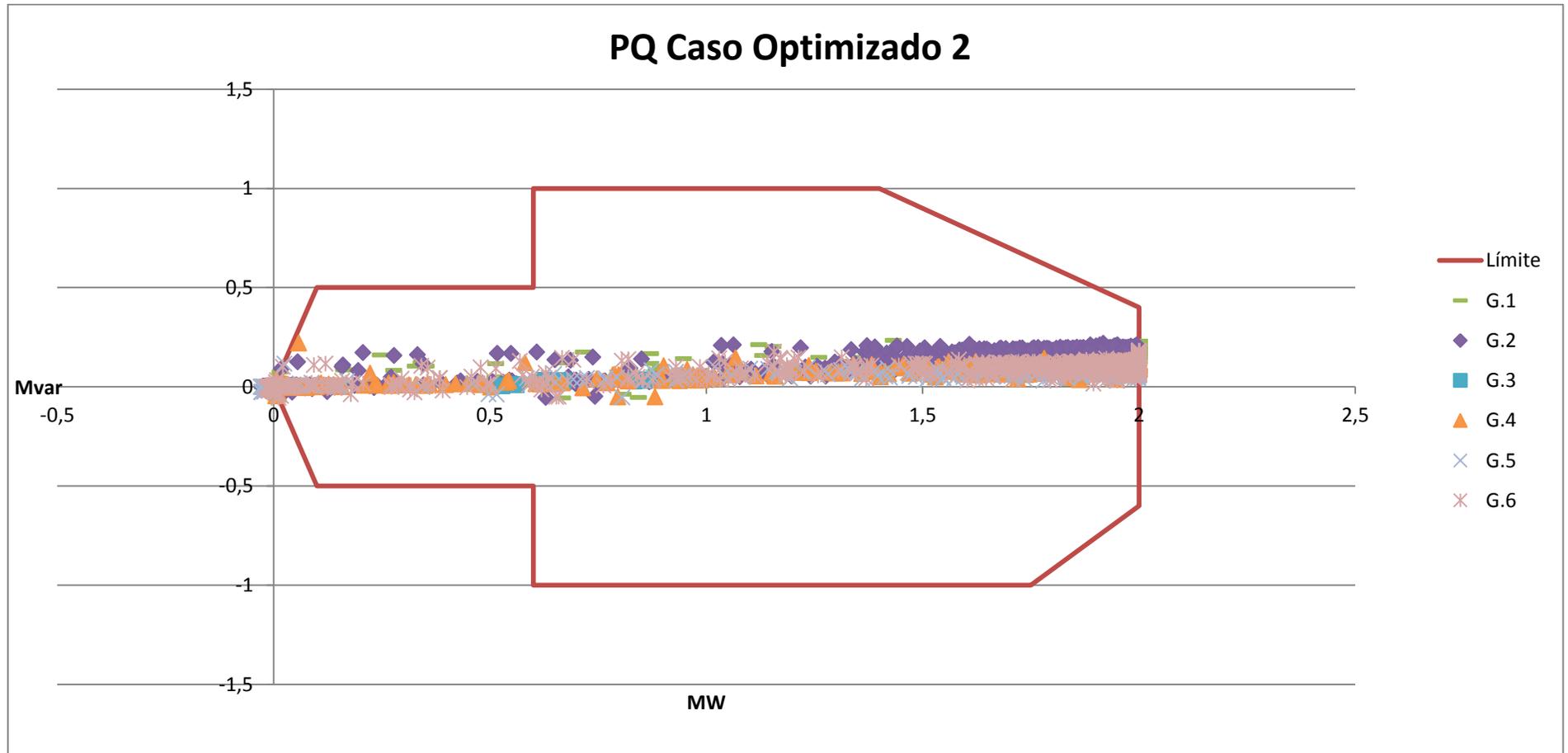


Ilustración 39 Curva PQ Optimizado 2

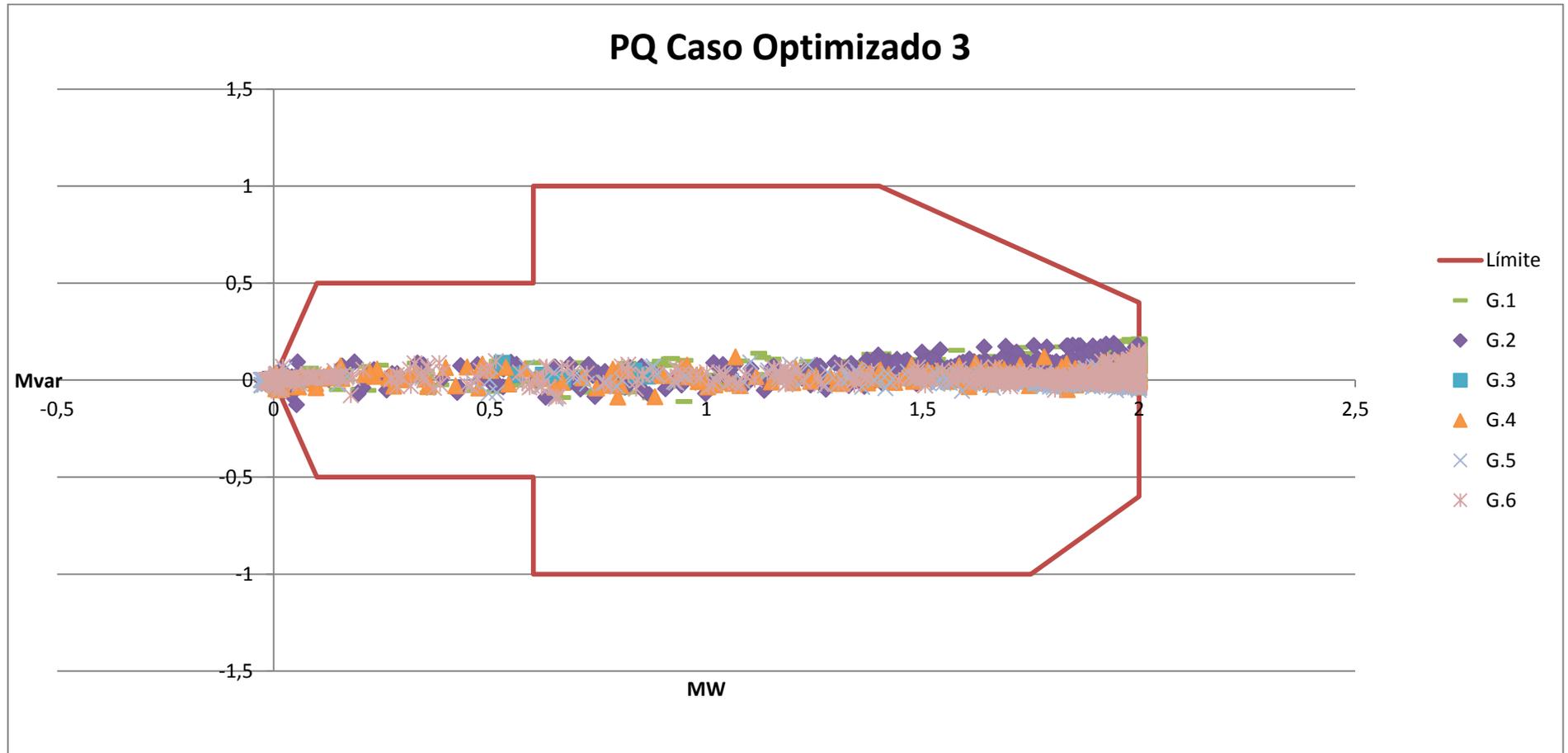


Ilustración 40 Curva PQ Caso Optimizado 3

Capítulo 6. Conclusiones y Desarrollos Futuros

6.1. Conclusiones

En este PFC se ha estudiado en detalle diferentes estrategias de optimización de un parque eólico atendiendo a los recursos de reactiva disponibles, diferentes reglamentaciones y buscando minimizar pérdidas al mismo tiempo que se consigue el complemento máximo por reactiva. Estos cálculos se han obtenido mediante una herramienta programada en Matlab que, dependiendo de los datos de entrada que se le suministren, es capaz de realizar un flujo de cargas o un OPF optimizando beneficios y minimizando pérdidas. Esta herramienta ha sido validada con varios ejemplos teóricos de los que se tenía la solución y aplicada a un caso real.

La propuesta desarrollada y evaluada en este PFC ha puesto de manifiesto la conveniencia de utilizar un nuevo reparto de potencia reactiva que además de obtener bonificación máxima, minimice pérdidas.

Para llegar a esta conclusión, la herramienta programada se ha ejecutado en varios escenarios legislativos creando así distintas situaciones para su comparación y valoración.

Para valorar la propuesta de un reparto óptimo de reactiva se necesitaba un punto de referencia. Este punto de referencia es el denominado "Caso Base". El Caso Base muestra los resultados de un flujo de cargas obtenido con datos reales de un parque eólico. El marco legislativo vigente en este caso es el R.D. 661/2007. Las demás situaciones son consecuencia de aplicar distintos marcos legislativos (R.D. 661/2007, R.D. 1565/2010 o factor de potencia igual a la unidad) a la propuesta de optimización de reparto de potencia reactiva.

En primer lugar cabe señalar que el R.D. 661/2007, al igual que su predecesor 436/2004, no ha conseguido su objetivo. El principal objetivo de esta legislación fue que los nodos de conexión a red de la generación en régimen especial pasaran de ser un nodo PQ a un nodo PV, para tener un control de las tensiones en este nodo. Para conseguir este objetivo se ampliaron las bonificaciones por complemento de reactiva creándose un mercado en el que se reparten millones de euros cada año. Con el R.D. 1565/2010 se vuelve al concepto del R.D. 2818/1998 pero manteniendo las bonificaciones, en el que se pedía factor de potencia lo más cercano a la unidad, alejándose de la idea de un factor de potencia variable para conseguir un nodo PV.

Por otra parte, de los resultados obtenidos en los distintos casos propuestos, se puede observar que al aplicar el método de optimización, los denominados "Casos Optimizados", se obtiene el factor de potencia deseado para obtener la bonificación máxima en prácticamente todas las situaciones. En contraposición, el Caso Base, muestra una mayor inestabilidad del factor de potencia.

En el capítulo 5.3 se puede observar, comparando con el Caso Base, que al realizar el reparto de reactiva óptimo se disminuyen las pérdidas que se producen en el interior del parque eólico. Las pérdidas internas del parque eólico que se producen en el Caso Base se disminuyen en torno a un 8 % en el Caso Optimizado 1 (R.D. 661/2007) y en

torno a un 10 % en los Casos Optimizados 2 (R.D. 1565/2010) y 3 (factor de potencia igual a la unidad).

Por último, en el capítulo 5.4, se puede observar cómo la batería de condensadores, que se ha instalado en el parque eólico para cumplir con el R.D. 661/2007 y así obtener bonificación por complemento de reactiva, es innecesaria para cumplir con el R.D. 1565/2010. Los resultados muestran como controlando la potencia reactiva de los aerogeneradores es más que suficiente para cumplir con el nuevo Real Decreto y pone de manifiesto que la batería de condensadores es innecesaria.

Una vez analizados y comparados los resultados disponibles, resulta interesante realizar la siguiente pregunta: ¿Merece la pena utilizar la herramienta propuesta de reparto de reactiva?

Para responder a esta pregunta se evaluará la herramienta propuesta desde un prisma de Beneficios-Costes.

Beneficios:

- Bonificación máxima por complemento de reactiva.
- Reducción de las pérdidas producidas en el parque eólico.
- Solución económica; ya que no implica la compra de nuevos equipos.

Costes:

- Necesidad de probar eficacia con parques eólicos con configuraciones distintas y más grandes.
- Instalación del software en cada aerogenerador y creación de un sistema de control que aplique la herramienta de optimización.

Analizando los resultados no hay duda que si se sigue desarrollando esta herramienta de optimización, esta puede ser una solución óptima para el reparto de reactiva en los parques eólicos.

6.2. Desarrollos Futuros

Resulta evidente pensar que esta herramienta, que optimiza el reparto de reactiva en los parques eólicos, debe de estudiarse más a fondo para su futura implementación en los parques eólicos.

La herramienta desarrollada debe de probarse en parques eólicos con distintas configuraciones y tamaños para probar su eficacia en todo tipo de instalaciones.

El caso práctico estudiado, debido a su configuración, sólo ha utilizado parte de las variables de control que se pueden utilizar. Un estudio más a fondo liberando más variables podría dar una solución aún más optimista que la que se ha obtenido.

Por otra parte, habría que plantearse un estudio económico en el que se pueda observar claramente los beneficios que puedan llegar a obtenerse y los costes que en los que se incurriría.

Por último, habría que estudiar el procedimiento a seguir para la implementación de esta herramienta en un parque real. La adaptación del software, la comunicación en el parque eólico y el sistema de control de reactiva son los aspectos claves para su implementación.

Apéndice: Manual de usuario para instalar y manejar la aplicación

El software que se ha programado tiene dos fines distintos como se ha ido explicando en este documento. Por un lado el cálculo de las pérdidas de un parque eólico haciendo un flujo de cargas, por otro la optimización minimizando pérdidas sometida a unas restricciones y como datos de entrada la potencia generada.

Para ambas herramientas se necesitan unos datos previos de la configuración topológica del parque, la potencia generada, los límites de tensión, un punto de partida para las iteraciones, etc... Toda esta información Matlab la carga desde un archivo de texto.

Los archivos que se cargan al principio del programa son: linedata.txt, con información sobre la configuración morfológica del parque, busdata.txt, con información del punto de partida de las iteraciones y límites de tensión en los nodos y potencia.txt que tiene información de la potencia activa y reactiva de cada aerogenerador.

En el caso particular de este proyecto los archivos de texto son:

linedata.txt

Bus	bus	--R--	--X--	--1/2 B-	G---	----	B---
Nl	nr	p.u.	p.u.	p.u.			
1	7	0.00376	0.03695	0	0.0039	-0.0052	
2	8	0.00376	0.03695	0	0.0039	-0.0052	
3	9	0.00376	0.03695	0	0.0039	-0.0052	
4	10	0.00376	0.03695	0	0.0039	-0.0052	
5	11	0.00376	0.03695	0	0.0039	-0.0052	
6	12	0.00376	0.03695	0	0.0039	-0.0052	
7	8	9.64E-05	9.26E-05	5.57E-08	0	0	
7	13	0.0002835	0.000320625	2.21E-07	0	0	
8	9	0.00012648	0.00012152	7.30E-08	0	0	
9	10	0.00056672	0.0003696	1.76E-07	0	0	
9	12	0.00105455	0.0004508	1.62E-07	0	0	
10	11	0.00037335	0.0001596	5.73E-08	0	0	

busdata.txt

Bus No	Vomag			Angle		-Load---						
	Mag	.Vmin	Vmax	Degree	MW	Mvar	MW	Mvar	Pmin	Pmax	Qmin	Qmax
1	1	0.95	1.05	0	0	0	2.0016	0.1701	0	2.1	-1	1
2	1	0.95	1.05	0	0	0	1.9838	0.1665	0	2.1	-1	1
3	1	0.95	1.05	0	0	0	1.9967	0.1721	0	2.1	-1	1
4	1	0.95	1.05	0	0	0	1.9942	0.1465	0	2.1	-1	1
5	1	0.95	1.05	0	0	0	1.9976	0.1704	0	2.1	-1	1
6	1	0.95	1.05	0	0	0	1.8887	0.1737	0	2.1	-1	1
7	1	0.95	1.05	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	1	0.95	1.05	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	1	0.95	1.05	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	1	0.95	1.05	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	1	0.95	1.05	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	1	0.95	1.05	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	1	0.95	1.05	0	0	0	0	0	-15	15	-15	15

potencia.txt

Mes	Dia	Hora	Minuto	P1 kW	Q1 kVar	P2 kW	Q2 kVar	P3 kW	Q3 kVar	P4 kW	Q4 kVar	P5 kW	Q5 kVar	P6 kW	Q6 kVar
5	15	18	0	653.6	-15.3	749.7	-15.2	560.8	-15.4	943.1	-15.4	-0.9	-0.1	819.3	-15.2
5	15	18	10	737	-9	699.1	-9.3	865.5	-9.4	896.8	-9.4	-0.9	-0.1	1001.4	-9.1
5	15	18	20	728.2	-7	835.8	-7.4	847.2	-7.4	967.8	-7.3	-0.9	-0.1	941.4	-6.7
5	15	18	30	716.8	-9.6	804.5	-9.5	623.6	-9.2	987.5	-9.2	-0.9	-0.1	978.4	-9.4
5	15	18	40	588.1	-12.6	883.9	-12.5	669.2	-12.5	899.6	-12.8	-0.9	-0.1	877.6	-12.7
5	15	18	50	628.9	-10.4	804.5	-10.1	838.9	-10.1	977.6	-10.1	-0.9	-0.1	852.1	-10.1
5	15	19	0	603.1	-12.1	873	-11.9	652.2	-11.7	939.1	-12.2	-0.9	-0.1	854.8	-11.9
5	15	19	10	699.9	-13.5	766.1	-13.9	833.3	-14.2	819	-14	-0.9	-0.1	724.1	-14.5
5	15	19	20	517.4	-20.6	728.2	-20.9	528.1	-20.9	784.6	-21	-0.9	-0.1	631.6	-20.5
5	15	19	30	599.7	-20.4	685.1	-20.9	352.1	-20.5	797.8	-20.3	-0.9	-0.1	679.8	-20.8

Para ambas herramientas se va a utilizar el mismo software pero el problema del flujo de cargas el número de variables va a ser igual al número de ecuaciones. Se convierte así en un problema cerrado con una única solución. Para el problema de minimización de pérdidas se va a tener más variables que ecuaciones y por tanto un problema con infinitas soluciones. La potencia reactiva de cada aerogenerador, que antes, en el problema del flujo de cargas, era un dato, ahora es una variable más.

A partir de estos datos el software calcula la matriz de admitancia para así obtener las ecuaciones de nodos que serán las restricciones no lineales del problema.

Teniendo en cuenta las restricciones de los límites de las variables y las restricciones no lineales antes mencionadas, las ecuaciones de nodos, la solución inicial y la función objetivo a minimizar, la función de Matlab fmincon calcula la solución. En el caso del flujo de cargas no va a poder minimizar la función objetivo ya que sólo existe una solución por la configuración del problema. Para el problema de minimización de pérdidas fmincon va a devolver aquella solución que tenga pérdidas mínimas.

Tabla 12 Programas de cálculo de pérdidas

perdidas.m	Flujo de cargas R.D. 2007	Caso Base
perdidas2.m	Minimización con control y $\cos(\delta)$ según R.D. 2007	Caso Optimizado 1
perdidas3.m	Minimización con control y $\cos(\delta) = 1$	Caso Optimizado 2
perdidas4.m	Minimización con control y $\cos(\delta)$ según R.D. 2010	Caso Optimizado 3

Para ejecutar la herramienta de forma correcta se debe tener guardado los archivos de texto anteriormente descritos en la misma carpeta en la que esté guardado el archivo de Matlab. También deberá tener el nombre indicado anteriormente, linedata.txt, busdata.txt y potencia.txt, para cada caso. Una vez abierto el archivo Matlab correspondiente, perdidas.m, perdidas2.m, perdidas3.m o perdidas4.m, al ejecutarlo este leerá los archivos de texto correspondientes y realizará la simulación.

Bibliografía

Gómez, A.; Martínez, J.L.; Rosendo, J.A.; Romero, E. y Riquelme, J.M., 2003. Sistemas Eléctricos de Potencia, Problemas y ejercicios resueltos. Pearson Educación, S.A. Madrid.

Gómez, A., 2002. Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica. McGraw-Hill.

Ministerio de Industria, Turismo y Comercio: R.D. 661/2007 BOE número 126 de 26/5/2007, páginas 22846 a 22886.

Ministerio de Industria, Turismo y Comercio: R.D. 1565/2010 Boletín Oficial del Estado: 23 de noviembre de 2010, Núm. 283, 97428 a 97446.

Ministerio de Industria, Turismo y Comercio: R.D. 436/2004 BOE número 75 de 27/3/2004, páginas 13217 a 13238.

Ministerio de Industria, Turismo y Comercio: R.D. 2818/1998 BOE número 312 de 30/12/1998, páginas 44077 a 44089.

Red Eléctrica Española: <http://www.ree.es/>

Wikipedia Enciclopedia Libre: <http://www.wikipedia.org/>