

**IMPLANTACIÓN DE UN NUEVO
SISTEMA DE COMPENSACIÓN DE
ENERGÍA REACTIVA EN EL PARQUE
EÓLICO SOTAVENTO**



ÍNDICE

Antecedentes	2
Alcance	3
Objetivos	3
Situación inicial	3
Solución Propuesta	4
Fases del Proyecto	5
Fase 1: Estudio de los Sistemas de Compensación de Reactiva Existentes.	6
Fase 2: Diseño del Esquema de Regulación.	13
Fase 3: Elaboración de un Algoritmo de Control Universal	14
Fase 4: Modificaciones en los Sistemas de Compensación	16
4.1 Modificaciones realizadas en aerogeneradores:	16
4.2 Modificaciones realizadas en subestación	25
Fase 5: Selección de Equipos.	26
Fase 6: Diseño e Implantación de la Red Comunicaciones.	27
Fase 7: Testeo del Sistema	28

Antecedentes

Un gran número de receptores eléctricos consumen energía reactiva, es decir al conectarlos a una red de corriente alterna provocan un desfase entre la tensión y la intensidad que circula por ella. Este desfase provoca que la intensidad necesaria para su funcionamiento sea mayor y que por tanto las pérdidas durante el transporte de esa cantidad de energía por la red sean también mayores, esta situación aumenta además la ocupación eléctrica de líneas y transformadores.

Los centros de generación eléctrica deben ayudar a evitar esta situación corrigiendo este desfase desde sus instalaciones, es decir deben consumir o generar la energía reactiva solicitada por el sistema. El factor de potencia es un parámetro indicador de la proporción de potencia reactiva que es consumida o generada. Por lo tanto los parques eólicos deben colaborar en la corrección del factor de potencia.

Una importante cantidad de los aerogeneradores instalados por todo el país son de tecnología asincrónica de jaula de ardilla, Sotavento posee 19 aerogeneradores de este tipo. Esta tecnología requiere de un sistema de compensación de reactiva (condensadores) para la corrección del factor de potencia.

Generalmente la implementación de estos sistemas de compensación era realizada por el propio fabricante y operaba de modo individualizado en cada aerogenerador. Esto era razonable en el marco del RD 2818, que no exigía un ajuste fino del factor de potencia, ya que permitía obtener bonificaciones o sanciones que dependían del grado de alejamiento al factor de potencia unitario, con la particularidad de que era calculado a partir de datos mensuales de producción. Es decir, un parque eólico que por ejemplo hubiese entregado una cierta cantidad de reactiva durante la primera mitad de un mes y consumido la misma cantidad durante la segunda podría obtener la misma compensación que otro que hubiese mantenido un factor de potencia unitario durante todo el mes, lo que evidentemente no parecía justo pues el primero provocaría una situación poco favorable para la red.

Pero con la entrada del RD 436 se ofrecía la posibilidad de percibir bonificaciones por un determinado consumo o generación de energía reactiva calculado a partir de datos cuarto-horarios, posibilidad que se mantiene hoy en día (ahora a partir de datos horarios) con el RD 661 y hecho que abre una puerta hacia la implementación de nuevos métodos de gestión de energía reactiva, que posibiliten un ajuste más preciso del factor de potencia en parques eólicos, con el fin de obtener la máxima bonificación para cada hora.

		Bonificación Kr (%)		
	Factor de potencia	Punta	Llano	Valle
Inductivo	<0'95	-4	-4	8
	<0'96 y ≥0'95	-3	0	6
	<0'97 y ≥0'96	-2	0	4
	<0'98 y ≥0'97	-1	0	2
	<1 y ≥0'98	0	2	0
	1	0	4	0
Capacitivo	<1 y ≥0'98	0	2	0
	<0'98 y ≥0'97	2	0	-1
	<0'97 y ≥0'96	4	0	-2
	<0'96 y ≥0'95	6	0	-3
	<0'95	8	-4	-4

Tabla 1: Bonificación por energía reactiva desde la entrada del RD 436.

Alcance

Implantación de un sistema para el control del factor de potencia novedoso, fiable y versátil en el parque eólico Sotavento, con el fin de maximizar los complementos por energía reactiva.

Objetivos

- Crear un sistema centralizado para el control del factor de potencia evitando que cada aerogenerador opere individualmente.
- Preparar este sistema tanto para recepción de consignas externas de factor de potencia como para programación por tramos horarios.
- Proporcionar de manera precisa e inmediata el factor de potencia asignado para cada momento.
- Que sea un sistema independiente del fabricante de la máquina, que garantice la aplicabilidad en cualquier parque eólico de aerogeneradores de jaula de ardilla.
- Minimizar el desgaste de elementos eléctricos vinculados a los sistemas de compensación.

Bajo estos objetivos principales el sistema deberá obtener la máxima bonificación posible por energía reactiva aprovechando al máximo los equipos existentes y reduciendo el número de operaciones sobre las baterías de condensadores.

Situación inicial

En un parque eólico de máquinas de jaula de ardilla, la energía reactiva se compensa por medio de condensadores, a nivel de aerogenerador en baja tensión y a nivel de subestación en media tensión. En concreto Sotavento contaba con 4,630MVar a nivel de aerogeneradores y con dos escalones de reactiva de 1,215MVar en subestación. Generalmente este modelo de compensación no está coordinado, dimensionado, ni opera para poder adecuarse de forma precisa a factores de potencia dados, los principales problemas que presenta este modelo de gestión de potencia reactiva son los siguientes:

- En ocasiones los aerogeneradores trabajan con un número de condensadores escaso para obtener un f.d.p unitario a partir de ciertos niveles de generación de potencia activa. Esta deficiencia debe ser corregida independientemente desde la subestación por medio de las baterías de condensadores de media tensión.

- Estos escalones de regulación en media tensión son demasiado grandes para hacer un ajuste fino, y mediante este modelo son precisamente los encargados de llevar a cabo el ajuste final.
- La conexión de las baterías de condensadores de los aerogeneradores se realiza exclusivamente por tramos de potencia. Cada tramo de potencia producida por cada aerogenerador lleva asociado un número de condensadores que se conectan a red. Más activa implica más reactiva.
- Las averías en condensadores no son detectadas, una máquina puede estar trabajando con un condensador sin conocer que no está funcionando correctamente.
- Se producen desconexiones de etapas, por inadecuada programación del autómatas o inadecuado cableado eléctrico, sin tener en cuenta los tiempos de seguridad.
- Los sistemas con tiristores, encargados de conectar los condensadores, fallan con demasiada frecuencia, provocando corrientes asimétricas por fallos en las diferentes fases.
- No existe información sobre averías de etapas en tiempo real.

Solución Propuesta

Se propone para el alcance de los objetivos descritos y como solución a los problemas encontrados, el diseño de un controlador central que gestione un conjunto de reguladores locales de reactiva que admitan consignas externas, el controlador central desarrollará las siguientes tareas:

- Captar datos mediante analizadores instalados en cada una de los aerogeneradores y en la subestación.
- Calcular a partir de estos datos la cantidad de potencia reactiva necesaria a nivel global para alcanzar el factor de potencia deseado en el punto de evacuación.
- Analizar el número de condensadores que deberán conectarse y cuales lo harán, en base a reducir el número de operaciones sobre los mismos, en especial sobre los de la media tensión por tener un mayor tiempo de descarga. En este paso se descartan los condensadores no operativos, bien sea porque estén dañados o bien porque el aerogenerador al que pertenecen no esté conectado.
- Distribuir la orden a cada uno de los controladores de cada máquina y de la subestación para que estos actúen sobre los condensadores pertinentes.

Fases del Proyecto

1. Estudio de las condiciones iniciales de los sistemas de compensación de reactiva de cada uno de los aerogeneradores y de la subestación.
2. Diseño del esquema de regulación aprovechando al máximo los equipos existentes con el objeto de intervenir lo menos posible.
3. Elaboración y simulación de un algoritmo de control universal en colaboración con la Universidad de Vigo que logre un equilibrio óptimo entre máxima bonificación y número de operaciones a realizar sobre condensadores.
4. Modificaciones en los sistemas de compensación
5. Selección e Implantación de equipos.
6. Diseño e implantación de la red comunicaciones.

Fase 1: Estudio de los Sistemas de Compensación de Reactiva Existentes.

Durante esta fase del proyecto se estudian cuales son las posibilidades reales de compensación de reactiva que tiene el parque eólico en su estado inicial.

En el parque hay 19 máquinas de velocidad fija (jaula de ardilla), y 5 máquinas de velocidad variable (4 DFIG y 1 Síncrona). Únicamente las máquinas de jaula de ardilla controlan su factor de potencia mediante la conexión/desconexión de baterías de condensadores. Por lo tanto éstas son las máquinas que van a participar en el nuevo sistema centralizado de control de reactiva.

Para conocer las necesidades del futuro gestor de reactiva era necesario conocer la potencia reactiva que cada aerogenerador y la subestación eran capaces de suministrar, así como el funcionamiento, número y tamaño de los escalones de reactiva suministrada. El Grupo de Electrotecnia y Redes Eléctricas del departamento de ingeniería eléctrica de la Universidad de Vigo tomó los datos eléctricos necesarios durante un periodo de un año para la realización de un análisis profundo.

En la siguiente ilustración se puede ver uno de los gráficos elaborados por este departamento. Se trata de la potencia reactiva frente a la potencia activa inyectada a red por el parque eólico. Se definen claramente tres franjas de puntos en el gráfico, Cada punto de la franja inferior muestra una situación de generación en la cual no hay conectada ninguna de las baterías de condensadores en la subestación. Cada punto de la franja intermedia obedece a una situación en la cual está únicamente conectada una de las dos baterías de 1,215MVA_r de la subestación. Cada punto de la franja superior corresponde a una situación en la cual las dos baterías de 1,215MVA_r están conectadas.

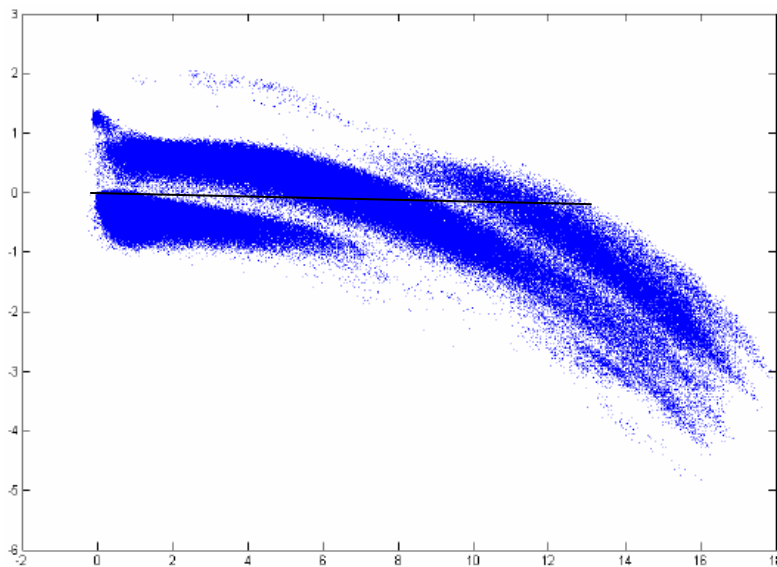


Figura 1: Potencia reactiva (MVA_r) frente a potencia activa (MW) inyectadas a red.

En el anterior gráfico se aprecia como cuando no hay conectada ninguna batería de la subestación el parque consume energía reactiva, si se salta a la segunda franja donde tenemos una batería de condensadores conectada logramos que a bajas potencias el parque inyecte reactiva, pero partir de potencias medias necesitamos un segundo escalón de reactiva en la subestación si queremos seguir

inyectando reactiva, situación que podremos sostener hasta los 13MW cuando la potencia reactiva siempre se mantiene negativa independientemente del número de baterías conectadas.

La línea negra horizontal que cruza el gráfico anterior refleja que con una gestión óptima de las baterías de condensadores del parque se podría mantener un factor de potencia unitario hasta los 13MW, a partir de ahí no sería posible no consumir reactiva, haría falta un nuevo escalón en la SE, o más condensadores en las máquinas.

El nuevo RD además bonifica factores de potencia capacitivos (horas punta), los cuales serían lógicamente más complicados de conseguir, e imposibles a partir de los aproximadamente 5MW de generación, como se comprobará en la figura 13. Quedaba por lo tanto patente la necesidad de ampliar la capacidad de condensadores del parque si se quiere alcanzar la máxima bonificación a partir de potencias medias.

En la siguiente figura se muestra la energía producida por el parque a diferentes potencias en el periodo analizado.

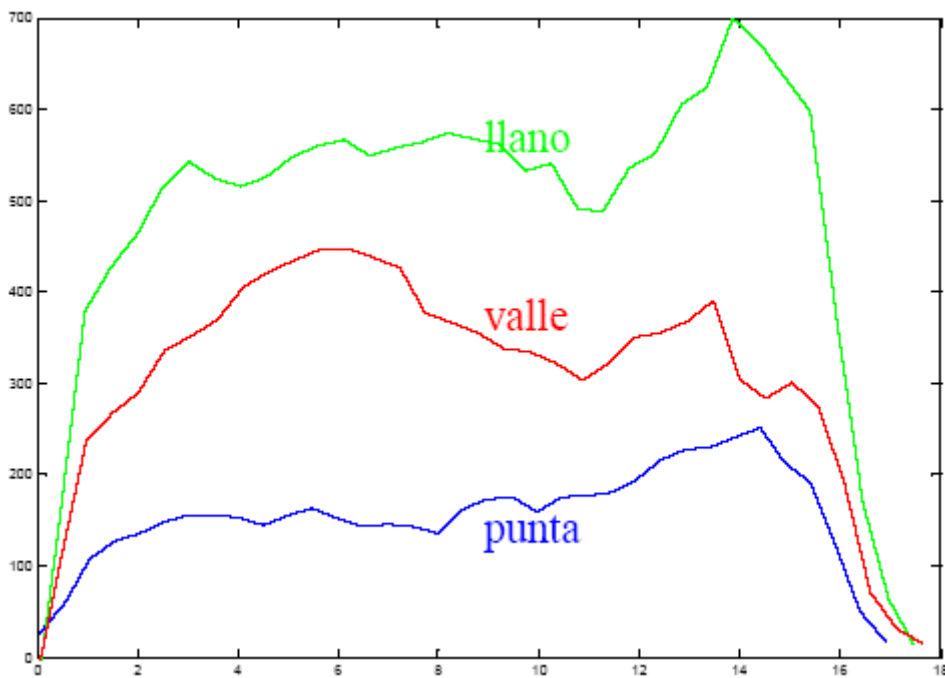


Figura 2: Energía anual generada (MWh) frente a potencia (MW) en los distintos periodos.

Evidentemente el gráfico 1 cuenta también la reactiva inyectada por los condensadores de los aerogeneradores. En la figura 3 podemos ver reflejada la potencia reactiva inyectada a red pero descontando el efecto de las baterías de la subestación, es decir únicamente inyectan reactiva los condensadores de las máquinas. En la figura 4 se descuentan tanto las baterías de condensadores de la subestación como las de las máquinas.

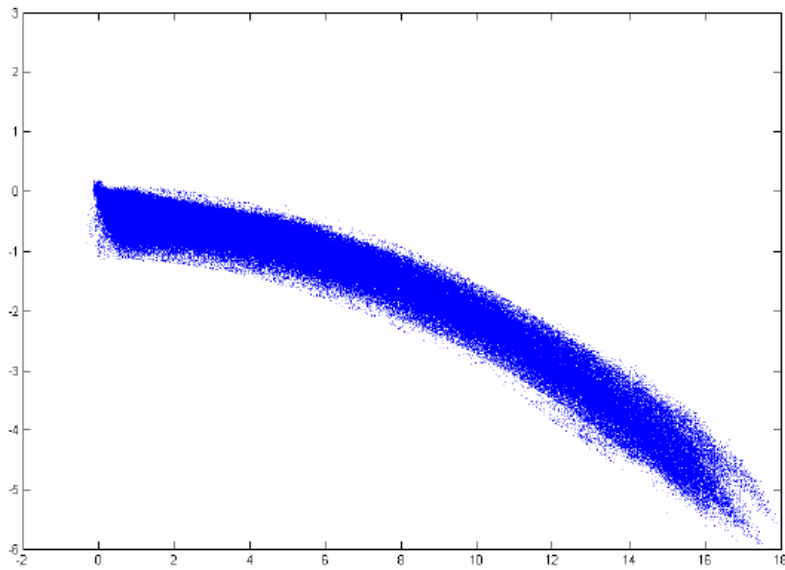


Figura 3: Potencia reactiva (MVar) frente a potencia activa (MW) sin considerar baterías de subestación.

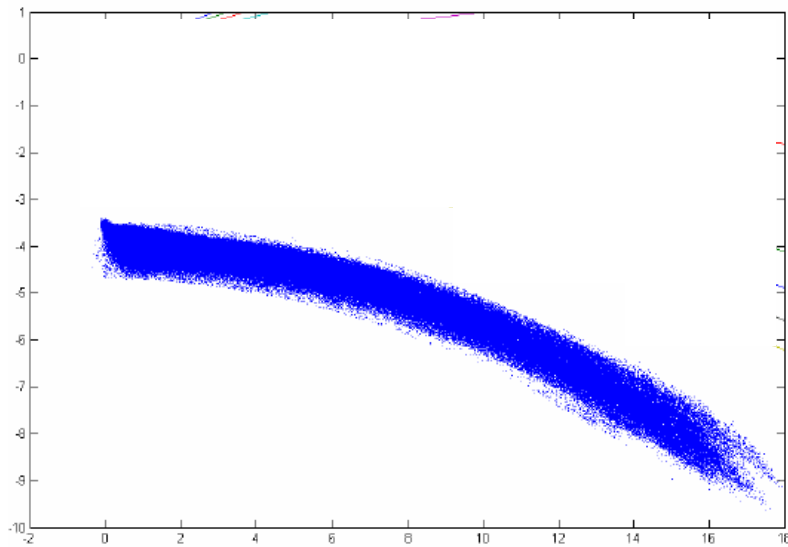


Figura 4: Potencia reactiva frente a potencia activa sin considerar ningún condensador del parque.

Se deduce del anterior gráfico que únicamente con los condensadores de las máquinas funcionando no era posible alcanzar factores de potencia capacitivos en ningún rango de potencia, como ya intuíamos en la figura 1. Como se explicaba al principio de este informe, bajo RD 2818, que no exigía un ajuste fino del factor de potencia, y que además éste era calculado a partir de datos mensuales de producción, aún así se podría obtener con este sistema la máxima bonificación jugando con los escalones de reactiva de la subestación, para lograr que al final de cada mes la energía reactiva inyectada equivaliese a la energía reactiva consumida.

A continuación se muestra el estado inicial de compensación de las diferentes tecnologías de aerogeneradores del parque eólico Sotavento.

AEROS	Modelo	Pot. Reactiva Total Kvar	Nº ESCALONES REACTIVA Y SU POTENCIA (KVar)											
			1º	2º	3º	4º	5º	6º	7º	8º	9º	10º	11º	
1	Navantia 1,3 MW	350	88	75	75	75	38							
2, 8, 13, 20	Vestas NM750	225	75	75	75									
3, 7, 14, 19	Gamesa G-47	n.d.	Integrado en el control deslizamiento turbina											
4, 11, 15, 21	Ecotecnia 44/640	180	90	90										
5, 9, 18, 22	Navantia MK-IV	150	50	50	50									
6, 10, 17, 23	Made AE46	280	70	70	70	70								
12	Vestas NM900	275	25	50	100	50	50							
16	Made AE52	n.d.	Integrado en el inversor y control desfase ángulos V/I											
24	Made AE61	665	140	140	140	140	70	35						
	TOTAL	4.630												

Tabla 2: Reactiva inicial en las diferentes tecnologías.

Como veremos más adelante fase 3, para que la actuación de los reguladores de reactiva fuese óptima, fue necesario que en la configuración de los escalones de reactiva la potencia de los mismos fuese múltiplos enteros del escalón de menor potencia.

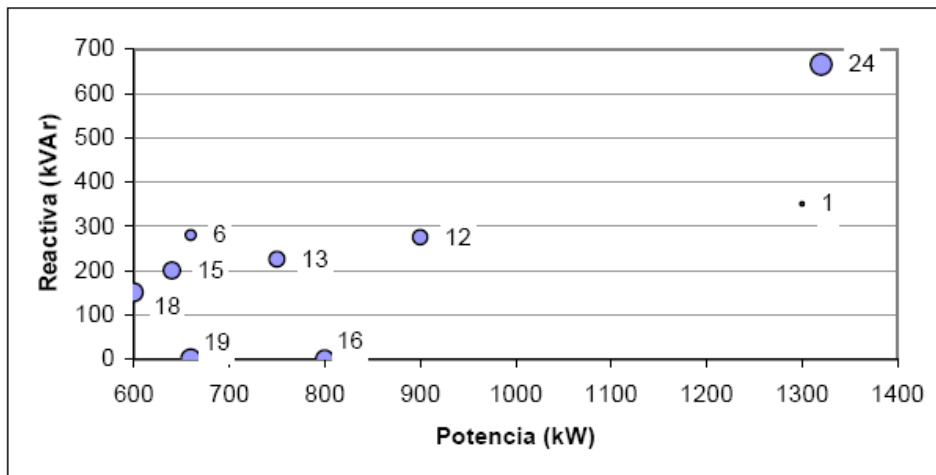


Figura 5: Potencia reactiva frente a activa en cada tecnología.

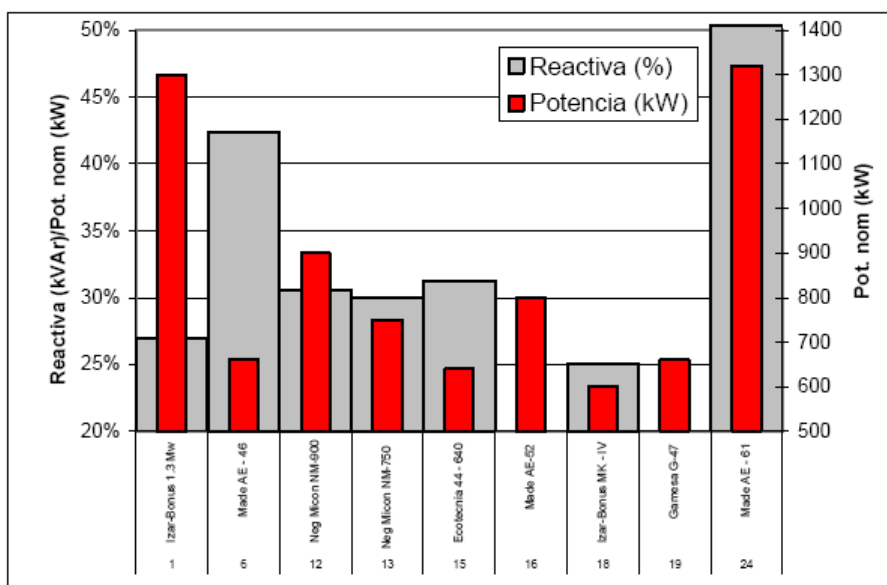


Figura 6: Porcentaje de potencia reactiva frente a activa en cada tecnología.

Durante el periodo de estudio se realizaron también análisis individualizados de los aerogeneradores del parque. Como ejemplo se muestran a continuación los gráficos obtenidos en la máquina Izar-Bonus 1.3MW y en la máquina Made AE-46. La primera cuenta con un 27% de potencia reactiva con respecto a potencia activa mientras que la segunda cuenta con un 47%.

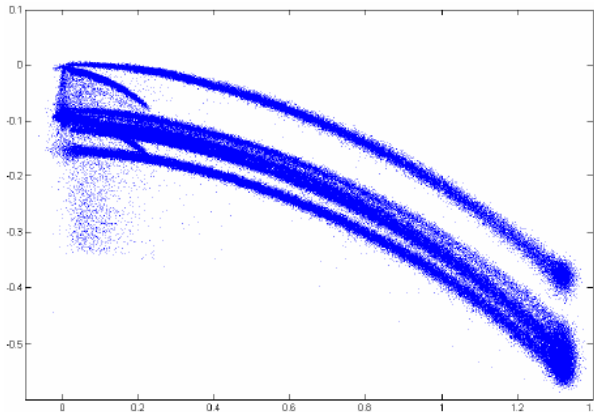


Figura 7: Comportamiento Izar-Bonus 1.3MW

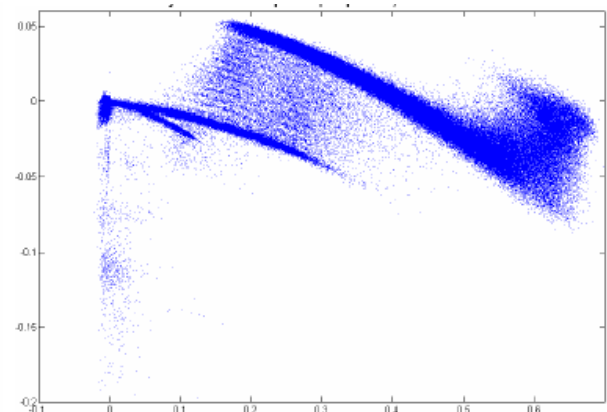


Figura 8: Comportamiento Made AE 46

Se desprende de los anteriores gráficos como la máquina Made conecta las baterías de condensadores cuando el factor de potencia se aleja de 1, llegando a alcanzar factores de potencia capacitivos, pero manteniendo valores aceptables cercanos a la unidad. Sin embargo la máquina Bonus se comporta en todo el rango de manera inductiva y llega alcanzar los 0,6MVar inductivos a plena potencia.

Con todos los datos obtenidos tanto a nivel de máquinas como de subestación el Departamento de Ingeniería Eléctrica de la U.Vigo llevó a cabo el análisis global del parque, estudió las diversas alternativas posibles para el incremento de la bonificación, entre ellas se encontraban;

- Modificación del control de las baterías existentes en la subestación.
- Ampliación de las baterías existentes de la subestación.
- Modificación del control de las baterías existentes en los aerogeneradores.
- Ampliación de las baterías existentes en las máquinas.

Cada una de estas alternativas se analizó profundamente en cada uno de los periodos horarios, a modo de ejemplo se muestran a continuación gráficos extraídos del estudio realizado. Las líneas de colores representan los intervalos con diferentes bonificaciones que se mostraban en la tabla 1.

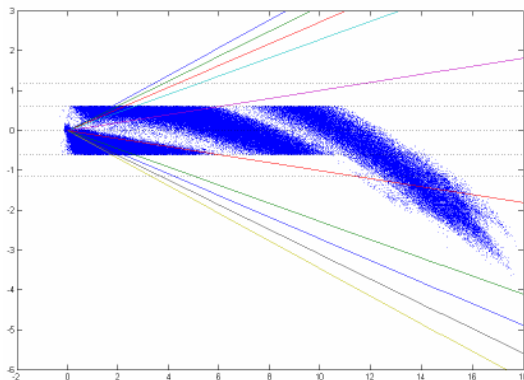


Fig 9: Distribución de potencias en horas llano para optimizar la bonificación con dos baterías de 1,215MVar

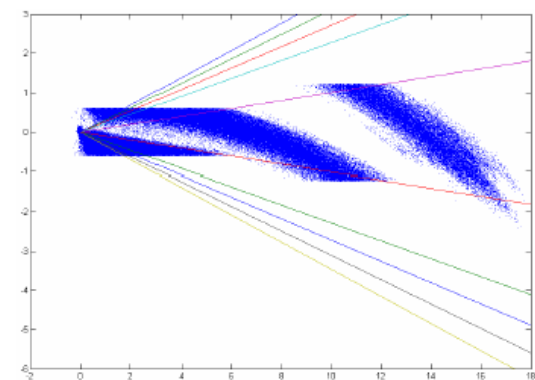


Fig 10: Distribución de potencias en horas llano para optimizar la bonificación con una batería de 1,215MVar y otra de 2,430MVar

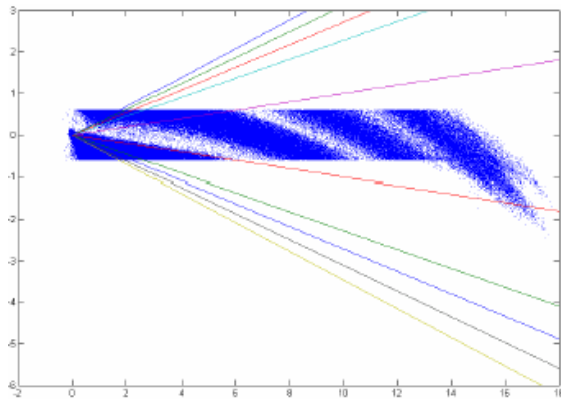


Fig 11: Distribución de potencias en horas llano para optimizar la bonificación con dos baterías de 1,215MVar y otras dos de 2,430MVar y tres opciones de conexión.

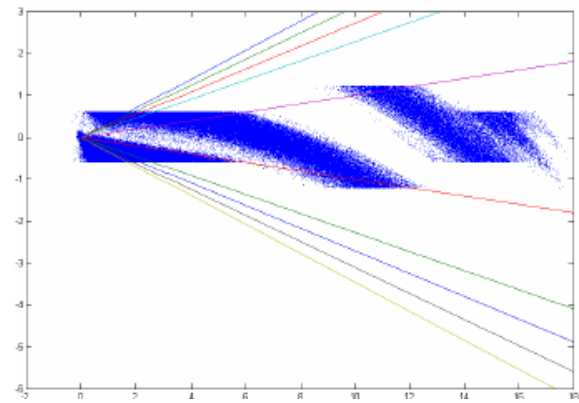


Fig 12: Distribución de potencias en horas llano para optimizar la bonificación con dos baterías de 1x1,215MVar + 3x1,215MVar.

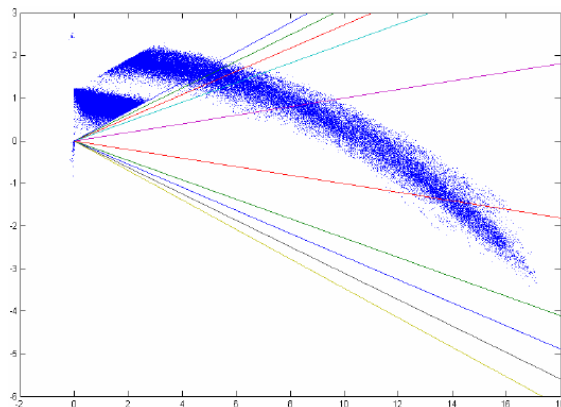


Fig 13: Distribución de potencias en horas punta con dos baterías de 1,215MVar

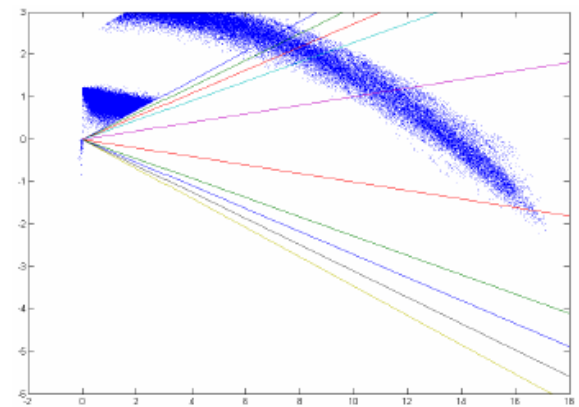


Fig 14: Distribución de potencias en horas punta con dos baterías una de 1,215MVar y otra de 2,430MVar

Los gráficos anteriores denotan diferentes situaciones particulares que permiten obtener las soluciones que mejores resultados dan para los diferentes tramos horarios. El incremento de la capacidad de las baterías en la subestación aumenta la bonificación máxima en horas hasta los 8MW de generación, pero perjudica a la bonificación en horas llano. Teniendo en cuenta que hay 4 horas punta y 12 horas llano al día, en el cómputo global, el incremento de bonificación es poco relevante para la inversión necesaria. Con las dos baterías actuales se puede alcanzar un 4'63% global, no pudiendo superarse el 5'29% si se añaden 6 baterías más, representando un 0,66% de incremento. De este incremento, la mitad se puede conseguir añadiendo únicamente 1 batería, trabajando en modo 1+2, con 3 escalones de 1, 2 y 3, y una bonificación global de 4'95 (0'32 más). Estos valores son en el supuesto de que se desconectan todas las baterías de los aerogeneradores en horas valle.

Las conclusiones a las que se llegaron tras el pormenorizado estudio de los resultados obtenidos fueron las siguientes:

- La mayor bonificación media que se podría alcanzar durante el periodo analizado sería de 5'96%, frente al 6% teórico, debido a que la energía generada varía según la franja horaria.
- Es imposible superar una bonificación de 2'48% sin ampliar los equipos de compensación de la subestación o sin actuar sobre los condensadores propios de los generadores.
- Controlando los condensadores de los aerogeneradores (desconectándolos en horas valle) se puede alcanzar una bonificación media de 4'63% lo que representa un incremento del 2'15% más.
- Es necesario ampliar baterías de condensadores en la subestación o en aerogeneradores para poder garantizar una bonificación del 8% en horas punta.
- Ampliando al doble una de las baterías de condensadores de la subestación, modificando el control de las baterías de la subestación y desconectando las baterías de los aerogeneradores en horas valle se conseguiría una bonificación del 4'9473.
- Mediante el control de las baterías de condensadores de los aerogeneradores, o instalando una batería en el centro de control en baja tensión de varios escalones se podría conseguir una prima próxima al 4% en horas llano, y mejorando algo en horas punta.
- Aumentando la capacidad de las baterías de condensadores en SE y en máquinas, podemos lograr en todos los periodos bonificaciones cercanas a la máxima con una correcta gestión (controlador central) de la reactiva inyectada.

Fase 2: Diseño del Esquema de Regulación.

El estudio anterior descubre por lo tanto la necesidad de tanto ampliar la reactiva instalada en el parque eólico, como la necesidad de coordinarla de modo centralizado. La empresa Engasoft realizó en colaboración con Sotavento un detallado análisis de los requerimientos de Hardware que un control centralizado de reactiva pudiera necesitar. Como conocedor de las instalaciones y necesidades particulares ambiciosas de Sotavento, Engasoft diseñó un sistema "hardware" de soporte, modular, flexible y fiable que permitirá la implementación de los algoritmos de regulación necesarios.

La solución constaría de un sistema de regulación para cada aerogenerador conectado a un sistema regulación central en la subestación de forma que el regulador central hiciese de maestro de la red.

El esquema de control de reactiva propuesto es el que puede verse en la siguiente figura. Un controlador central a nivel de parque está conectado vía Ethernet a las diversas CPU (Interfaz Ethernet) emplazadas en la subestación y en cada uno de los aerogeneradores que forman parte del proyecto. Este interfaz recibe órdenes desde el controlador central y las ejecuta por medio del regulador de reactiva que actúa sobre las baterías de condensadores. A su vez el analizador de red devuelve continuamente información de las variables eléctricas medidas.

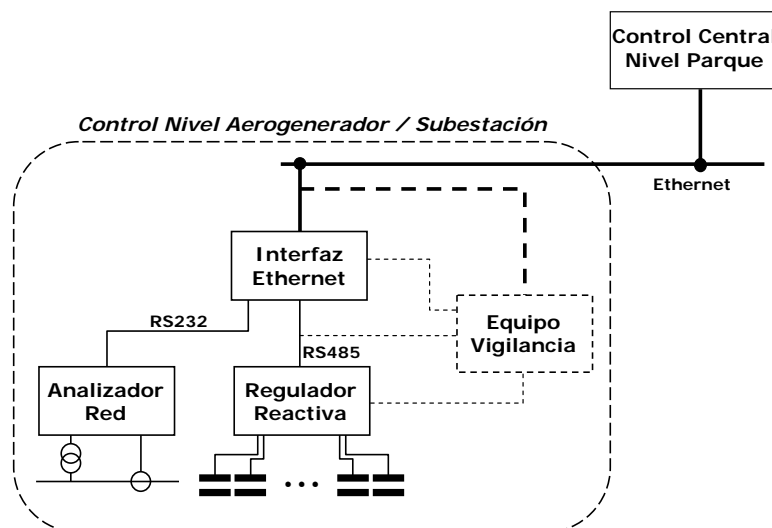


Figura 15: Esquema de regulación.

El modo de operación es el que sigue;

- El controlador central recibe los datos procesados por el analizador de red de la subestación, éste en función del periodo horario o las consignas externas establecidas calcula la reactiva que hace falta para alcanzar el factor de potencia pertinente.
- Por otra parte el control recibe información sobre los parámetros eléctricos de cada aerogenerador y sobre el número de condensadores conectados.
- Con estos datos y con el imperativo de minimizar el número de operaciones sobre baterías, el algoritmo residente en el controlador central envía instrucciones a cada interfaz de aerogenerador y/o subestación para que actúe sobre las baterías de condensadores a través del regulador.

Fase 3: Elaboración de un Algoritmo de Control Universal

Como vimos en el esquema mostrado en la figura anterior el controlador central coordina la actuación de los reguladores de reactiva. El algoritmo necesario para la regulación debía acometer los siguientes pasos:

- Calcular cada momento la cantidad de potencia reactiva necesaria para alcanzar el factor de potencia deseado.
- Distribuir la cantidad de reactiva faltante o sobrante entre las baterías de condensadores de las máquinas y de la subestación. Este paso debe ser realizado minimizando el número de operaciones, en especial aquellas realizadas sobre las baterías de la subestación.
- Finalmente, enviar una consigna a todos los reguladores mediante la cual se indica el número de escalones de reactiva que deben ser conexionados.

Como se comentó anteriormente con el nuevo RD el factor de potencia es calculado cada hora con los datos de la energía activa y reactiva generadas durante este periodo. El controlador central envía consignas de reactiva periódicamente cada 3 minutos con el objetivo de proporcionar una más rápida respuesta. Para alcanzar el mayor incentivo posible el factor de potencia deberá ser lo más cercano a los valores mostrados en la tabla1. La frecuencia de envío de consignas debe ser la óptima, por un lado debe conseguir el valor de reactiva más cercano al deseado y por otro lado debe minimizar el número de operaciones sobre los condensadores. Al final de cada periodo, el incremento/decremento de reactiva necesario es obtenido de la diferencia del actual factor de potencia y del factor de potencia deseado.

El controlador además de calcular la reactiva necesaria en cada periodo debe distribuirla entre las baterías de condensadores de las máquinas y la subestación. Debemos minimizar la conexión de las baterías de la subestación sobre las baterías de los aerogeneradores, pues las primeras están conectadas en media tensión y la descarga de las mismas puede durar varios minutos. Partiendo de esta base el reparto de reactiva es realizado siguiendo el proceso de histéresis de la siguiente figura.

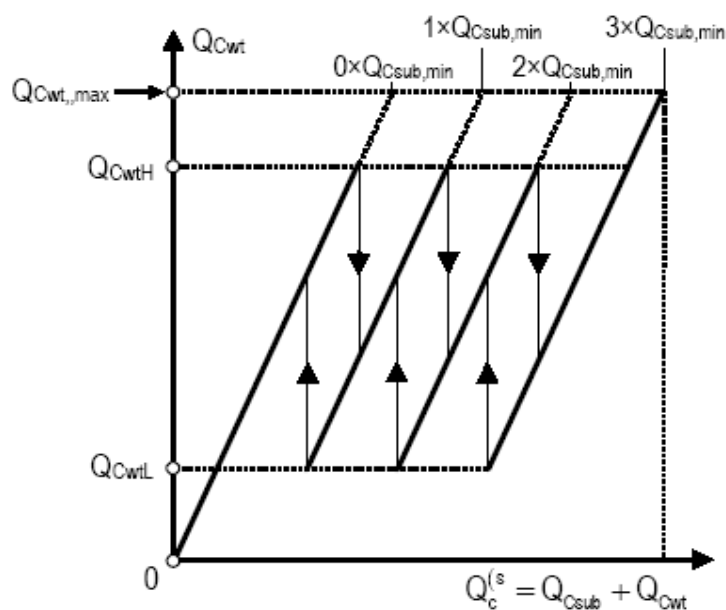


Figura16: Proceso de histéresis para distribución de reactiva entre subestación y máquinas.

Donde:

Q_c : (eje de abscisas) es la reactiva total inyectada.

Q_{csub} : Es la reactiva inyectada en media tensión (cada uno de los escalones de la subestación).

Q_{Cwt} : Es la reactiva inyectada en baja tensión (aerogeneradores)

$Q_{Cwt,max}$: Es la mayor cantidad de potencia reactiva inyectada por los condensadores de las máquinas.

Q_{CwtH} : Es el nivel de reactiva de condensadores de máquinas a partir de la cual una parte de ellos es substituida por un escalón de la subestación.

Q_{CwtL} : Es el nivel de reactiva de condensadores de máquinas a partir del cual si hay conectado un escalón de la subestación éste se desconecta.

En el proceso anterior se observa como partiendo de "0", la energía reactiva comienza a aumentar siguiendo la recta " $0xQ_{csub,min}$ ", es decir estamos sólo trabajando con las baterías de los condensadores de los aerogeneradores. Cuando llegamos al valor de reactiva en condensadores de aerogeneradores igual a " Q_{CwtH} " entra el primer escalón de la subestación (1,215MVar) y se desconecta la misma cantidad de reactiva de los condensadores de los aerogeneradores. A partir de aquí puede suceder que la potencia siga aumentando y por lo tanto se llegue de nuevo a un valor de reactiva en máquinas de " Q_{CwtH} ", por lo que el controlador conectará un segundo escalón en la subestación, o que por lo contrario la demanda de reactiva disminuya, en este segundo caso, una vez alcanzado un valor de reactiva en máquinas menor que " Q_{CwtL} ", el escalón de reactiva de la subestación se desconectará y será substituido por el equivalente de reactiva en condensadores de máquinas.

Ya se ha explicado como el algoritmo distribuye la reactiva necesaria entre máquinas y subestación para minimizar el número de operaciones sobre la media tensión, pero evidentemente el gran número de escalones de reactiva que tenemos en baja tensión da lugar a una combinatoria tan heterogénea que se precisa de una programación específica, para poder también disminuir el número de operaciones sobre los condensadores de baja tensión.

El número de combinaciones posibles para alcanzar el valor de reactiva buscado en baja tensión se incrementa exponencialmente con el número de escalones existentes en los aerogeneradores. Existen multitud de combinaciones para alcanzar un determinado valor Q_{Cwt} , el algoritmo calcula la mejor combinación para conseguirlo. La función que optimiza este proceso tiene impuestas las siguientes prioridades:

- Minimizar del número de operaciones.
- Priorizar la conexión de baterías de las máquinas que están produciendo mayor potencia, minimizando así sobretensiones en las máquinas.
- Priorizar la conexión de aquellos escalones que hayan realizado menos operaciones, para así equilibrar el desgaste de condensadores.

Fase 4: Modificaciones en los Sistemas de Compensación

Del estudio de las condiciones iniciales de los sistemas de compensación de reactiva (fase1) se dedujo que la potencia reactiva con la que contaba el parque no era suficiente para conseguir una bonificación interesante bajo las directrices del nuevo RD. Tras la simulación en régimen estacionario de la óptima distribución de la reactiva necesaria, se decide distribuir nuevas baterías de condensadores tanto en aerogeneradores como en subestación.

4.1 Modificaciones realizadas en aerogeneradores:

Se modifica la configuración de los escalones de reactiva de las máquinas, con baterías adicionales con el fin de incrementar la reactiva instalada en cada máquina, sin interferir en el control de turbina.

Para que la actuación de los reguladores de reactiva fuese óptima, se hace necesario que en la configuración de los escalones de reactiva, la potencia de los mismos sean múltiplos enteros del escalón de menor potencia.

La configuración a alcanzar fue la indicada en la siguiente tabla:

AEROS	Modelo	Pot. Reactiva Total Kvar	Nº ESCALONES REACTIVA Y POTENCIA (KVar)										
			1º	2º	3º	4º	5º	6º	7º	8º	9º	10º	11º
1	Bonus 1,3 MW	350	88	75	75	75	38						
2, 8, 13, 20	Vestas NM750	450	50	50	50	50	50	50	50	50	50		
3, 7, 14, 19	Gamesa G-47	n.d.	Integrado en el control deslizamiento turbina										
4, 11, 15,	Ecotecnia 44/640	480	40	40	50	50	75	75	75	75			
5, 9, 18, 22	Bonus MK-IV	225	75	75	75								
6, 10, 17,	Made AE46	280	70	70	70	70							
12	Vestas NM900	550	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
16	Made AE52	n.d.	Integrado en el inversor y control desfase ángulos V/I										
24	Made AE61	700	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	
TOTAL		7.340											

Tabla 3: Aumento de la potencia reactiva en máquinas y nueva distribución de escalones.

Si comparamos la tabla anterior con la tabla 2, podremos distinguir aquellas máquinas en las que se realizó una ampliación del sistema de compensación (señaladas en rojo). En el resto de las máquinas de jaula de ardilla, pese a que no se amplió la reactiva instalada, sí que se llevaron a cabo modificaciones en cuanto a elementos de regulación y actuación, para la óptima operación con el nuevo regulador central. En la siguiente tabla se compara la situación anterior y posterior:

Posiciones	AE	Modelo	ANTERIOR		SITUACIÓN ACTUAL		
			Pot Reactiva (KVar)	Nº Escalones	Potencia Reactiva (KVar)	Nº Escalones	Modificación
1	1	Navantia 1,3 MW	350	5	ídem		Regulación
2, 8, 13, 20	4	Vestas NM750	225	9	450	9	Condensadores y regulación
3, 7, 14, 19	4	Gamesa G-47	Controlador AE		Sin modificación en control reactiva		
4, 11, 15, 21	4	Ecotecnia 44/640	180	4	480	8	Condensadores y regulación
5, 9, 18, 22	4	Navantia MK-IV	150	3	225	3	Condensadores y regulación
6, 10, 17, 23	4	Made AE46	280	4	ídem		Regulación
12	1	Vestas NM900	275	11	550	11	Condensadores y regulación
16	1	Made AE52	Controlador AE		Sin modificación en control reactiva		
24	1	Made AE61	665	6	700	10	Regulación
TOTAL			4.630		7.340		

Tabla4: Comparativa de modificaciones realizadas sobre las baterías de condensadores de las máquinas.

El incremento de capacidad en las turbinas fue por la tanto de 2.475 KVAR, las principales ventajas de la ejecución en baja tensión son la disminución de coste y la posibilidad de realizar un ajuste más fino en la regulación final a nivel de parque.

El proceso seguido para todos los aerogeneradores, ha sido idéntico, mediante personal de Sotavento evaluando:

- Estado actual de compensación de las turbinas
- Condensadores existentes y posibilidad de segregación/agrupación
- Cableado eléctrico realizado y valoración de mejores.
- Señales de control enviadas desde autómatas de la máquina para control de reactiva.
- Señales de alarma y/o disparo con compensación.
- Tiempos de operación segura de los condensadores existentes
- Posible implementación de mayor capacidad en función de la potencia generable y de la potencia del transformador principal.
- Adecuación del cableado de compensación a posible incremento de capacidad.

A continuación se exponen las modificaciones realizadas en las diferentes tecnologías de aerogeneradores:

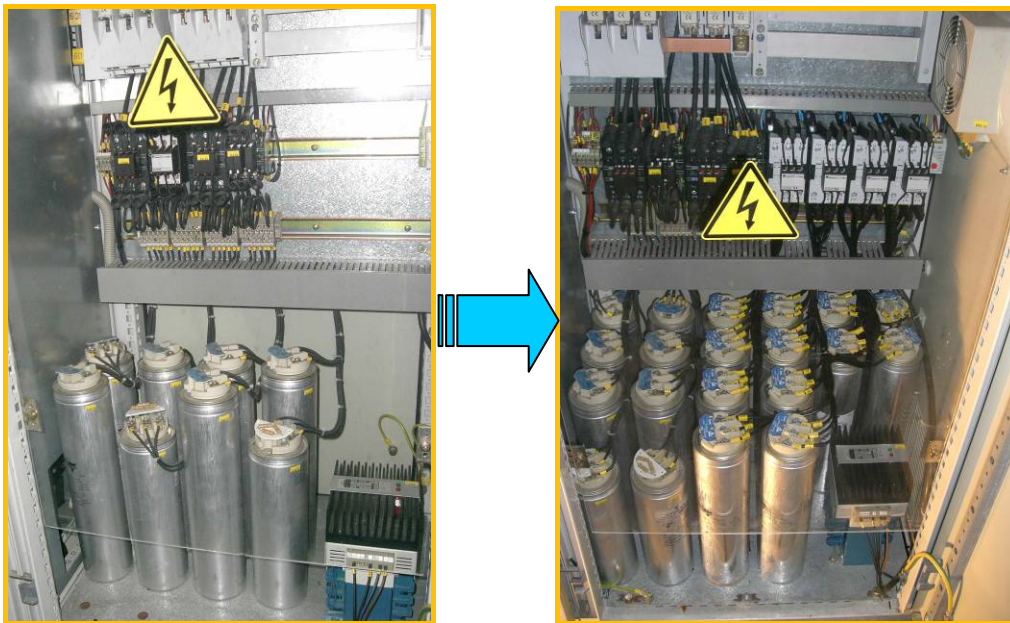
ECOTECNIA 44/640

Deficiencias en funcionamiento con tecnología

- Entrada de condensadores sin control del tiempo de reconexión
- Desconexión de condensadores en el momento del cambio de generador.
- Operación sin control de la potencia generada en cada momento, sólo se conectan los condensadores en función de la entrada de uno u otro generador.
- De las 4 etapas que existían de conexión, estaban reducidas a sólo 2, al agrupar contactores.
- Sistema de ventilación permanente, sin controlar la Tª real del armario. Funcionaba el ventilador siempre que estuviesen conectados los condensadores

Actuaciones realizadas

- Reemplazar la señal conexión condensadores, al no disponer de control tiempos operación, realizado mediante contactos mecánicos directos.
- Implementación del regulador propio, teniendo en cuenta seguridad operación
- Aumentar la capacidad de reactiva instalada de la turbina.



Mejoras aplicadas

- No desconexión de condensadores durante cambio de generador, manteniéndose la potencia de salida.
- Control de tiempos de operación y descarga.
- Control del estado de cada uno de los botes de compensación: fusibles, contactores y condensadores.
- Detección de etapa de compensación en fallo, desde posiciones remotas y el día de producirse el fallo, reduciéndose así los tiempos de inoperación de etapas de compensación
- Reducción de las conexiones de las etapas
- Control del ventilador del armario mediante termostato
- Ajuste más fino del factor de potencia al emplear más etapas para cada potencia.

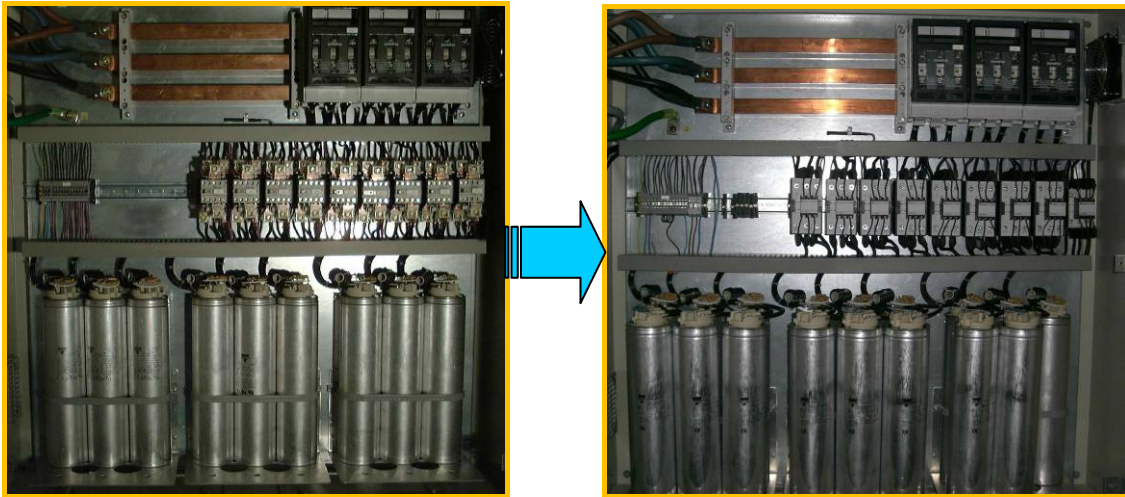
VESTAS NM48- 750 KW

Deficiencias en funcionamiento con tecnología

- Operación sin control de la potencia generada en cada instante, sólo se conectan en función de tramos de potencia generada
- De las 9 etapas que existían de conexión, estaban reducidas a sólo 4, al agrupar contactores.

Actuaciones realizadas

- Señal conexión condensadores, procedente del automático, intercalada en control Sotavento para evitar fallos por tiempos de conexión excesivos en paradas
- Implementación del regulador propio, teniendo en cuenta seguridad operación
- Desglosar la potencia reactiva en 9 etapas de 4 anteriores
- Aumentar capacidad de reactiva, modificando contactores y ampliando condensadores.



Mejoras aplicadas

- Control del estado cada uno de los botes de compensación: fusibles, contactores y condensadores.
- Detección de etapa de compensación en fallo, desde posiciones remotas y el día de producirse el fallo; reduciendo los tiempos de inoperación de etapas de compensación
- Reducción de las conexiones de las etapas
- Ajuste más fino del factor de potencia al emplear más etapas para cada potencia

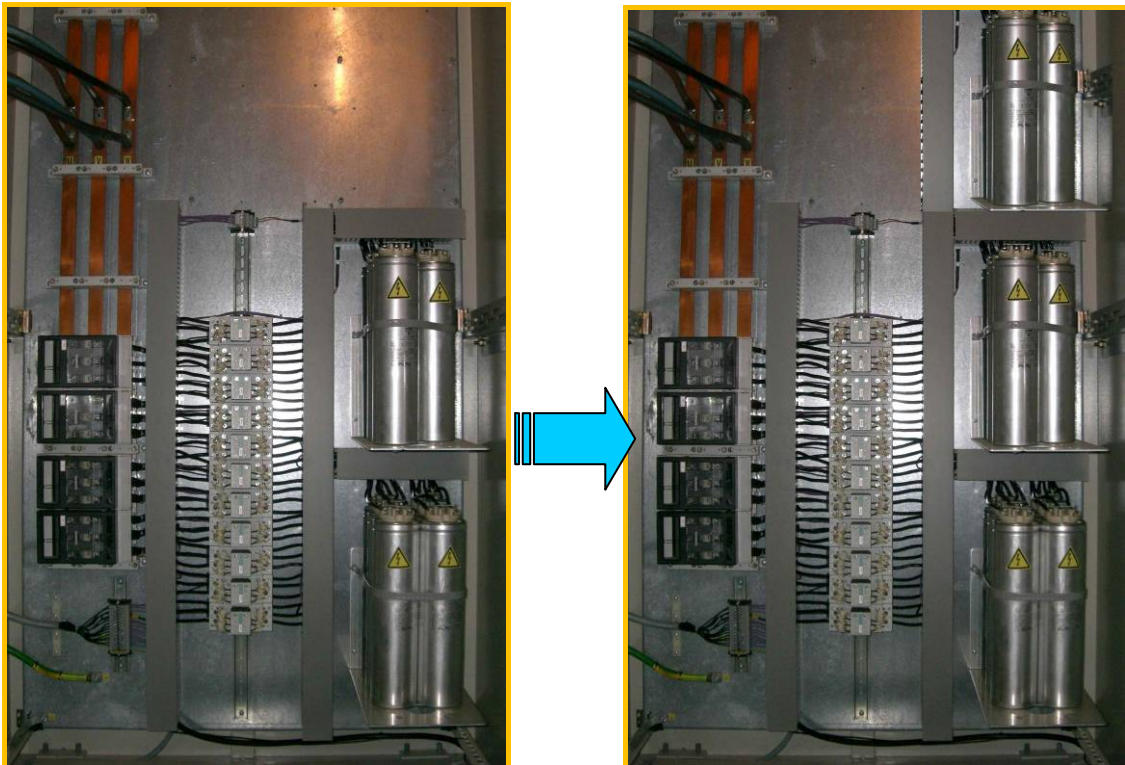
VESTAS NM52- 900 KW

Deficiencias en funcionamiento con tecnología

- Operación sin control de la potencia generada en cada instante, sólo se conectan en función de tramos de potencia generada
- De las 11 etapas que existían de conexión, estaban reducidas a sólo 5, al agrupar contactores.

Actuaciones realizadas

- Señal conexión condensadores, procedente del autómatas, intercalada en control Sotavento para evitar fallos por tiempos de conexión excesivos en paradas
- Implementación del regulador propio, teniendo en cuenta seguridad operación
- Desglosar la potencia reactiva en 11 etapas de 5 anteriores
- Aumentar capacidad de reactiva instalada de la turbina, modificación contactores.



Mejoras aplicadas

- Control del estado cada uno de los botes de compensación: fusibles, contactores y condensadores.
- Detección de etapa de compensación en fallo, desde posiciones remotas y el día de producirse el fallo; reduciendo los tiempos de inoperación de etapas de compensación
- Reducción de las conexiones de las etapas
- Ajuste más fino del factor de potencia al emplear más etapas para cada potencia

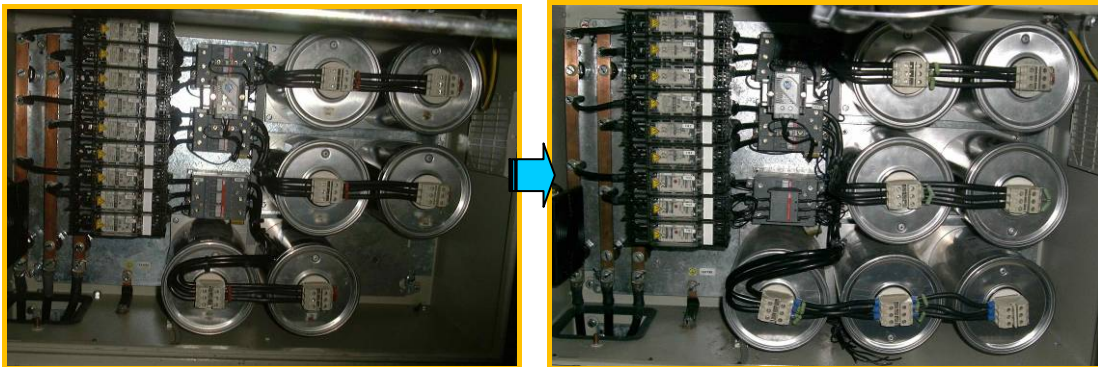
NAVANTIA-BONUS MK-IV 600 KW

Deficiencias en funcionamiento con tecnología

- Operación sin control de la potencia generada en cada instante, sólo se conectan en función de tramos de potencia generada
- Potencia capacitiva muy escasa para alcanzar el $PF=1$
- Armario demasiado pequeño para alojar los condensadores precisos para alcanzar una consigna del factor de potencia, por lo menos unitario.

Actuaciones realizadas

- Señal conexión condensadores, procedente del autómatas, intercalada en control Sotavento para evitar fallos por tiempos de conexión excesivos en paradas
- Implementación del regulador propio, teniendo en cuenta seguridad operación
- Mantener la potencia reactiva en 3 etapas, dada la escasez de espacio en armario
- Aumentar capacidad de la turbina, con un solo condensador por limitaciones de espacio.



Mejoras aplicadas

- Control del estado cada uno de los botes de compensación: fusibles, contactores y condensadores.
- Detección de etapa de compensación en fallo, desde posiciones remotas y el día de producirse el fallo; reduciendo los tiempos de inoperación de etapas de compensación
- Reducción de las conexiones de las etapas

NAVANTIA-BONUS 1,3MW

Deficiencias en funcionamiento con tecnología

- Operación sin control de la potencia generada en cada instante, sólo se conectan en función de tramos de potencia generada
- Armario demasiado pequeño, impidiendo la ampliación de condensadores para alcanzar factor potencia unitario en cualquier rango de potencia

Actuaciones realizadas

- Señal conexión condensadores, procedente del autómatas, intercalada en control Sotavento para evitar fallos por tiempos de conexión excesivos en paradas
- Implementación del regulador propio, teniendo en cuenta seguridad operación.



Mejoras aplicadas

- Control del estado cada uno de los botes de compensación: fusibles, contactores y condensadores.
- Detección de etapa de compensación en fallo, desde posiciones remotas y el día de producirse el fallo; reduciendo los tiempos de inoperación de etapas de compensación
- Reducción de las conexiones de las etapas
- Ajuste más fino del factor de potencia al emplear algoritmo de regulación basado en potencia real generada y no en tramos de potencia.

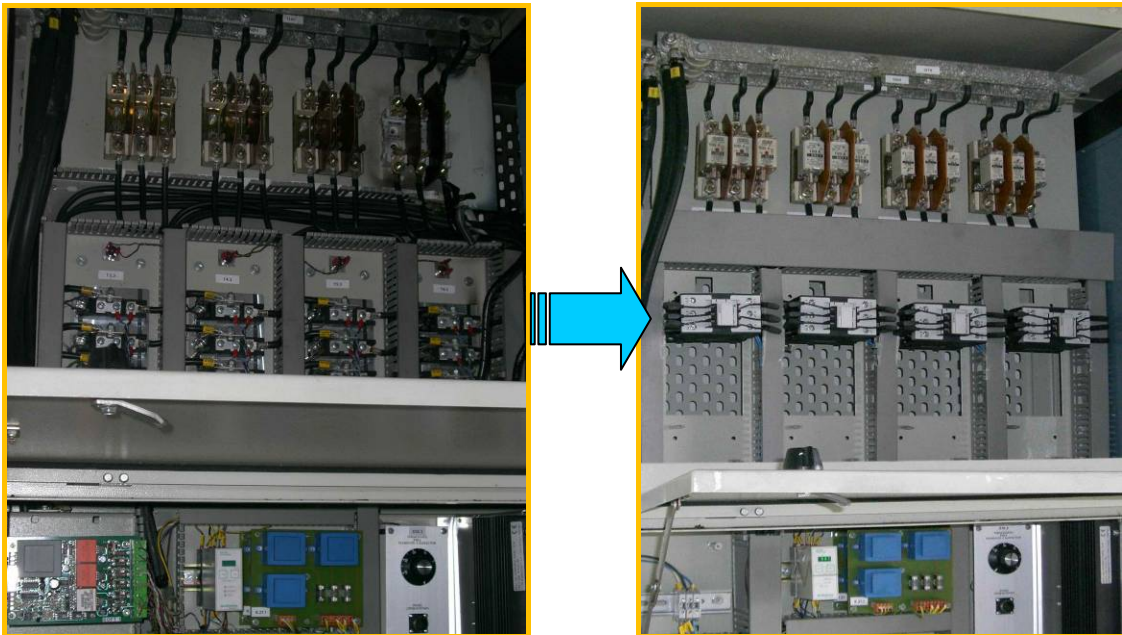
MADE AE46 660 KW

Deficiencias en funcionamiento con tecnología

- Control de condensadores por intervalo de potencia, mediante tiristores
- Problemática en la durabilidad de los tiristores, generando fallos por intensidad diferente entre fases al dañarse 1 de los 3 tiristores en cada etapa.
- Complejo sistema de compensación que: eleva los costes mantenimiento, aumenta la indisponibilidad de turbina por fallos y consigue un factor de potencia deficiente.

Actuaciones realizadas

- Señal conexión condensadores, procedente del autómatas, intercalada en control Sotavento para evitar fallos por tiempos de conexión excesivos en paradas
- Sustitución de la compensación mediante tiristores por contactores, eliminando: tiristores de compensación, control propio de compensación y excitación tiristores, termistores de tiristores, disipadores calor tiristores y cableado tiristores.
- Implementación del regulador propio, teniendo en cuenta seguridad operación, y en relación con el autómatas de la turbina.



Mejoras aplicadas

- Control del estado cada uno de los botes de compensación: fusibles, contactores y condensadores.
- Detección de etapa de compensación en fallo, desde posiciones remotas y el día de producirse el fallo; reduciendo los tiempos de inoperación de etapas de compensación
- Reducción de las conexiones de las etapas
- Ajuste más fino del factor de potencia al emplear algoritmo de regulación basado en potencia real generada y no en tramos de potencia.

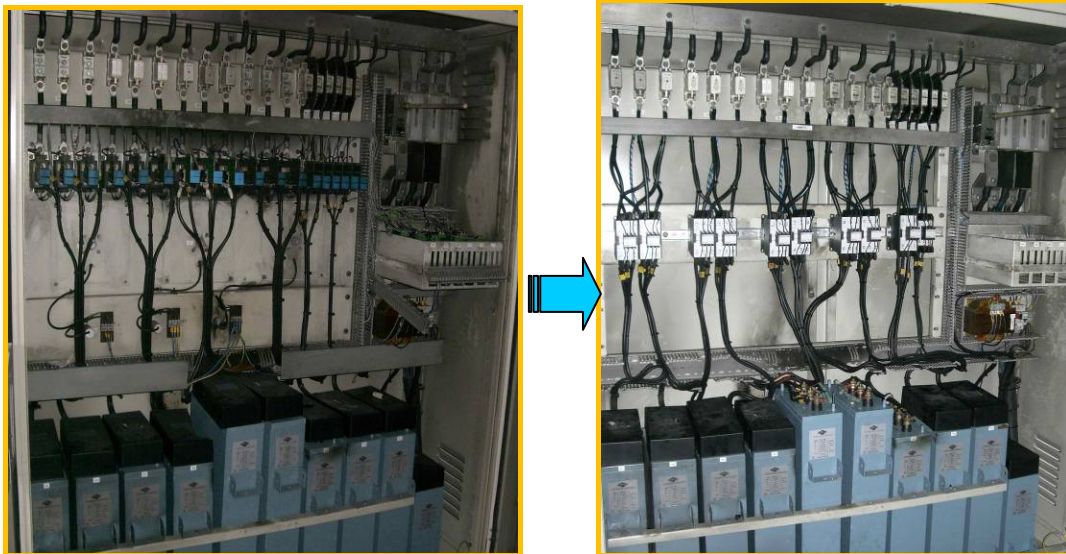
MADE AE61 1.320 KW

Deficiencias en funcionamiento con tecnología

- Control de condensadores por intervalo de potencia, mediante tiristores
- Problemática en la durabilidad de los tiristores, generando fallos por intensidad diferente entre fases al dañarse 1 de los 3 tiristores en cada etapa.
- Complejo sistema de compensación que: eleva los costes mantenimiento, aumenta la indisponibilidad de turbina por fallos y consigue un factor de potencia deficiente.
- De las 10 etapas disponibles, se agrupaban reduciéndose a 6 etapas de operación, y en relación con el autómatas de la turbina

Actuaciones realizadas

- Señal conexión condensadores, procedente del autómatas, intercalada en control Sotavento para evitar fallos por tiempos de conexión excesivos en paradas
- Implementación del regulador propio, teniendo en cuenta seguridad operación, y en relación con el autómatas de la turbina.
- Aumento de la capacidad de reactiva instalada de la turbina,



Mejoras aplicadas

- Control del estado cada uno de los botes de compensación: fusibles, contactores y condensadores.
- Detección de etapa de compensación en fallo, desde posiciones remotas y el día de producirse el fallo; reduciendo los tiempos de inoperación de etapas de compensación
- Reducción de las conexiones de las etapas
- Ajuste más fino del factor de potencia al emplear algoritmo de regulación basado en potencia real generada y no en tramos de potencia, y la posibilidad de mayor regulación al disponer de más etapas de conexión

4.2 Modificaciones realizadas en subestación

Se implementa el control de regulación con un sistema similar al de los aerogeneradores, adecuado para la subestación.

El sistema existente hasta la fecha en la subestación consistía en 2 baterías de condensadores, cada una accionada por su correspondiente interruptor en 20 KV, la capacidad disponible a 20KV era de 1,215MVAR

Esta capacidad se incrementa hasta 3,645MVAR. Se agrupa esta reactiva disponible en dos escalones, el primero de 1,215MVAR y el segundo de 2,430MVAR.

Situación	Pot. Reactiva Total KVAR	Nº ESCALONES REACTIVA Y SU POTENCIA (KVAR)	
		1º	2º
Anterior	3.000	1.500	1.500
Actual	4.500	1.500	3.000

Tabla 5: Escalones de reactiva en SE.



Fase 5: Selección de Equipos.

Tras un pormenorizado estudio de los distintos equipos existentes en el mercado para la implantación del esquema de regulación presentado en la figura 15, se han seleccionado los siguientes equipos:

Reguladores de reactiva

Modelo: Lovato DCRJ12

Tensión de medida: Trifásica 100V a 690 V

Intensidad de medida: 5 A (salida transformadores intensidad clase 0,2s)

Rango Factor potencia: 0.8 ind a 0.8 cap

Comunicación: RS485

Control Remoto: Tiempo real

Entrada alarmas locales: Sí

Relés de salida: 12

Potencia reactiva escalones: Configurable

Método medición: True RMS

Analizadores de redes:

Modelo: Círculo CVMK-4C-ITF

Clase precisión transformadores de tensión: 0,5

Clase precisión transformadores de intensidad: 0,2S

Clase precisión contador de energía activa: 0,5S

Clase precisión contador de energía reactiva: 1

Sistema de medida. 4 hilos, 4 cuadrantes

CPU Locales

Industrial Intel ATOM

Carcasa Metálica, ITX

Procesador Intel Atom 230

RAM 2 Gb, DDR2, PC5300

HD SATA300, 160Gb, 2.5"

F.A. 12V, autoajustable

S.O. Windows XP Pro SP2

CPU central

CPU Industrial Intel

Carcasa Rack, 4U

Procesador Intel Core 2 Duo E7400

RAM, 4 Gb, DDR2, PC5300

HD1, SATA300, 160 Gb, 3.5"

HD2, SATA300, 250 Gb, 3.5"

S.O. Windows XP Pro, SP2

Fase 6: Diseño e Implantación de la Red Comunicaciones.

La línea de comunicación por fibra óptica del parque está compuesta por dos cables de 24 fibras, uno para cada línea del parque. Cada tecnología de aerogeneradores utiliza dos o cuatro fibras dependiendo de la tecnología, para la comunicación con su Scada correspondiente.

Los equipos instalados por Sotavento para la gestión de reactiva ocupan seis fibras por línea para la transmisión de datos entre CPUs. Se utiliza una topología en anillo Token Ring que utiliza para ello seis fibras por cada línea; cuatro para dos anillos de comunicación, y dos fibras de reserva. De este modo configuraremos una red de comunicación segura y estable, que no dejará de funcionar ante eventuales fallos en equipos o en las propias fibras.

La ventaja de la topología en anillo radica en que la distribución física de las fibras conforma un anillo y por lo tanto entre el origen y el destino siempre hay dos posibles caminos, por lo que en el caso de que un equipo de la red de comunicación deje de operar o de que una fibra se dañe, la información podrá alcanzar su destino sin necesidad de pasar por el punto dañado.

La nueva topología utiliza 2 anillos por cada línea del parque, interconectados entre sí y con la sala de control mediante un switch Ethernet. Además se han reservado dos fibras de reserva adicionales con las que se podría conectar toda una nueva línea de comunicación en caso de fallo total del sistema. Se trata pues de una red de comunicación extremadamente blindada.

La topología en anillo necesita la implementación de unos equipos capaces de trabajar con esta configuración. Tras analizar diferentes opciones existentes en el mercado se han seleccionado los equipos Advantech "Switch EKI-7554 S-MI" que presentan las siguientes características destacables:

- En el caso de que una fibra de un anillo se rompa o sea desconectada por accidente, el sistema es capaz de detectar esta anomalía y restablece automáticamente la conexión por el camino inverso en menos de 300 milisegundos. Una vez solventado el fallo el sistema automáticamente retorna al modo a de operación inicial.
- Los equipos tienen la posibilidad de configurar dos anillos paralelamente, de este modo aún teniendo un doble fallo en un anillo que impidiese la comunicación totalmente con los equipos que quedan aislados entre los dos puntos dañados, el sistema recurriría inmediatamente a la comunicación a través del segundo anillo. Del mismo modo que antes una vez solventado el fallo el sistema automáticamente retornará al modo de operación inicial.
- Posee 6 puertos Ethernet para conexión de equipos mediante esta vía.
- Permite implantar filtros de acceso a la red desde el aerogenerador.
- Permite logear e informar de alertas de funcionamiento en el equipo.
- Permite alimentación redundante.

Fase 7: Testeo del Sistema

Actualmente el sistema se encuentra funcionando en el parque de Sotavento, los resultados obtenidos están siendo altamente satisfactorios. A modo de ejemplo se muestran representados a continuación los resultados del mes de Noviembre del 2009.

	Valores	% Valores	Energía kWh	% Energía	Kr %	Kr.max
Total Períodos	720		5.578.160		5,93%	5,96%
Punta	120	17%	918.306	16%	7,96%	8,00%
Valle	240	33%	1.810.915	32%	7,96%	8,00%
Llano	360	50%	2.848.938	51%	3,99%	4,00%

Tabla 6: Resultados obtenidos con el sistema operando durante el mes de noviembre.

En la anterior tabla observamos en el primer recuadro la distribución de los valores horarios tomados durante el mes de Noviembre, esta distribución de valores responde a que cada día consta de 12 horas llano, 8 horas valle y 4 horas punta, y por lo tanto a lo largo del mes tendremos 120 valores en horas punta, 240 en horas valle y 360 en horas llano. El siguiente recuadro muestra la energía total y la producida en cada periodo. El tercer recuadro muestra el Kr logrado lo largo del mes para cada periodo. El último recuadro indica el Kr máximo para cada periodo así como el Kr máximo total, este último dependerá no sólo de la distribución de los valores en cuyo caso sería $Kr_{m\acute{a}x} = 6\%$, sino también de la energía producida en cada periodo, concretamente en el mes mostrado las horas llano (con menor bonificación) tienen un peso energético mayor (51% de la energía) y por ello el Kr.max baja ligeramente.

De todos modos en la tabla anterior se observa que el sistema no logra obtener un Kr igual al máximo, este mes en particular obtuvimos un Kr 0,03% por debajo del máximo. Esto es debido a que, como se observa en la siguiente gráfica, una pequeña parte de la energía generada (13.782kWh) se vierte a red con un factor de potencia incorrecto, el resultado es una penalización del 4%. Aunque económicamente este desvío es prácticamente despreciable, pues la proporción de energía penalizada es siempre mínima, se está trabajando en la actualidad en detectar y caracterizar cuáles son los momentos en los que se produce este hecho para poder así depurarlos.

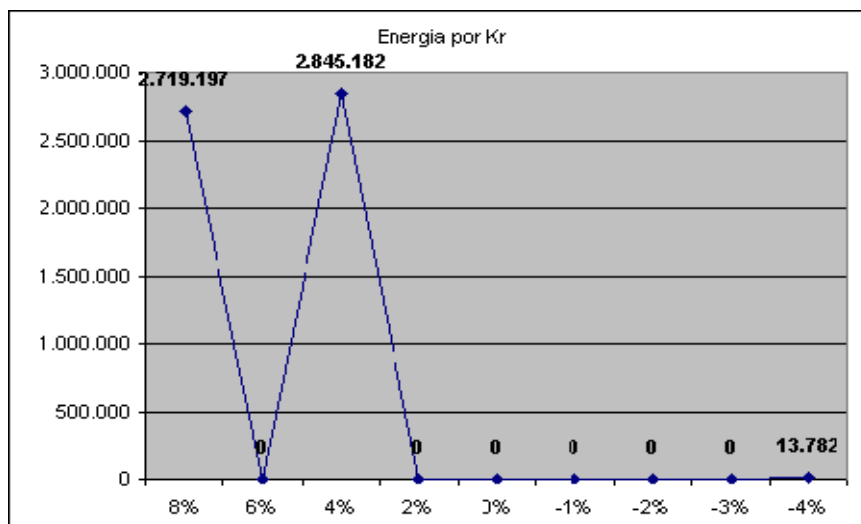


Fig 17: Energía generada (kWh) frente a bonificación obtenida (%kr).