

CENTRAL
HIDROELÉCTRICA
REVERSIBLE

INTRODUCCIÓN

1. <u>LAS ISLAS COMO SISTEMAS AISLADOS.</u>	4
2. <u>FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE GRAN CANARIA</u>	5
3. <u>INCLUSIÓN DE UNA CENTRAL DE BOMBEO EN EL SISTEMA DE GRAN CANARIA</u>	10
3.1. GENERALIDADES	10
3.2. INTRODUCCIÓN DE UNA CENTRAL DE GENERACIÓN HIDRÁULICA	11
3.3. POSIBILIDAD DE EMPLEO DE LOS EMBALSES DE CHIRA Y SORIA	14
4. <u>ASPECTOS TÉCNICOS DEL PROYECTO</u>	14
4.1. REPERCUSIÓN SOBRE LA RED ELÉCTRICA INSULAR	14
4.2. INFLUENCIA DE LA CENTRAL REVERSIBLE SOBRE LA GENERACIÓN EÓLICA	17
4.3. PLANTA DESALADORA	20
4.4. MEJORA DE LA REGULACIÓN HIDRAULICA EN EL BARRANCO DE ARGUINEGUÍN	20
5. <u>ASPECTOS ECONÓMICOS</u>	20
5.1. SUSTITUCIÓN DE GENERACIÓN TÉRMICA CONVENCIONAL POR GENERACIÓN HIDRÁULICA.	20
5.2. PRECIO DE LA ENERGIA EN GRAN CANARIA	22
5.3. ESTABLECIMIENTO DE UN CANON AL EXPLOTADOR	25
5.4. COSTE DE LA CENTRAL	26
6. <u>ESTUDIO ECONÓMICO-FINANCIERO DE LA CENTRAL</u>	27

INTRODUCCIÓN

Se desarrolla en el presente informe los aspectos más relevantes acerca de la construcción y explotación de una central eléctrica reversible que aprovecharía los embalses de Chira y Soria en el sur de la isla, que son propiedad del Cabildo de Gran Canaria y se destinan a la regulación para riego de las escorrentías intermitentes de los barrancos de Chira y Arguineguín. Como complemento a la central hidroeléctrica reversible es necesaria la construcción de una planta desaladora a construir en Arguineguín, dimensionada para producir entre 4 y 5 hm³/año, con la doble finalidad de garantizar la reserva mínima para el correcto funcionamiento del embalse y de producir el agua necesaria en esta zona.

Recientemente se ha publicado el Reglamento de Generación Eléctrica en Canarias y el Plan Energético de las islas, que permiten abordar esta nueva instalación eléctrica sobre un marco más definido.

El Cabildo propone al “Sistema Eléctrico” la construcción de este salto reversible, que sería la primera central hidroeléctrica de la isla, y estudia actualmente los términos de su implantación dentro de los objetivos de la Reserva de la Biosfera.

1. LAS ISLAS COMO SISTEMAS AISLADOS.

Los sistemas insulares presentan unas características especiales en cuanto a su funcionamiento independiente de cualquier apoyo exterior, con las limitaciones propias de un sistema que trabaja con márgenes de reserva mayores (el fallo de un grupo es siempre posible), y con unos márgenes de regulación superiores a los que se pueden dar en un sistema que trabaja en "pool", donde el apoyo exterior significa una disminución de los efectos del fallo de un grupo generador o una demanda, y su influencia en el comportamiento de los parámetros de tensión y frecuencia, bases de la regulación del sistema, es menor.

Por otro lado los sistemas insulares, por su propia concepción, presentan mayores problemas de estabilidad que los sistemas mayores, ya que su generación está generalmente constituida por grupos de baja inercia, grupos diesel y centrales de gas, en ciclo abierto o combinado, lo que hace que la inestabilidad del sistema frente a perturbaciones sea mayor que en sistema con generación constituida por grupos de mayor inercia, como las grandes centrales nucleares o grandes grupos de carbón o fuel.

Otra característica de los sistemas insulares suele ser el bajo mallado de su red de transporte, normalmente constituida por sistemas de media tensión que, condicionados por las bajas demandas, hacen que la red presente unas condiciones de trabajo menos adecuadas a casos de emergencia o de fallo local, al no estar preparados para cubrir cualquier fallo de un elemento del sistema, condición N-1, sin sufrir sobrecargas en los que restan en servicio, lo que normalmente obliga a la realización de planes de deslastre de consumidores, con el fin de poder mantener de forma eficiente el equilibrio entre la generación y la demanda.

En definitiva el problema de los sistemas insulares deriva en una menor calidad de servicio, con unos costes mucho más elevados, que los que se producen en sistemas de gran dimensión, como el peninsular español.

En el caso concreto de los sistemas insulares canarios, estas peculiaridades han llevado a establecer un mecanismo de despacho de generación diferente del que se lleva a cabo en la península, tal como se recoge en el R.D. 1747/2003 de 19 de diciembre, por el que se regulan los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares. Mientras que en la Península existe un mercado libre con oferta y demanda con varios generadores, en Canarias se ha implantado un método de asignación efectivo de la generación, basado en la minimización de los costes variables de los grupos programados.

Para realizar esta asignación de la generación, el Operador del Sistema, Red Eléctrica, establece, para cada hora, qué grupos deben funcionar y qué potencia deben suministrar. Inicialmente se parte de una orden de mérito económico que contempla dos aspectos: que se satisfaga la demanda total del sistema eléctrico y que se haga al menor coste posible. Posteriormente, se somete dicha solución a un estudio de restricciones técnicas que, además de las dos variables anteriores, tiene en cuenta la distribución eléctrica de los grupos de generación en el sistema eléctrico de potencia.

La resolución de restricciones técnicas da la solución técnica que cumple con los requisitos de eficiencia económica, seguridad y calidad del suministro eléctrico.

2. FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE GRAN CANARIA

Cuanto menor es el sistema aislado, más problemas pueden aparecer desde el punto de funcionamiento del sistema eléctrico, puesto que es más difícil mantener el equilibrio generación – consumo, dentro de los márgenes aceptables para el sistema, esto es mantenimiento de la frecuencia y la tensión dentro de los parámetros adecuados para el correcto funcionamiento de los equipos y servicios que utilizan el sistema eléctrico para su funcionamiento.

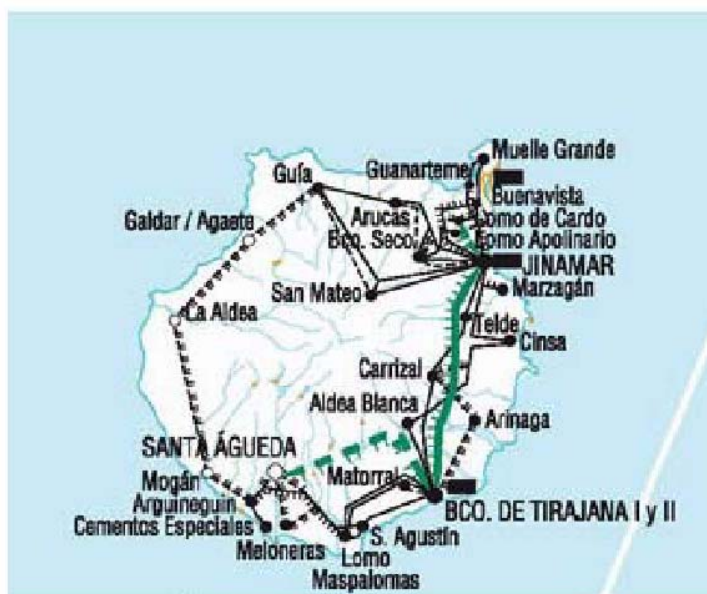
El sistema de Gran Canaria está constituido por grupos de generación concentrados en dos grandes centrales, Jinámar y Barranco de Tirajana, con las siguientes características:

Subestación	Grupo	Potencia MVA	
Barranco Tirajana Gran Canaria	Gas I	37,50	
	Gas II	37,50	
	Vapor I	80,00	
	Vapor II	80,00	
	Vapor III	75,10	
	Gas III	75,50	
	Gas V	75,50	
	TOTAL		461,10
Jinámar Gran Canaria	Vapor I	33,15	
	Vapor II	40,00	
	Vapor III	40,00	
	Vapor IV	60,00	
	Vapor V	60,00	
	Diesel I	12,00	
	Diesel II	12,00	
	Diesel III	12,00	
	Diesel IV	24,00	
	Diesel V	24,00	
	Gas I	23,45	
	Gas II	37,50	
	Gas III	37,50	
	TOTAL		415,60

Existe una pequeña generación al norte, Guanarteme, que no se considera por ser grupos de cogeneración, que no influyen de manera apreciable en el sistema, siendo unos grupos, como los eólicos, que se utilizan más como elementos de reducción de demanda, “negawattios”, que elementos propios de generación, con sus características de reserva de potencia y capacidad de regulación de la red. Actualmente hay instalados unos 80 MW de generación eólica, fundamentalmente al oriente de la isla.

La demanda del sistema se encuentra en un valor punta próximo a 600 MVA, y un valor valle próximo a los 325 MVA.

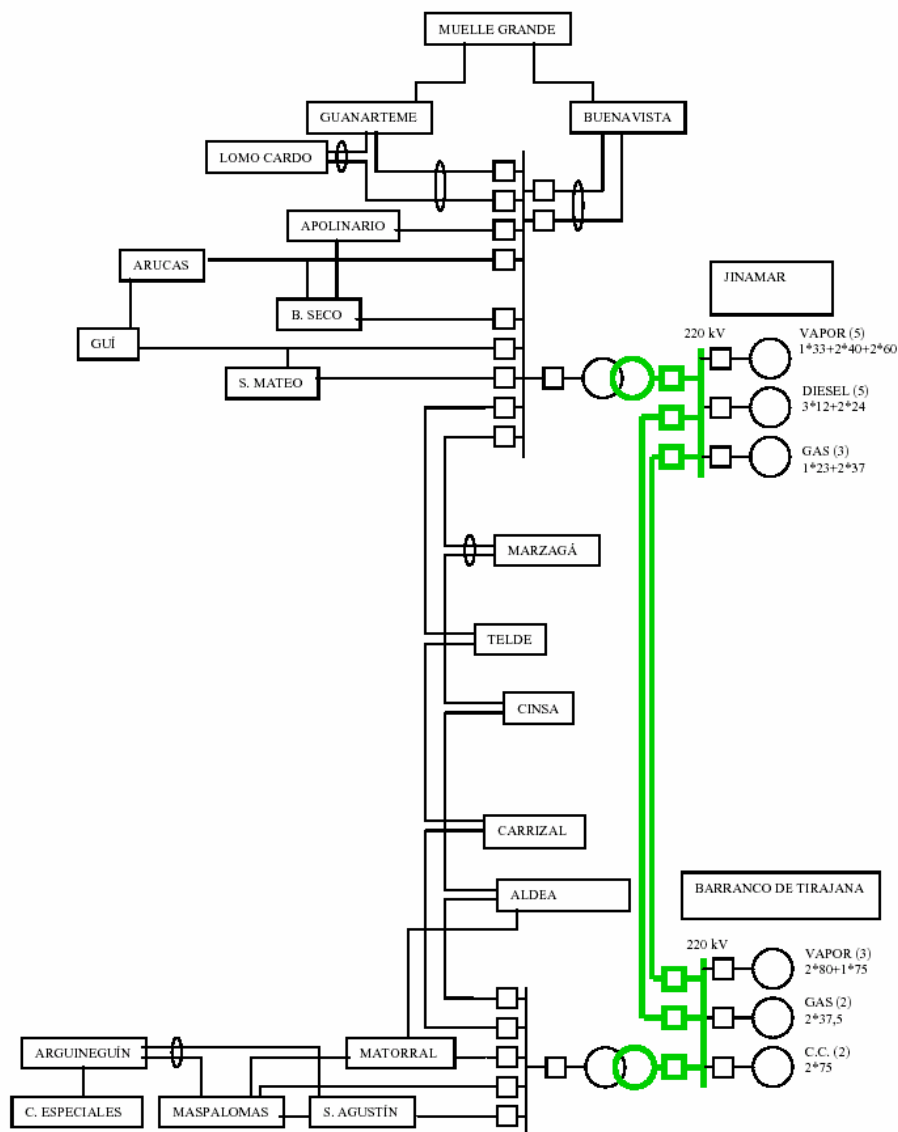
El sistema de transporte actual y previsto, de acuerdo con la información publicada por Red Eléctrica, se representa en el plano siguiente:



Como se ve la red se limita a prácticamente una doble alimentación a los grandes centros de consumo de la isla a partir de las centrales enclavadas en la costa oriental de la misma, al norte y sur, lo que hace al sistema sensible al fallo de un elemento de red y con pocas posibilidades de soportarlo, es decir: incluso en operación normal, cumplir el criterio N-1 es difícil. Es conveniente indicar que este criterio general de diseño de un sistema no es un capricho técnico, sino que busca mantener el servicio en las mejores condiciones de seguridad y calidad posibles. La contrapartida del mismo es el incremento del coste y del número de instalaciones, es decir, si todo el sistema debe estar previsto para que el fallo de un elemento no afecte al funcionamiento, esto exige un sobredimensionamiento de otros elementos y muy posiblemente la construcción de elementos nuevos que no serían estrictamente necesarios si sólo considerásemos la demanda exigida por el consumo.

Al ser la red poco mallasada y por tanto las impedancias de unión entre los elementos del conjunto ser elevadas, la estabilidad del sistema es reducida, lo que aumenta los problemas de la red para mantener sus condiciones de trabajo estables en momentos de defecto o pérdida de alguno de sus elementos, generación o transporte.

Con el fin de hacernos una idea del sistema eléctrico de la isla, se adjunta el esquema unifilar simplificado de la misma, donde podemos observar las condiciones del mismo y analizar su problemática desde el punto de vista de estabilidad y mejora de condiciones por inclusión de nueva generación.



ESQUEMA BÁSICO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE GRAN CANARIA

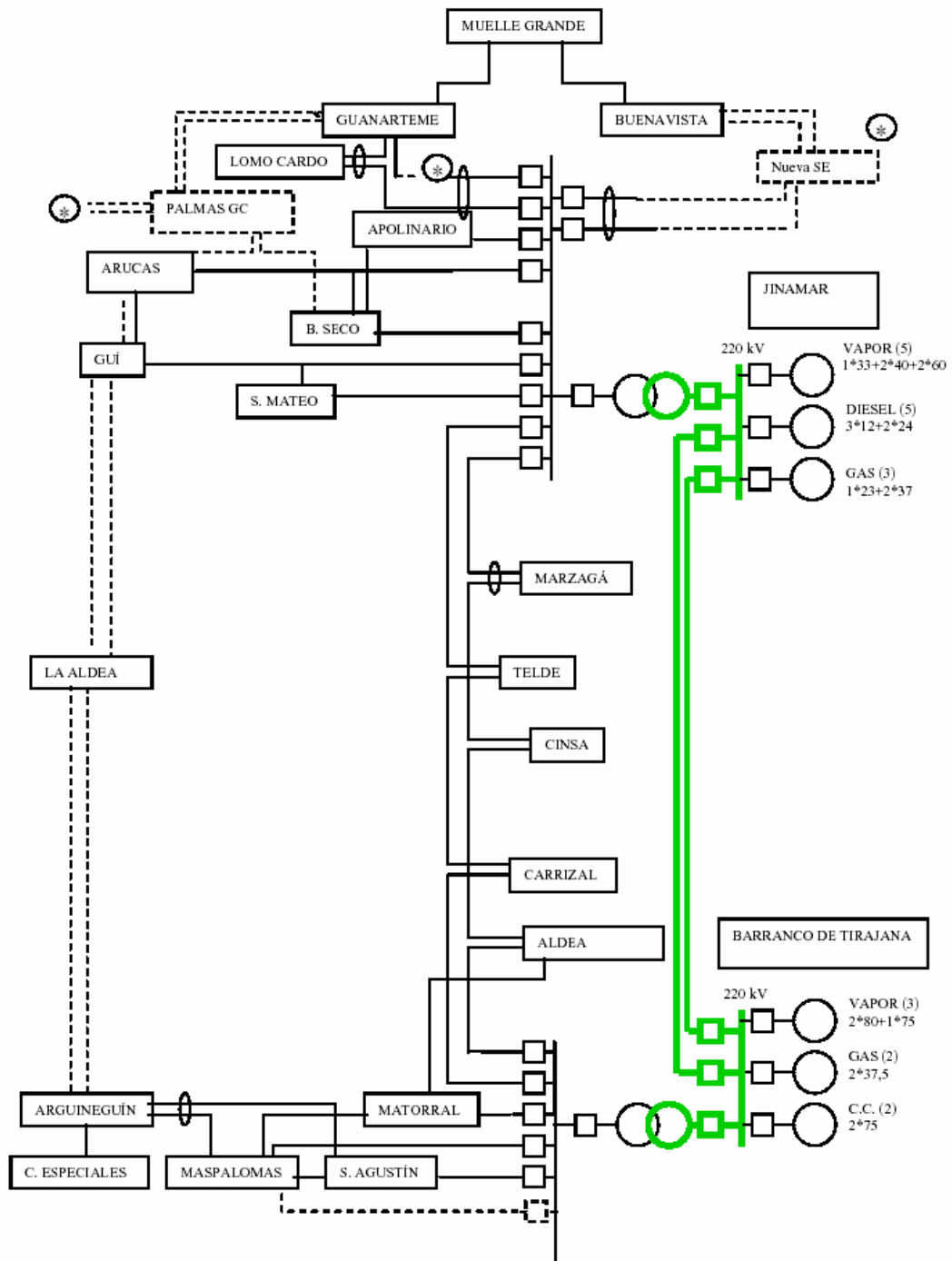
Desde un punto de vista descriptivo, las dos centrales están unidas por dos líneas de 220 kV con el fin de apoyar una central con la otra, y tener dos nudos “fuertes” en el sistema.

La alimentación a los centros de distribución principales, tal y como se indican en el esquema, se realiza en su mayoría por medio de dobles líneas de 66 kV, en alimentaciones de anillo, con el fin de poder mantener una doble alimentación a cada uno de los puntos principales de la red.

Esta solución, que es aceptable desde el punto de vista industrial y de distribución, tiene inconvenientes desde el punto de vista del transporte, al no mallar realmente la red, ya que aparecen en una unión más de dos o tres cortes de línea, para entrar y salir en las subestaciones, lo que hace que en caso de defecto de una de las líneas, sea necesario alimentar por caminos alternativos, con grandes impedancias y caídas de tensión, que ponen en riesgo el sistema, haciéndolo trabajar en un estado de alerta permanente.

Con independencia de la nueva generación, distribuida en otros puntos de la red, sería conveniente aumentar el mallado de la red de transporte de la isla, con el fin de mejorar las prestaciones del sistema con un mayor grado de fiabilidad de la misma.

De acuerdo con el documento de Planificación actualizado por el Ministerio de Industria en Abril del 2006, se indica en el plano siguiente, para el horizonte 2010, la propuesta de ampliación de la red de transporte que, con las salvedades que existan por limitaciones de autorizaciones y medio ambiente, mejoraría las condiciones actuales de transporte en la isla.



ESQUEMA BÁSICO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE GRAN CANARIA

* Conexión entre subestaciones no representada

A la vista de la configuración de generación, cargas y red, actual y prevista, realmente sería ventajoso incluir en el sistema nuevos puntos de generación, que consiguieran una mejor distribución de la energía y que permitieran reducir la sollicitación sobre las líneas principales al existir la posibilidad de diversificar la generación por caminos alternativos, en caso de fallo de un elemento del sistema.

3. INCLUSIÓN DE UNA CENTRAL DE BOMBEO EN EL SISTEMA DE GRAN CANARIA

3.1. GENERALIDADES

Desde un punto de vista de análisis de la estabilidad en un sistema aislado, un criterio usual es partir de las condiciones normales de operación y comprobar el comportamiento del sistema cuando se produce el disparo del mayor grupo rodante.

En principio se propone encontrar la reserva primaria suficiente para evitar la pérdida del sistema eléctrico, en la hipótesis de no existencia de los relés de deslastre de carga por baja frecuencia, ya que, en teoría, se podrían evitar los deslastres de carga por subfrecuencia si, tras una pérdida de generación, en el punto de desvío dinámico máximo de la frecuencia no se baja de 48 Hz. No obstante, en la realidad, los deslastres de cargas se dan a partir de frecuencias inferiores a 49 Hz. Los relés de mínima frecuencia de los generadores suelen estar ajustados en valores de 47,5 Hz o menores.

Este criterio de reserva es general. Normalmente, a no ser que existan grupos muy grandes con relación a la demanda, con un nivel de reserva rodante igual a la potencia del mayor generador del sistema se cubren las necesidades de regulación primaria y secundaria, tanto en punta como en valle, sin necesidad de recurrir al deslastre de cargas por frecuencia.

Las necesidades de reserva rodante (primaria + secundaria) podrían ser menores bajo la asunción de peores niveles de calidad de servicio, puesto que se utilizarían más deslastres de cargas como herramienta restituyente de los desequilibrios generación-demanda. Hay que tener en cuenta, en este caso, la necesidad de reponer no sólo la frecuencia sino el servicio en tiempos reducidos tras un evento que produzca un desequilibrio importante, lo que exigiría, en todo caso, la adopción de una reserva rodante que cubra al menos el mayor generador de cada sistema.

A partir de aquí se comprueba la capacidad del sistema para mantener el sincronismo, si tiene la reserva de potencia necesaria para cumplir con los criterios de estabilidad establecidos.

En cualquier caso, el valor de establecimiento final de la frecuencia resultará en un valor inferior a la frecuencia nominal, ya que este desvío final es inherente al esquema de control utilizado por los reguladores de velocidad para la regulación primaria. Este desvío se recupera con el control secundario.

El desvío dinámico máximo de la frecuencia será menor si:

- Se aumenta la inercia rodante del sistema.
- Se disminuye el estatismo (proporción en la que las máquinas rodantes responden al cambio de equilibrio demanda-generación)
- Se aumenta la reserva primaria.
- Se aumenta la velocidad de respuesta de los reguladores de velocidad, que son los elementos del primer control que regula el cambio de potencia generada en respuesta a un cambio de frecuencia

En el caso de Gran Canaria el grupo de mayor potencia es de 80 MW, con lo que se analiza el disparo de este grupo y se comprueba cual es la reserva mínima necesaria para restablecer el sincronismo sin perder las condiciones estables de operación. La potencia base se debe dar con los grupos de vapor, y la potencia de regulación y punta, con turbinas de ciclo combinado y vapor. En condiciones de valle, aunque queda reserva disponible con los grupos de vapor, se considera adecuado que la regulación primaria quede cubierta en parte por los grupos de gas, o los ciclos combinados, al no tener los grupos de vapor capacidad de respuesta suficiente, tiempos de respuesta y limitación de toma de carga (pendientes de subida de carga), para cubrir la regulación primaria del sistema.

El problema que esto presenta es sin duda el excesivo coste que supone esta reserva para el funcionamiento del sistema de Gran Canaria: en teoría habría un 13% de reserva rodante sobre el valor máximo de generación, y el 22,5% en condiciones de valle, lo que supone que esa energía debe cargarse sobre grupos que funcionan a un valor de rendimiento bajo respecto a sus condiciones de trabajo nominales. Esto es, en lugar de trabajar al 100% de su potencia nominal, valor para el que los grupos tienen su máximo rendimiento, habrá grupos que trabajen al 70% – 80%, con el fin de sumar en esos márgenes los 80 MW del grupo mayor.

En conclusión, o bien deslastramos el sistema, con lo que se baja la calidad de servicio, o mantenemos el sistema en funcionamiento con reserva suficiente para que el mayor fallo de generación no cause desequilibrios que al final obliguen de todas formas a deslastrar el sistema o incluso puedan provocar un cero (black out).

3.2. INTRODUCCIÓN DE UNA CENTRAL DE GENERACIÓN HIDRÁULICA

Una de las posibilidades para mejorar la regulación del sistema es incluir en el mismo grupos de generación con gran capacidad de respuesta, que permitan una mejor regulación primaria, secundaria y terciaria, además de tener capacidad de responder en tiempos cortos, caso de haber sido necesario realizar deslats, a los problemas causados por el deslats de los consumidores, de forma que se consigue por un lado una mejora en los tiempos de respuesta de la regulación, y por otro una mejora en la calidad de servicio a los usuarios.

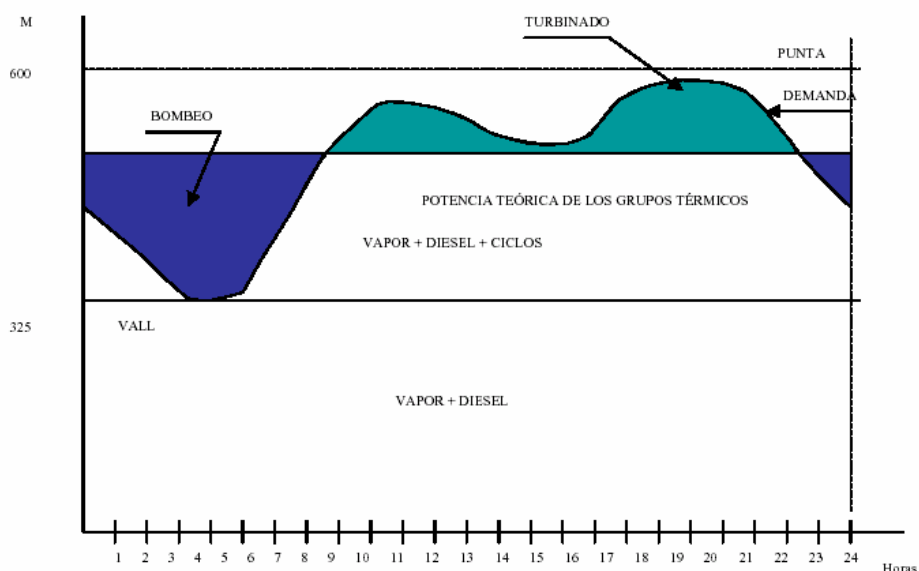
Desde este punto de vista, la inclusión de centrales hidráulicas en el sistema favorece de forma importante la capacidad de regulación en el mismo, con un precio que en su caso supone un precio de sustitución, al considerarse el agua de turbinación a precio cero.

En el caso de que la central sea de bombeo, ofrece además la ventaja de permitir aplanar la curva de demanda haciendo desaparecer los puntos de valle, aprovechando esta cualidad para bombear agua desde el vaso bajo al alto en momentos de poca demanda, haciéndolo además con una energía que en esos momentos debe ser más barata, y permitiendo generar con ese agua en punta, con lo que se elimina la generación necesaria para dar esas puntas con máquinas trabajando en condiciones poco adecuadas o de alto coste.

En un caso teórico se podría dar el caso de que los grupos que trabajan en base no tuvieran que modificar su generación, que sería constante en el tiempo, lo que mejora las condiciones de trabajo de esos grupos, ya que podrían trabajar en su óptimo de rendimiento, y en definitiva se alargaría la vida de las instalaciones de generación, al no estar sometidos a cambios de régimen en funcionamiento normal.

En casos de emergencia, ante el disparo de un grupo de valle, la respuesta de un grupo hidráulico es mejor que la de un grupo térmico, con lo que se mejora la estabilidad del sistema, además de que en caso de ser necesario arrancar grupos para reponer el sistema, los grupos hidráulicos presentan mejores condiciones que los térmicos, de cualquier tipo, que tienen tiempos de arranque condicionados a remanencias térmicas y por tanto son más lentos de reponer o arrancar.

En el esquema siguiente se da una representación del funcionamiento teórico de un grupo de bombeo y su aprovechamiento.

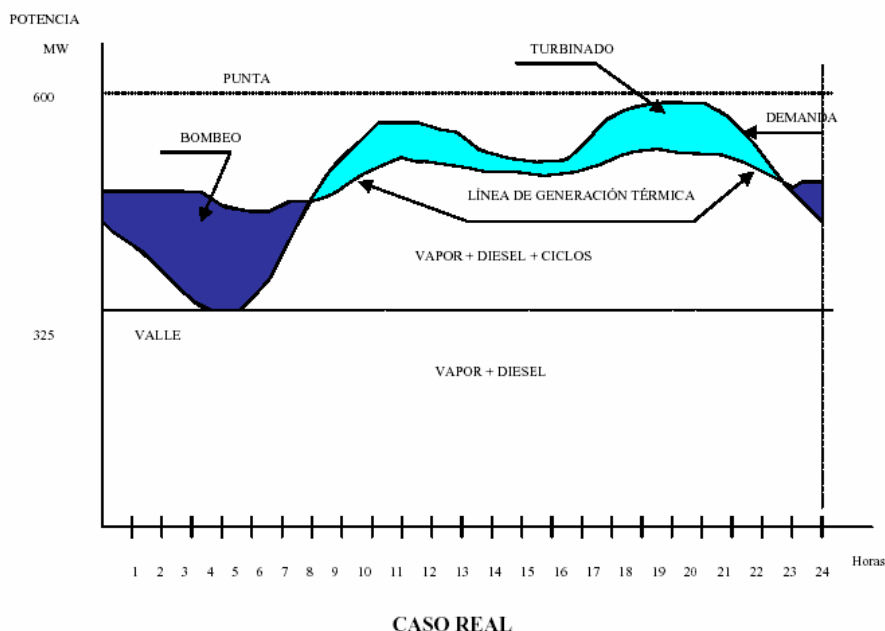


CASO TEÓRICO

El caso real es más complejo: normalmente no coinciden los valores de bombeo y turbinado

con los necesarios para cubrir los valles y dar las demandas de punta, pero se consigue reducir la necesidad de grupos térmicos, y eliminar los grupos para trabajo en punta, aprovechando las ventajas de acumulación de energía en el bombeo, su menor coste y la mejora de la regulación de los grupos térmicos, y por tanto aprovechar las ventajas enumeradas anteriormente.

En la figura siguiente se hace una representación teórica de un caso más real, donde los grupos térmicos tienen que regular, pero lo hacen en menor proporción que si tuvieran que hacer ellos solos el trabajo, por lo que se obtienen ventajas de estabilidad, coste y vida útil de las instalaciones.



Tal y como se ha representado, la curva de trabajo no es totalmente plana, pero se aplanan lo suficiente como para que los grupos con menos capacidad de regulación no tengan que hacerlo, o en todo caso que regulen con menores pendientes, lo que mejora sus parámetros de funcionamiento.

Destacamos, no obstante, que desde el punto de vista del sistema eléctrico, la inclusión de una central de estas características ofrece indudables ventajas para la calidad del servicio y la regulación del sistema, por su rapidez, capacidad y coste, además de las posibles ventajas desde el punto de vista medio ambiental, ya que las centrales hidráulicas no están consideradas como elementos contaminantes, al no haber emisión de gases que sí se producen en centrales térmicas de cualquier tipo, ofreciendo además ventajas sobre otro tipo de instalaciones "ecológicas", como las centrales eólicas, por su capacidad de regulación, su posibilidad de generar activa y reactiva, soportar los huecos de tensión, y además ser controlables.

3.3. POSIBILIDAD DE EMPLEO DE LOS EMBALSES DE CHIRA Y SORIA

El apéndice recoge las características principales de las presas y embalses involucrados en la actuación. Los embalses se destinan exclusivamente a la regulación para riegos, siendo sus capacidades útiles de 5,8 y 32,3 hm³ respectivamente. La demanda atendida en promedio es de 0,26 hm³/año desde Chira y 1,16 hm³/año desde Soria. Aunque las aportaciones a ambos son pequeñas, se estima que sobrepasarán en conjunto los 4,5 hm³ anuales, en una hipótesis conservadora, que serían totalmente reguladas por ambos embalses (salvo pérdidas por evaporación) dado el tamaño del conducto previsto (caudal máximo en turbinación de 60 m³/s, de modo que en un día se podrían trasvasar hasta 5,2 hm³).

Por tanto se opina que la propuesta puede desarrollarse sin afectar los actuales usos de los embalses que, de hecho, podrían mejorar su eficiencia reguladora.

Deberán corregirse las pérdidas por filtración en Soria, significativas. Las pérdidas por evaporación serán importantes (se estiman en más de 2.000 mm/año) y deberá confirmarse con un estudio climático adecuado su influencia sobre la disponibilidad del volumen precisado por el salto.

4. ASPECTOS TÉCNICOS DEL PROYECTO

4.1. REPERCUSIÓN SOBRE LA RED ELÉCTRICA INSULAR

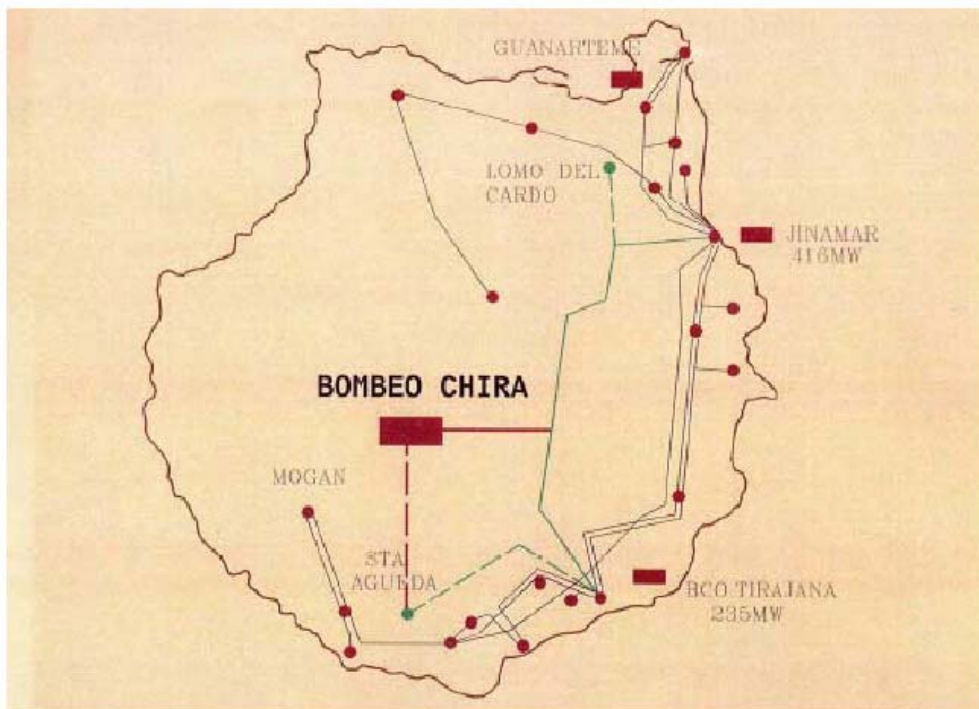
Como se ha indicado anteriormente, la inclusión en un sistema de producción de energía de centrales hidráulicas ofrece una serie de ventajas que, en el caso de las centrales de bombeo, vienen mejoradas por la capacidad del aprovechamiento del agua para su uso en los momentos que se consideren adecuados para las necesidades del sistema, y del aprovechamiento del almacenamiento del agua como reserva potencial de una energía eléctrica que es casi imposible de almacenar de otra forma.

Una desventaja del sistema es lo que se refiere al consumo energético para ese almacenamiento, ya que la elevación del agua requiere más energía que la que se produce con su turbinado, aunque se tiene la ventaja, ya indicada, de hacer trabajar a los grupos térmicos en mejores condiciones de rendimiento, con el alargamiento de vida que eso supone, además de permitir una mejor regulación del sistema.

Por otro lado la construcción de centrales de este tipo, sobre todo cuando los embalses existen, supone realizar una obra energética donde el impacto ambiental es mínimo, además de sustituir a otras fuentes más contaminantes, ya que cualquier otra forma de "energía de calidad" exige la combustión de fuentes de energía primaria y por lo tanto emisión de gases contaminantes en más o menos medida.

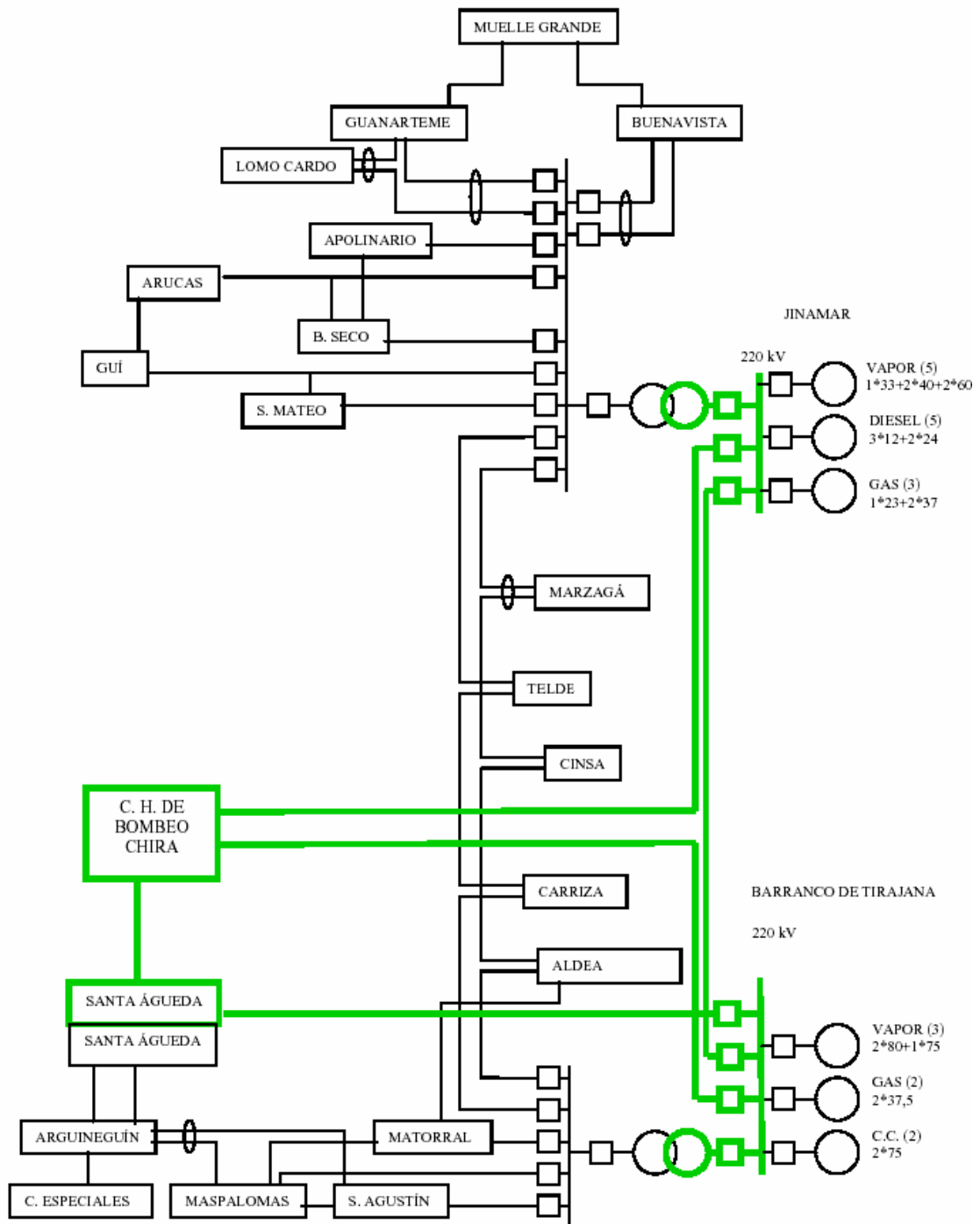
Desde el punto de vista de desarrollo, cuando es necesaria la inclusión de más elementos de generación, porque el crecimiento de la demanda aumente por necesidades industriales, comerciales o de servicios y doméstico, este tipo de central ofrece ventajas sobre otras por su sostenibilidad y mejora en las condiciones de explotación del sistema.

De todas formas hay que tener en cuenta la necesidad de realizar los elementos de conexión a la red, líneas y subestaciones, desde la instalación hasta los puntos de acometida más adecuados de la red actual, lo que supone un impacto visual, prácticamente el único que origina una línea aérea, que debe ser asumido por la comunidad.



En el caso que nos ocupa, sería necesaria una conexión con la prevista subestación de Santa Águeda, la subestación más próxima hacia el sur, y una unión con los centros de generación actuales, bien directo con cada uno de ellos, bien a través de una subestación intermedia situada en el centro de la unión entre las actuales centrales de Jinámar y Barranco de Tirajana, o bien por la realización de una nueva conexión entre los tres centros de generación.

En el plano que damos a continuación se hace una representación esquemática de cómo quedaría la red de 220 kV en la isla, con la propuesta anterior. No se han representado las modificaciones ya previstas en la Planificación.



MEMORIA

4.2. INFLUENCIA DE LA CENTRAL REVERSIBLE SOBRE LA GENERACIÓN EÓLICA

Un aspecto importante a comentar es la incidencia de un grupo hidráulico en un sistema con un porcentaje elevado de generación de origen eólico, y con previsiones de mayor instalación.

Como se ha indicado anteriormente, la generación en este sistema insular se despacha siguiendo un orden de coste que luego se corrige con las restricciones técnicas. La energía de origen eólico, como régimen especial renovable, tiene preferencia de entrada sobre otras tecnologías, por lo que podemos decir que “desplaza” o sustituye a las plantas de generación convencional.

Esta sustitución, en lo que se refiere al funcionamiento del sistema, tiene un inconveniente. El sistema eléctrico precisa, para su funcionamiento en condiciones de seguridad, además de la potencia activa generada por las plantas (MW), disponer de una serie de servicios complementarios, como son la reserva rodante, repetidamente comentada en este informe, o el control de tensiones, que se realiza mediante la generación o absorción de potencia reactiva. Las plantas convencionales, tanto térmicas como hidráulicas, son capaces ambas de proporcionar estos servicios complementarios, como hemos visto con mejor capacidad de respuesta las segundas; sin embargo los parques eólicos no pueden darlos, o no totalmente, y tienen además un comportamiento menos estable ante las perturbaciones que suceden en la red. Esto es debido en parte a su propia naturaleza (son generadores asíncronos, diseñados en origen básicamente para aportar energía activa al sistema al que se conectan), y en parte por no haberse adaptado a los requerimientos técnicos que el Sistema necesita. Es por ello que esta sustitución de energía convencional por energía eólica puede darse hasta un cierto porcentaje, estando el límite en el valor que los análisis determinen, porque el Sistema puede tener un fallo de estabilidad o quedar en riesgo de no poder sostener un perfil de tensiones adecuado.

Sin embargo, hay un aspecto positivo al que queremos referirnos: la instalación de una planta de generación hidráulica puede considerarse como la “única” forma real de almacenar energía en cantidades significativas para el Sistema, con lo que en las horas en las que el bombeo tenga una proporción representativa de energía eólica, realmente se está almacenando la energía del viento, de forma que luego se puede aprovechar de forma síncrona, regulable y estable cuando la planta hidráulica turbinas el agua. Realmente, este proceso tendría un aprovechamiento máximo si los parques dispusieran de una conexión dedicada a la central hidráulica, en vez de conectarse a la red general, ya que no estarían sujetos a las restricciones técnicas del Sistema.

Un factor de aprovechamiento adicional, que habría que tener en cuenta en el diseño inicial de la central hidráulica, sería poder utilizar la planta como elemento de regulación de reactiva, especialmente como complemento de los parques eólicos que no dispongan de los elementos necesarios para poder efectuar la generación ó absorción de la misma, ya que se puede estudiar el funcionamiento de la planta hidráulica a muy bajas cargas activas, es decir, en modo “compensador síncrono”, con plena capacidad de control de tensiones, con poco aporte de agua. Esto incrementaría aún más las horas de funcionamiento previsible, y

podría dar lugar a contratos por la aportación de este servicio complementario con los propietarios de los parques.

Finalmente, podría ser interesante considerar la posibilidad de acuerdos económicos que contemplaran el servicio complementario de reserva primaria, proporcionado por la central hidráulica, ya que los parques eólicos no pueden darlo, al no haberse desarrollado hasta la fecha un mecanismo capaz de aprovechar la inercia mecánica de las palas; o incluso acuerdos de intercambio de reserva secundaria y terciaria, ya que los parques sí son capaces de desconectar rápidamente los aerogeneradores de forma individual, y reconectar en periodos de algunos minutos, pero regulan mal la potencia a subir, porque generalmente trabajan en condiciones de potencia máxima, según el viento.

De esta manera, podría presentarse al Operador del Sistema un funcionamiento conjunto más atractivo que el actual, en el que la generación eólica supone tener que adoptar precauciones especiales de explotación, haciendo por tanto la operación más compleja, y supondría un mejor aprovechamiento de la energía renovable, al mejorar el grado de asimilación de los parques eólicos al funcionamiento de las plantas convencionales.

Se ha comentado la posible ventaja que para la generación eólica supone la inclusión de centrales hidráulicas, desde el punto de vista de mejorar o contribuir a disminuir los problemas de consumo o producción de reactiva de la generación eólica, lo que supone una ventaja técnica considerable para la instalación de este tipo de generación, la eólica, que en estos momentos no cumple con las condiciones mínimas, estimadas necesarias, para un comportamiento adecuado de este tipo de centrales en sistemas sincronizados como los actuales.

Esto no significa que la inclusión de centrales hidráulicas pueda permitir aumentar la posibilidad de instalación de generación eólica en el sistema que nos ocupa, ya que esta instalación viene condicionada por la posibilidad de regulación y comportamiento del sistema ante los problemas que la generación eólica plantea en la explotación de los mismos.

En principio se acepta que puede existir en un sistema una generación eólica máxima de acuerdo a la capacidad de producción del sistema; en realidad debería ser de acuerdo a la demanda en cada momento, de tal forma que cualquier problema que pueda surgir por el funcionamiento de energía no controlable en el sistema, pueda ser resuelto con la generación convencional que funciona en ese mismo momento, con el fin de evitar disparos generalizados o eliminación, o descargo, del suministro a los usuarios.

Desde este punto de vista, la inclusión de centrales hidráulicas no tiene un efecto directo en la posibilidad de aumentar el peso de la generación eólica en el sistema, excepto en el aspecto de que un aumento de la demanda, cubierto por un aumento de la generación, permitiría aumentar proporcionalmente la energía eólica asumible por el sistema: esto es si admitimos un 20% de eólica en un sistema, siempre admitiremos ese 20%, sea cual sea el tamaño, a no ser que se cambien las condiciones de generación, el tipo de generadores eólicos o sus condiciones de operación, que permitan asumir mayor porcentaje de generación sobre la que se da en cada momento, sin poner en riesgo la estabilidad y seguridad del sistema.

Por lo tanto nos parece que no existe una relación automática entre un posible aumento de la proporción de generación eólica en el sistema y la inclusión de centrales de generación hidráulica, por el hecho de ser hidráulicas, en el sistema, en el caso de que la generación eólica vierta a la red general. **Un mayor aprovechamiento de eólica podría darse si existiera una red dedicada independiente del sistema, para usos específicos, como en nuestro caso podría ser el bombeo nocturno.**

Abundando sobre lo anterior, de acuerdo con la información del PECAN se prevé una demanda en Gran Canaria en 2015 de 4.873 GWh, con una estimación de punta de demanda de 899,26 MW. Eso supone un crecimiento medio del 4,2% sostenido desde el año 2004 en energía, y del 5,02% en punta de potencia.

El Decreto 32/2006 establece 411 MW en Gran Canaria como potencia instalada máxima para la generación eólica. Ahora bien, el artículo 23 de este Decreto, aunque no es el decreto técnico sino el administrativo, ya indica que **la producción quedará sometida a las condiciones de operación del sistema** ("Normas de conexión y desconexión de los parques eólicos"). Esto indica que en un momento determinado alguien debe tomar la decisión de cuáles son los eólicos que han de funcionar y cuáles han de quedar parados, y se supone que éste será el operador del sistema, que deberá tomar la decisión por seguridad del mismo, sobre quienes paran y quienes siguen, con lo que se pueden crear problemas con los promotores o dueños de los eólicos.

Tomar una referencia del 20% que se ha citado anteriormente es encajar el problema de las islas al nivel del sistema peninsular, según lo que se indicaba en el Plan de Transporte de Electricidad y Gas del 2001, donde se marcaban valores del estudio previo de la producción (generación efectiva) eólica admisible en el sistema eléctrico peninsular español dando una cifra máxima de 10.000 MW en situaciones punta y 3.000-5.000 MW en situaciones valle, por razones de estabilidad transitoria. El primer valor, referido a una demanda punta de 49.000 MW en 2011, representaba un porcentaje del 20%.

El último estudio emitido conjuntamente por REE y REN establece un nuevo límite en 16.000 MW de producción (en condiciones muy favorables, puesto que supone una adecuación del 100% de la generación eólica a nivel peninsular a los requisitos técnicos de no desconexión ante huecos de tensión, siendo el nivel actual de adecuación del 0%), lo que supone un porcentaje de casi el 30% respecto a 53.000 MW. El propio estudio advierte que con este nivel de eólica se sobrepasan otros condicionantes como el incidente de referencia admisible en la UCTE (3.000 MW), y que podrán existir limitaciones de producción que no se deban exclusivamente a las conclusiones del estudio de estabilidad transitoria.

En un sistema insular aislado, en el que la extensión de una falta puede afectar a la práctica totalidad del mismo y que sólo cuenta con sus propios recursos para recuperar la estabilidad, **el porcentaje admisible de generación eólica tiene necesariamente un límite más corto.** El valor señalado en este informe, un 20%, puede ser un límite máximo, probablemente ni siquiera admisible en todas las condiciones de operación.

4.3. PLANTA DESALADORA

El trasiego de agua semanal entre los embalses superior e inferior puede llegar a requerir un volumen máximo de este fluido, para el funcionamiento con seguridad de la central reversible, de entre 1,5 y 2 hm³ en cualquier momento del año. Dada la debilidad pluviométrica de la zona, la alta evaporación, y el consumo por los regantes del agua almacenada, se plantea la posibilidad de construir una desaladora en la desembocadura del Barranco de Arguineguín, destinada a garantizar el recurso necesario, con una capacidad de 14.000 m³/d, junto con una impulsión en dos escalones hasta la presa de Soria.

A pesar de que la central reversible no consume agua, podría favorecer la evaporación y por otro lado la ejecución de una infraestructura de esta magnitud requiere garantizar el funcionamiento del sistema frente a ciclos de sequía superiores a los de los últimos años.

Conviene destacar que los embalses en la isla, y concretamente estos de Chira y Soria, se destinan exclusivamente a la regulación para riego, ya que el agua de abastecimiento en la isla resulta de la desalación o procede de pozos. Por tanto la desalación con fines agrícolas, como se trataría en principio en este caso, va a tener la desventaja de su precio frente a otros posibles suministros (el agua de riego en la isla regulada en los embalses se vende por el Cabildo a entre 0,25 y 0,42 €/m³).

4.4. MEJORA DE LA REGULACIÓN HIDRAULICA EN EL BARRANCO DE ARGUINEGUÍN

Entre los beneficios generados por la nueva infraestructura debe citarse el aumento de regulación de las aportaciones globales en el barranco. La posibilidad de trasegar agua entre ambas cuencas amplía la actual capacidad de regulación en el embalse de Chira, ya que ante una aportación excepcional la nueva instalación permitiría trasvasar el excedente hacia Soria, prácticamente sin limitación dadas las dimensiones del conducto del salto, con la sola restricción del cumplimiento de las servidumbres que existan aguas abajo de Chira, respecto de los caudales de avenida en el barranco.

5. ASPECTOS ECONÓMICOS

5.1. SUSTITUCIÓN DE GENERACIÓN TÉRMICA CONVENCIONAL POR GENERACIÓN HIDRÁULICA.

El aumento de la demanda eléctrica en la isla exige la introducción en el sistema de nueva generación, que debe cubrir dicha demanda, lo que obligaría a ir a soluciones térmicas convencionales, carbón, diesel o gas, que en diferente medida tienen problemas de emisiones, desde el punto de vista del medio ambiente, y presentan problemas de aceptación social en el lugar de emplazamiento, por el impacto que producen en su entorno.

La inclusión de una central de bombeo, con una capacidad máxima de generación de 150 MW (3 x 50 MW), aunque en su concepción inicial esté preparada para bombear y generar sobre 100 MW, permite cubrir esta demanda, 150 MW (cuarta parte del consumo actual de la isla), en el futuro, con lo que no sería necesaria, a medio plazo, la construcción de

centrales térmicas convencionales.

En el caso general de una central hidroeléctrica esto afecta a la no emisión de gases Kyoto, al ser la generación hidráulica no contaminante en gases, con lo que podemos plantear una reducción de la necesidad de compra de derechos de emisión, con la ventaja económica y de imagen que eso supone.

Desde el punto de vista de las emisiones, hay que considerar que una central de gas puede emitir alrededor de 0,4 tm/MWh, con lo que un ciclo de 50 MW, a plena carga, puede emitir alrededor de 20 tm a la hora.

Suponiendo una generación de este tipo de plantas del 75% de las horas del año, resulta una emisión de 129.000 tm al año, lo que puede originar un coste de compra de derechos de emisión, considerando un precio medio de 15,0 €/tm, de 1.935.000 € al año por las emisiones de la central.

En el caso de considerar dos grupos, 100 MVA, es evidente que el coste de emisiones supone un valor doble, por lo que aparece una disminución de costes de explotación, por pago de derechos de emisión de unos tres millones de euros al año, además de no emitir 250.000 tm de gases.

El precio de la tonelada de emisión es variable, dependiendo de una serie de factores totalmente externos a los agentes, cotizándose en un mercado libre, por lo que la previsión del precio se ha estimado sobre un valor medio en el último año, proyectado a los próximos años.

Es importante recordar que en el año 2008 puede dejar de existir el mercado de emisiones, ya que éste es un sistema de regular de forma comercial las mismas, pero que no supone un fin en sí mismo, ya que la idea de Kyoto es más la de eliminar o mantener las emisiones que el regular un mercado de las mismas. Así, no es seguro que el mercado de emisiones se mantenga y por tanto el valor asignado a las mismas puede desaparecer por desaparición del mercado, por lo que creemos no debe considerarse a medio plazo como elemento de valoración de las nuevas centrales.

La solución que se daría en el futuro depende en gran parte de las posibles reglamentaciones internacionales y de los planteamientos de producción de energía a nivel internacional, ya que la mayoría de las naciones ha aceptado los acuerdos de Kyoto y por tanto las condiciones futuras de las emisiones en la producción de energía. Se puede ir desde gravar la generación contaminante, hasta impedirla, o bonificar a los no contaminantes, lo que supone un abanico tremendamente amplio de posibilidades que no podemos valorar en este momento.

En el caso específico que nos ocupa, al hacer un análisis global del efecto de la central reversible sobre las emisiones, es necesario considerar el ciclo completo, al ser poco significativo el aporte de agua del exterior al embalse superior (el bombeo diario puede alcanzar los 1,5 hm³ que es el orden de las aportaciones anuales al embalse de Chira). Esto significa que el ahorro de emisiones que puede producirse en el momento del turbinado, se

pierde en el momento del bombeo, pues la energía necesaria para dicho bombeo sólo puede salir de las centrales que funcionen en las horas valle, de las que una parte o todas serán de combustibles contaminantes (siendo el resto de origen eólico pero con disponibilidad incierta). Así el balance puede ser equilibrado, ya que la mayor energía que se aplica al bombeo debe provenir de centrales que trabajan a mejor rendimiento y por tanto con valores relativos de emisión más bajos, lo que compensaría el exceso de energía necesaria para el bombeo.

La ventaja desde el punto de vista de emisiones es, por lo tanto, la que se obtendría por la mejora de la regulación de los grupos convencionales a lo largo del día y la mayor estabilidad de funcionamiento de los mismos, que permiten mejorar sus condiciones de operación a mejores rendimientos y a emisiones menores.

Otro punto a considerar, que no ha sido tenido en cuenta en el análisis anterior, es el correspondiente a la necesidad de construir las centrales de ciclo combinado en lugar de la central hidráulica prevista, por lo que podemos hacer una estimación de cuál sería el coste de las centrales de ciclo que habría que construir si no se hiciera la central hidráulica.

Se puede estimar que el coste de instalación de una central de ciclo de 50 MW es de aproximadamente 900.000 €/MW instalado para ese tamaño de la instalación. Cuanto mayor es el grupo, más bajo es el precio por megawatio instalado.

La construcción de la central de tres grupos de 50 MW podría suponer, por lo tanto, un total de ciento treinta y cinco millones de euros.

5.2. PRECIO DE LA ENERGIA EN GRAN CANARIA

Los sistemas eléctricos extrapeninsulares se rigen por criterios de operación técnica y económica diferentes al resto del sistema español, debido a las condiciones especiales de estos sistemas.

El precio de la energía eléctrica es igual para todos los usuarios del sistema, por lo que los precios de la distribución, sea al nivel que sea, se establecen a partir de los precios del "pool", para los clientes con comercializadores, y a partir de los Decretos correspondientes para los clientes a tarifa.

En este momento, por motivos que no se analizan en este informe, la mayoría de los contratos están volviendo a la tarifa, ya que los comercializadores no dan precios en el mercado libre con estabilidad suficiente y por tanto los clientes cualificados, y en general todos los usuarios, están volviendo a los contratos anuales a tarifa.

Desde este entorno, el precio de compra de la energía para distribución se rige por el RD 809/2006, en que se establecen los nuevos precios de la energía eléctrica a partir de 1 de Julio de 2006, modificando el anterior de 23 de diciembre de 2005, RD 1556/2005.

Es importante hacer notar que existe una previsión de aumento de los precios de tarifa de más del 20% para los próximos 3 años, con el fin de eliminar el llamado déficit tarifario, lo

que hace que los precios actuales estén sometidos a decisiones políticas en el corto y medio plazo.

Precio de compra de la energía para bombeo: regulado según el RD de tarifas 809/2006. Establece una tarifa de referencia de 7,7644 c E/kWh, la cual hace referencia a un precio medio de la energía del sistema eléctrico. El precio de compra real de un consumidor se establecerá de acuerdo al precio del pool, del precio del contrato bilateral acordado o del precio de la tarifa a la que se acoja el consumidor.

Al precio de compra se le desglosan las siguientes cuantías con destinos específicos:

- Para consumidores a tarifa, la suma de los costes específicos, apartado 1 del artículo 3 = 4.429% sobre tarifa.
- Para comercializadores y consumidores cualificados que adquieran la energía, por los contratos de acceso a tarifa, la suma de los costes específicos, apartado 2 del artículo 3 = 12.117% sobre "peaje".

(Puede ser que en el caso de la central hidráulica se llegue a contrato bilateral, con lo que el precio se establecería de acuerdo entre las partes y conforme al precio de generación.)

De acuerdo con la normativa vigente, todos los consumidores son cualificados, o pueden serlo; sin embargo, como indicamos antes, también sabemos que en las actuales condiciones de volatilidad de precios, difícilmente se establecen contratos que no sean a tarifa.

La Disposición adicional única, de exenciones, habla de unos grupos 1 y 2, según el RD 2017/1997, que son las empresas distribuidoras:

1. Empresas que no hubieran adquirido más de 15 millones de kWh en el ejercicio anterior. Estas empresas no tendrán obligación de hacer entrega a la CNSE de ninguna cantidad.
2. Empresas cuya energía adquirida totalice más de 15 y menos de 45 millones de kWh en el ejercicio anterior y tuvieran una distribución de carácter rural diseminado, superior al 10 por 100 de su distribución.

Podría tomarse como referencia de precio para el bombeo, en caso que se cumplieran todas las características necesarias, la tarifa G4, no obstante lo cual supondremos como válido para este estudio, el precio a la tarifa general de alta tensión. También podría acordarse el precio del bombeo entre el generador suministrador y el operador de la central de bombeo.

Precio de venta de la energía turbinada: según el documento que publica REE "Guía para la participación de los comercializadores y los consumidores en el despacho económico de los SEIE":

"Los compradores de energía, distribuidores, consumidores y comercializadores, adquieren

la energía al mismo precio que sus homólogos de la península. Sin embargo, y dado que los costes reales de generación son diferentes a los peninsulares, se produce un desequilibrio entre el volumen de costes de los generadores y el volumen de ingresos procedente de los compradores de energía, por lo que es necesario realizar una liquidación complementaria que tiene por objeto restablecer el equilibrio entre ingresos y costes... esta liquidación es realizada por la CNE.

Al no existir un mercado libre de generación, la OMEL tiene asignadas las funciones de publicación de precios, liquidación de la energía y gestión del régimen de garantías de pago por parte de los compradores de energía”.

Por otra parte, de acuerdo con la Orden Ministerial 914/2006 de 30 de Marzo, por la que se establece el método de cálculo de la retribución de la garantía de potencia en los sistemas extrapeninsulares:

“...El sistema que se establece para retribuir las instalaciones de generación en régimen ordinario, se articula sobre la base del precio de mercado de la generación peninsular, complementado por una prima por funcionamiento y por el concepto de garantía de potencia.

La garantía de potencia debe retribuir los costes de inversión y operación y mantenimiento, teniendo en cuenta el nivel específico de reserva que es necesario mantener en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares y el sobrecoste de las tecnologías específicas utilizadas”.

Por lo tanto, por un lado el precio para asignar el “orden de mérito” de la potencia a turbinar sería el coste real de la planta hidráulica.

Desde este punto de vista, y al trabajar la central de bombeo como central de regulación, el precio de la energía será el establecido por el generador, con el fin de que el Operador determine las centrales que deben funcionar, según despacho óptimo económico, por lo que no se puede establecer a priori el precio de la generación, que depende de los costes propios del generador.

El precio de la energía producida será por tanto o bien un precio de sustitución, o el máximo establecido para la central más cara de la isla, aunque no está claro que el generador no pueda establecer un precio diferente según sus objetivos y/o necesidades.

Una cuestión distinta es la retribución final de la planta, en la que intervendrá el cálculo de la retribución de la garantía de potencia.

Ante la pregunta de cuál sería el precio de la energía, nos encontramos que en el caso de los sistemas extrapeninsulares tenemos que aceptar los precios de las centrales dados por los productores, y por tanto en este caso el precio que marque el productor, lo que abre la posibilidad de subastar la central por parte de quien dé la autorización para empleo de la infraestructura hidráulica involucrada.

Como valor de referencia, en el anexo V de la Orden ITC/914/2006 de 30 de marzo de 2006, se indica que el precio de la energía para la única central hidráulica de las islas es de 70 €/MWh.

5.3. ESTABLECIMIENTO DE UN CANON AL EXPLOTADOR

La posibilidad de conocer el beneficio económico completo de la operación es pequeña para alguien ajeno al explotador actual, al existir una serie de factores de beneficio a largo plazo, como alargamiento de vida, mejora de las condiciones de explotación de la red, mejora de la calidad de servicio, disponibilidad de respuesta rápida, retribución/obligación del servicio complementario de reserva de potencia, que sólo son asumibles por el valor que se le dé a esos conceptos, pero que son difícilmente evaluables si no se conocen los costes de amortización de las instalaciones existentes o los costes de alargamiento de vida de las mismas, ni los costes de las pérdidas reales del sistema.

Además de sus ventajas, como elemento de reserva y regulación de la forma de funcionamiento establecida en este momento, en el que la generación se selecciona por un despacho económico óptimo, es previsible que la instalación tenga un elevado número de horas de funcionamiento asignado, siempre que se mantenga una pauta de consumo con valles y puntas diferenciados.

Por otro lado, es evidente que el coste de aprovechamiento de las instalaciones existentes permite obtener un beneficio a la hora de realizar una nueva instalación de producción de energía, en la que el coste de amortización es menor, por lo que el beneficio a medio y largo plazo, ante un coste de mercado de la energía marcado por otro tipo de generación, supone un beneficio para el propietario de la misma.

Otro aspecto importante es el beneficio que puede obtener la Compañía por la mejora de la calidad de servicio, lo que sólo podría ser evaluado contra las posibles penalizaciones que tendría por no cumplir con las condiciones de servicio pactadas o regladas.

Ante estos factores, indefinidos para quien no posea los costes reales de la Compañía, es muy difícil, por no decir imposible, delimitar el beneficio económico de la operación a corto y medio plazo, aunque exista un beneficio del tipo calidad que podría medirse de acuerdo con la legislación.

No obstante, y sin entrar a modificar lo expuesto hasta este momento desde el punto de vista económico, es bien cierto que si se realiza la obra propuesta, el generador obtiene unos beneficios que se corresponden con las ventajas de amortización de las instalaciones existentes, precio de la energía en las puntas, etc, que suponen un beneficio que debe repercutir en su balance, y aunque no se puede evaluar, también es cierto que el propietario de las instalaciones de agua, el propietario de los embalses, aporta una parte del coste que se puede evaluar directa o indirectamente, y que debe ser remunerado por esta aportación.

Una solución que permitiría obtener un beneficio al propietario de las instalaciones de agua es evaluar el valor de las mismas, y prever su amortización a lo largo de los años que se consideren como vida útil de una instalación de este tipo, estableciendo un canon a pagar

por el uso de estas instalaciones, más las posibles pérdidas de agua en las operaciones de bombeo y turbinado.

Así, si consideramos que el coste de las instalaciones es 100, a un interés medio del 5,5% en cuarenta años, tendríamos un total a pagar de 851,33, lo que supone un pago anual de 21,283. No se puede exigir el coste total de las instalaciones, que están parcialmente amortizadas por su uso para otros fines, por lo que se propondría en su caso una base de cálculo para establecer un canon por uso de instalaciones que sólo se han de amortizar parcialmente por el generador eléctrico.

Por otra parte, y ante la dificultad de establecer el precio de venta de energía de una central de este tipo con las condiciones de regulación actuales, una alternativa posible es subastar la construcción de la central solicitando de los concurrentes los precios de inversión, beneficio industrial, precio de la energía suministrada y retribución a la Propiedad. Se trataría en este caso de una subasta al alta.

Alternativamente se podría también incluir entre las bases de la subasta la cantidad anual que percibirá la Propiedad, que deberá ser asumida por el concesionario.

5.4. COSTE DE LA CENTRAL

Atendiendo exclusivamente a su construcción, los costes de la central se estiman, a precios de ejecución por contrata, impuestos no incluidos, en los siguientes:

	M Euros
Equipos eléctricos	56.8
Grupos generadores	36.8
Auxiliares de central	6.1
Equipos de subestaciones y líneas	7.6
Equipos varios	1.7
Otras costes e inversiones	4.6
Obra civil	49.0
Galería de alta presión	4.2
Resto de galerías	8.7
Chimenea de equilibrio y tubería forzada	1.7
Pozos de toma	1.1
Accesos caverna	3.9
Caverna	2.9
Galería de presión	4.8
Chapa acero en revestimiento conducciones	7.6
Resto obra civil	14.3
Otras inversiones	7.1
Total inversiones materiales	112.9
Intereses intercalarios	6.7
Total inversión	119.7

6. ESTUDIO ECONÓMICO-FINANCIERO DE LA CENTRAL

Se ha elaborado un estudio económico-financiero, resultando para el escenario base (precio de venta de la energía generada 7,203 c EUR/kWh, coste energía en bombeo 3,119 c EUR/kWh, inversión 119,7 M EUR, y subvención del proyecto 15 M EUR):

- Tasa Interna de Retorno del Proyecto después de impuestos, considerando la subvención al capital: 5,3%
- Tasa Interna de Retorno para los accionistas después de impuestos, considerando la estructura financiera prevista: 7,0%
- Valor Actual Neto para los potenciales accionistas después de impuestos, considerando la estructura financiera potencial prevista y la tasa de descuento de los fondos propios o coste de capital del 7,0%: 0,0 M EUR, pues se ha ajustado el precio de venta de la electricidad generada (7,203 c EUR/kWh) para que se obtenga al menos la rentabilidad mínima exigida por los accionistas.

El análisis de sensibilidad sobre los principales parámetros arroja el siguiente resultado, en el caso de escenarios más optimistas que el base

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD					
Riesgos analizados	Variación				
Precio de venta de la energía generada	El precio de venta de la energía generada aumenta un 15%				
Coste de la energía para bombeo	El coste de la energía para bombeo disminuye un 10%				
Inversión	La inversión disminuye un 10%				
Subvención	La subvención aumenta a 30 M EUR				
Resultado	Escenario base	Aumento del precio de la energía generada	Disminución del coste energía bombeo	Disminución de la inversión	Aumento de la subvención
VAN proyecto (M EUR)	16.0	53.3	30.3	27.4	49.9
TIR proyecto	5.3%	7.7%	6.3%	6.0%	6.9%
VAN accionista (M EUR)	0.0	24.1	9.2	7.3	15.9
TIR accionista	7.0%	11.0%	8.6%	8.6%	10.8%

Y para escenarios más pesimistas el siguiente:

ANALISIS DE SENSIBILIDAD					
Riesgos analizados		Variación			
Precio de venta de la energía generada		El precio de venta de la energía generada disminuye un 10%			
Coste de la energía para bombeo		El coste de la energía para bombeo aumenta un 10%			
Inversión		La inversión aumenta un 10%			
Subvención		La subvención disminuye a 0 M EUR			
Resultado	Escenario base	Disminución del precio de la energía generada	Aumento del coste energía bombeo	Aumento de la inversión	Disminución de la subvención
VAN proyecto (M EUR)	16,0	-10,2	1,9	5,4	-13,7
TIR proyecto	5,3%	3,3%	4,2%	4,7%	3,9%
VAN accionista (M EUR)	0,0	-17,2	-9,2	-7,4	-16,0
TIR accionista	7,0%	3,7%	5,3%	5,9%	4,6%

Conviene señalar que el estudio se realiza recogiendo, en el lado de los ingresos, exclusivamente los derivados de la venta de los kWh producidos, sin valorar los otros beneficios de la central por ser de imposible cuantificación por nosotros, aún siendo evidentes y muy importantes, según se ha expuesto repetidamente en esta Memoria.