

Proyecto Fin de Máster

*Prospectiva de
Generación
Eléctrica en la
Ciudad
Autónoma de
Ceuta 2030*



master en energías renovables
y mercado energético

eoi

Mª Elena Andrés García

Yolanda Fernández Nistal

Marta Luque Mérida

Tutora: *Carmen López Ocón*

Madrid, Julio 2014

ÍNDICE

1	INTRODUCCIÓN	1
1.1	Objetivo del proyecto.....	1
1.2	Antecedentes	2
1.2.1	Reseña histórica	2
1.2.2	Localización y situación geográfica	3
1.2.3	Características socioeconómicas	4
1.3	Alcance	8
1.4	Sistema eléctrico en España.....	8
1.4.1	Sistema eléctrico peninsular	9
1.4.2	Intercambios internacionales físicos de energía eléctrica (GWh)	10
1.4.3	Sistemas eléctricos extrapeninsulares	13
1.4.4	Sistema eléctrico de Ceuta.....	15
1.4.5	Plan energético.....	22
2	DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	23
3	ASPECTOS TÉCNICOS	27
3.1	El aerogenerador Siemens SWT-2.3-93	27
3.2	Sistema de turbinación	29
3.3	Sistema de bombeo	31
3.4	Depósito superior	33
3.5	Embalse inferior.....	34
3.6	Edificio de la central de turbinación y bombeo.....	35
3.7	Conducciones forzadas	35
3.8	Equipos de turbinación	36
3.9	Equipos de bombeo.....	38
3.10	Tabla resumen del sistema hidráulico	40
3.11	Sistema de control de la central.....	41
3.12	Sistema de conexión a red.....	41

3.13 Estudio geotécnico y de infraestructuras	42
3.13.1 Cimentaciones	42
3.13.2 Áreas de maniobra	44
3.13.3 Caminos.....	45
3.13.4 Transporte y montaje	46
4 EVALUACIÓN ENERGÉTICA	47
4.1 Demanda energética	47
4.2 Previsiones futuras	55
4.3 Cobertura de la demanda eléctrica insular y extrapeninsular	57
4.4 Estimación del porcentaje de demanda a cubrir	58
4.5 Recurso eólico	58
4.5.1 Análisis del viento en el emplazamiento.....	59
4.5.2 Tipificación de los aerogeneradores, selección y ubicación (micrositing)	62
4.5.3 Estimación de la energía neta	66
4.6 Recurso hidrológico	67
4.6.1 Descripción hidrológica de Ceuta	67
4.6.2 La gestión del agua	67
4.6.3 Embalses.....	68
5 ESTRATEGIA DE EXPLOTACIÓN	72
5.1 Curva de funcionamiento. Programación de la generación	72
5.2 Explotación con nivel de depósito elevado	74
5.2.1 Explotación con nivel de depósito elevado y recurso eólico elevado.....	74
5.2.2 Explotación con nivel de depósito elevado y recurso eólico escaso	75
5.2.3 Explotación con nivel de depósito elevado y recurso eólico variable	76
5.3 Explotación con nivel de depósito medio	78
5.4 Explotación con nivel de depósito bajo.....	79
5.4.1 Explotación con nivel de depósito bajo y recurso eólico escaso	79
5.5 Capacidad hidráulica	80
6 PRODUCCIÓN ANUAL	81

7	ASPECTOS AMBIENTALES	85
7.1	Características del medio	85
7.1.1	Clima	85
7.1.2	Geología y usos de suelo	85
7.1.3	Vegetación y usos de suelo	86
7.1.4	Fauna.....	87
7.2	Espacios naturales y bienes protegidos	88
7.2.1	L.I.C y Z.E.P.A	88
7.3	Identificación y valoración de impactos ambientales.....	89
7.3.1	Normativa aplicable	89
7.3.2	Principales impactos.....	89
7.3.3	Matriz causa-efecto.....	91
7.3.4	Propuesta de medidas preventivas y correctoras.	92
7.3.5	Medidas compensatorias	93
7.3.6	Plan de vigilancia ambiental	93
8	ASPECTOS ECONÓMICOS.....	95
8.1	Inversión material	95
8.2	Ingresos de la central	96
8.3	Costes.....	97
8.3.1	Costes de operación y mantenimiento	97
8.3.2	Costes de peaje de acceso	98
8.3.3	Seguros.....	98
8.4	Modelo financiero.....	98
8.5	Marco regulatorio.....	102
9	CONCLUSIONES.....	103

1 INTRODUCCIÓN

1.1 Objetivo del proyecto

El proyecto que se pretende desarrollar en la Ciudad Autónoma de Ceuta tiene como objetivo abastecer un porcentaje de la demanda eléctrica a partir de fuentes de energías renovables.

En el sector de energías renovables, España ocupa una posición de liderazgo mundial, tanto por el desarrollo alcanzado por algunas tecnologías en nuestro territorio, como por disponer de un tejido industrial con empresas destacadas en el concierto internacional.

No obstante, en los sistemas extrapeninsulares, las circunstancias de dependencia exterior y aislamiento energético nacionales se ven fuertemente agravadas, alcanzándose unos niveles de dependencia exterior al 90%. Teniendo en cuenta estas características y considerando el aspecto medioambiental y económico, las energías renovables son muy competitivas en estos sistemas extrapeninsulares frente a la generación convencional. La principal cortapisa para su mayor implantación en los sistemas extrapeninsulares es, sin duda, la falta de gestionabilidad del recurso y su carácter temporal y estacional.

En este proyecto se analiza la posibilidad de instalar una Central Hidroeólica en la Ciudad Autónoma de Ceuta, considerada en sí misma como un sistema extrapeninsular en cuanto a su sistema eléctrico.

Esta Central combinaría dos energías renovables no gestionables, como son el viento y el agua, y con el uso de las más modernas tecnologías, se consigue un sistema de generación de energía que permite lograr la introducción de energías limpias en un sistema extrapeninsular sin perturbar el sistema eléctrico y alcanzando una cobertura de abastecimiento energético de casi el 20%.

Además, se analizará la situación energética actual en la Ciudad Autónoma de Ceuta y realizará un estudio prospectivo de generación de electricidad para atender a la demanda en el horizonte del año 2030.

La puesta en servicio de la central supone los siguientes beneficios de forma inmediata:

- Energéticos: mediante la generación de unos 38 GWh de energías renovables, que supone aproximadamente el 19,14% del consumo total de la Ciudad Autónoma de Ceuta. Además esto conlleva disminuir el consumo de combustible fósil (actualmente la única fuente de generación eléctrica).
- Medioambientales: reducir las emisiones de CO₂ emitidas a la atmósfera en aproximadamente 106 toneladas al año y otros gases de efecto invernadero ayudando así a conseguir los compromisos adoptados para el 2020.

- Sociales: el funcionamiento de la planta genera empleo estable para técnicos altamente cualificados.
- Económicas: crecimiento del turismo, ya que dada su singularidad (junto con la Central Hidroeléctrica de el Hierro) se espera que la central hidroeléctrica se convierta en polo de atracción de visitantes y visitas cualificadas, ampliando la imagen de Ceuta como destino turístico del tipo "científico".

1.2 Antecedentes

1.2.1 Reseña histórica

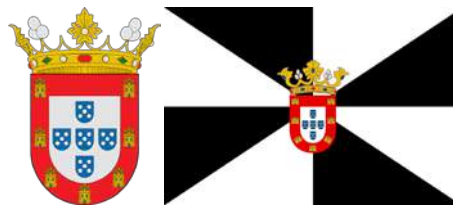


Figura 1.1 Escudo y bandera de Ceuta. Fuente: <http://www.ceuta.es/ceuta/>

Ceuta y Melilla, habían sido municipios gaditano y malagueño, respectivamente, desde la división provincial de Javier de Burgos, con leves períodos en las que fueron separadas de ellas (dictadura de Primo de Rivera, segunda república española).

En las negociaciones previas sobre la futura comunidad autónoma andaluza, se cuestionó, por parte de los representantes del Partido Socialista Obrero Español, la idoneidad de que Ceuta y Melilla formarían parte del nuevo marco autonómico andaluz. UCD y algunos regionalistas andaluces se mostraron en contra de separarlas. El PSA no tenía una postura clara. Paralelamente los ceutíes, los melillenses y los uceditas y socialistas de las ciudades se mostraban contrarios a la segregación. Las razones esgrimidas por el partido socialista eran dos:

- Por un lado, Marruecos había ocupado recientemente el Sahara Occidental, se temía que Ceuta y Melilla serían atacadas próximamente por ese mismo país. Consecuentemente la nueva comunidad autonómica se vería desestabilizada.

- El otro motivo era la consideración de Ceuta y Melilla como dos bastiones de la derecha en los cuales era imposible que el PSOE ganara unas elecciones. Esto comprometía la victoria de los socialistas en el futuro gobierno andaluz.

Finalmente Ceuta y Melilla fueron excluidas del nuevo marco autonómico andaluz. Ninguna de las cuestiones expuestas por los socialistas se cumplió. No hubo ataque marroquí sobre Ceuta y Melilla. El partido socialista ganó las inmediatas elecciones en ambas ciudades frente a los representantes de la derecha.

En el año 1981 los ayuntamientos de Ceuta y Melilla pidieron el cumplimiento de la transitoria quinta de la constitución española que declara que:

- Las ciudades de Ceuta y Melilla podrán constituirse en Comunidades autónomas si así lo deciden sus respectivos Ayuntamientos mediante acuerdo adoptado por la mayoría absoluta de sus miembros y así lo autorizan las Cortes Generales, mediante una Ley Orgánica, en los términos previstos en el artículo 144.

Debido a las presiones marroquíes los estatutos de autonomía de Ceuta y Melilla no se promulgaron hasta el año 1995.

El artículo no llegó a aplicarse nunca, ya que en 1995 se le otorgó un Estatuto de Autonomía (*Ley Orgánica 1/95, B.O.E. 14 de marzo de 1995*) que constituyó a la ciudad en un ente autonómico no equiparable a una comunidad autónoma. Desde la entrada en vigor de este estatuto se le conoce a la ciudad como Ciudad Autónoma. El estatuto de 1995 hizo posible que no se duplicaran los cargos en la ciudad, ya que los cargos municipales pasaron a ser a la vez autonómicos. De esta forma el Presidente de Ceuta es a su vez el Alcalde, el pleno municipal es a su vez la cámara autonómica (Asamblea de Ceuta) y los concejales son también diputados autonómicos.

En 1995, Ceuta se constituyó en ciudad autónoma, los sucesivos alcaldes de la ciudad se convierten en alcalde-presidente, asumiendo las funciones que le otorga el estatuto de autonomía de la ciudad.

1.2.2 Localización y situación geográfica

La ciudad Autónoma de Ceuta pertenece a la península Tingitana. Está situada estratégicamente en la vertiente sur de una de las vías más importantes de tráfico marítimo como es el estrecho de Gibraltar, emplazada como nexo entre el continente africano y Europa según se puede ver la Figura 1.2.

Tiene una extensión de 19 km² y ocupa en cuanto a territorio el puesto 18 de entre todas las comunidades autónomas en las que se vertebraba España, superando solo a la Ciudad Autónoma de Melilla.



Figura 1.2 Localización. Fuente: Elaboración propia

1.2.3 Características socioeconómicas

1.2.3.1 Economía

Tal y como se puede observar en la figura 1.3, la economía de Ceuta se distingue por el fuerte peso que tiene el sector terciario. Este representa un 87% de la economía de la ciudad, incluyendo tanto los servicios destinados a la venta (comercio y transporte principalmente) como los que genera la misma administración general y autonómica. En segundo lugar destaca el sector industrial con una representación del 7%.

El sector de la construcción, que ha conocido una evolución favorable en los últimos años, representa aproximadamente el 5%. El sector primario representa el 1% del VAB ya que las actividades agrarias y ganaderas son bastante minoritarias y es la pesca el principal aporte de este sector.

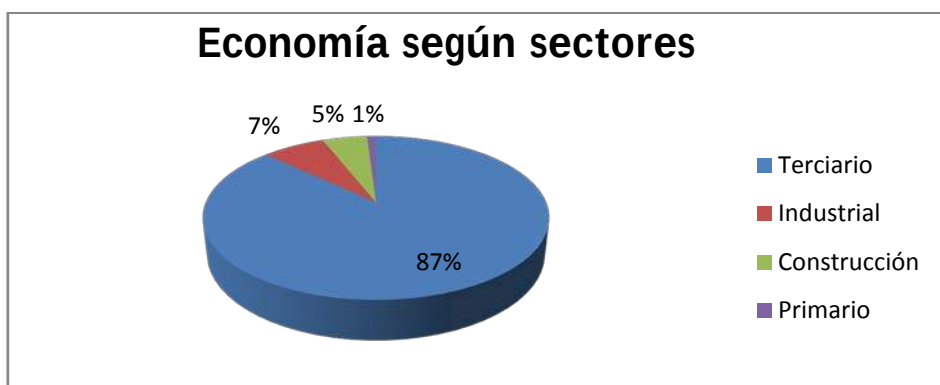


Figura 1.3 Economía de Ceuta por sectores. Fuente: INE y elaboración propia.

1.2.3.2 Población

Según datos a 1 de Julio de 2013 del Instituto Nacional de Estadística, la población de Ceuta es de 84.672 habitantes y la densidad de 4.456 habitantes/Km². No hay diferencias significativas entre hombres y mujeres siendo algo mayor la población masculina.

En la figura 1.4, se puede observar cómo la población ha ido aumentando notablemente en el último siglo para estancarse en los últimos años, aunque siempre incrementando de un año para otro.

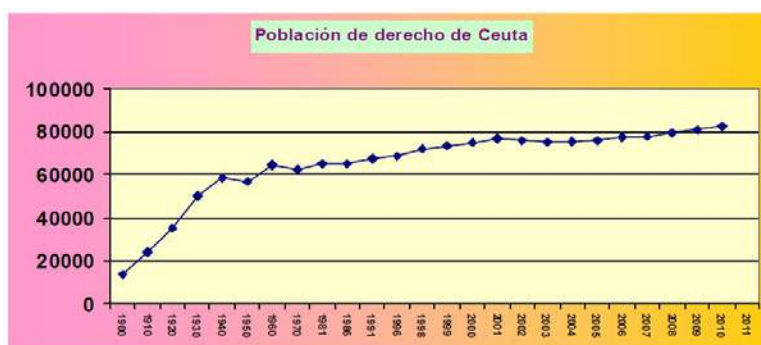


Figura 1.4 Evolución demográfica en el último siglo. Fuente: Negociado de estadística de Ceuta

En la siguiente Figura 1.5, se muestra la distribución de los habitantes según edades, quedando constancia de que la población Ceutí es muy joven, situándose la mayoría en el rango de edades de cero a 34 años.



Figura 1.5 Densidad de población según edades. Fuente: INE y elaboración propia.

A efectos de su distribución territorial, podemos distinguir seis conjuntos característicos según se observa en la figura 1.6. La mayor concentración de población se da en el centro urbano del istmo -la Ciudad y la Almina- donde reside el 24,5%. Una amplia zona que congrega a la mayor parte de la población es el ensanche donde vive el 60,3%. El Monte Hacho alberga el 3,1%. El conjunto fronterizo Príncipe-Tarajal tiene el 8,8%. El enclave marginal Benzú-Cabililla cuenta con el 0,8%, y el resto de la población de Ceuta 2,5% vive en el diseminado Campo Exterior que constituye el elemento territorial más extenso de su ámbito.

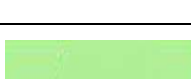


Figura 1.6 Distritos de Ceuta. Fuente: Memoria sobre la situación socioeconómica y laboral de Ceuta 2011

1.2.3.3 Planeamiento urbanístico

El Plan General Municipal de Ceuta es el instrumento de ordenación integral del territorio del municipio y, a tal efecto y de conformidad con la legislación urbanística vigente, define los elementos básicos de la estructura general del territorio y clasifica el suelo, estableciendo los regímenes jurídicos correspondientes a cada clase y categoría del mismo. Además, ya sea directamente, o por medio de los instrumentos de planeamiento previstos para su desarrollo, el Plan delimita las facultades urbanísticas propias del derecho de propiedad del suelo, y especifica los deberes que condicionan la efectividad y ejercicio legítimo de dichas facultades

Según el Plan General de Ordenación urbana de Ceuta (BOR nº 29, de 7 de Marzo de 2012), vigente en la actualidad y al que nos referiremos en todo momento, el suelo queda clasificado de la siguiente forma.

Suelo no urbanizable			Suelo urbano
			Suelo urbanizable
	De normativa especial		
	De Protección		Dominio Marítimo-Terrestre
			Recurso Hidrológico
			LIC / ZEPA
	Común		

Según aparece en la siguiente figura 1.7:

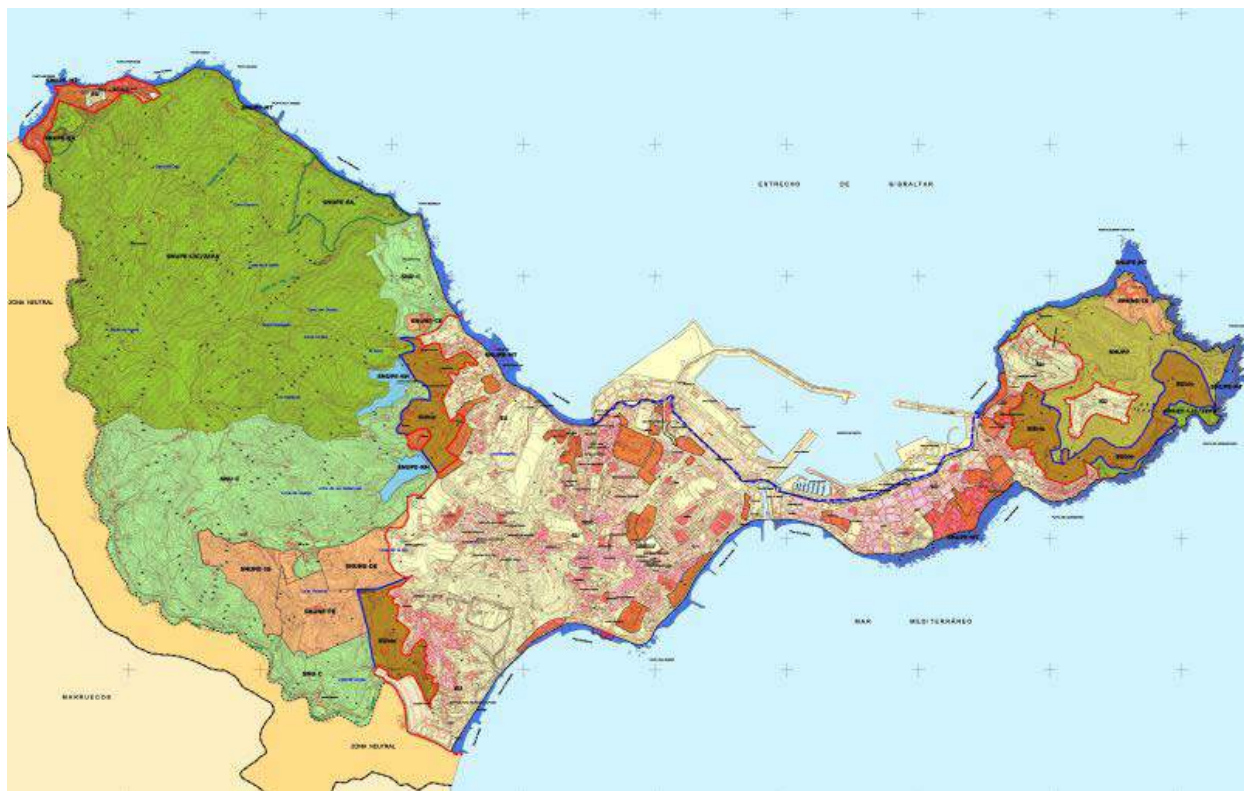


Figura 1.7 Clasificación del suelo. Fuente: <http://www.ceuta.es/pgou>

1.3 Alcance del proyecto

Para definir el alcance del proyecto utilizaremos la herramienta: estructura de descomposición del producto (EDP o PBS por sus siglas en inglés), que es una estructura tipo árbol exhaustiva y jerárquica de los componentes que forman un entregable del proyecto.

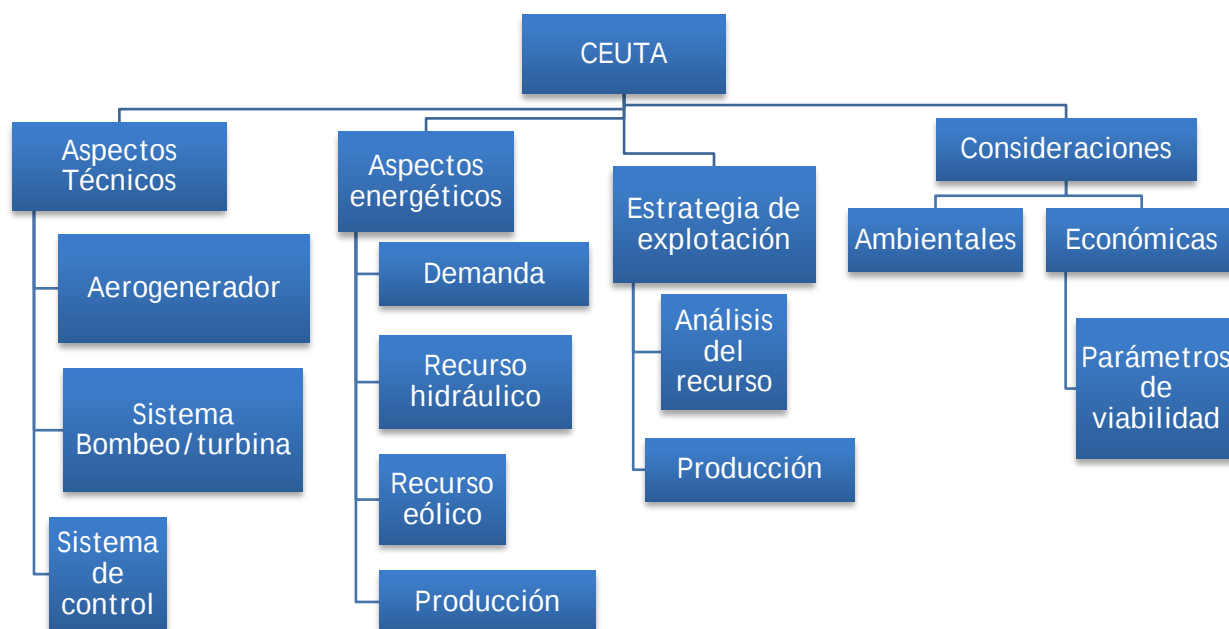


Figura 1.8 Estructura EDP del proyecto. Fuente: Elaboración propia

1.4 Sistema eléctrico en España

Red Eléctrica de España (REE) opera el sistema eléctrico español, tanto en la península como en los sistemas no peninsulares, garantizando en todo momento la seguridad y la continuidad del suministro eléctrico.

La operación del sistema comprende las actividades necesarias para garantizar dicha seguridad y continuidad, así como la correcta coordinación entre la producción y el transporte, asegurando que la energía producida por los generadores sea transportada hasta las redes de distribución con las condiciones de calidad exigibles en la normativa vigente.

La energía eléctrica no se puede almacenar en grandes cantidades. Esto exige que la producción de energía deba igualarse a su consumo de forma precisa e instantánea, lo que requiere un equilibrio constante entre generación y consumo. La función de Red Eléctrica, como operador del sistema, consiste en garantizar ese equilibrio. Para ello, realiza las previsiones de la demanda de energía eléctrica y opera en tiempo real las instalaciones de generación y transporte eléctrico, logrando que la producción programada en las centrales eléctricas coincida en cada instante con la demanda de los consumidores. En

el caso de que difiera, envía las órdenes oportunas a las centrales para que ajusten sus producciones aumentando o disminuyendo la generación de energía.

Además, Red Eléctrica gestiona los denominados servicios de ajuste que son aquellos que tienen por objeto adecuar los programas de producción resultantes de los mercados eléctricos diarios e intradiarios a los requisitos de calidad, fiabilidad y seguridad del sistema eléctrico. Se entiende por servicios de ajuste o mercados de ajuste la solución de restricciones técnicas, la asignación de los servicios complementarios y la gestión de desvíos.

1.4.1 Sistema eléctrico peninsular

En la península, los centros de producción y consumo están conectados entre sí a través de una red eléctrica mallada, capaz de transportar energía eléctrica desde las áreas que presentan, en un momento dado, una mayor producción a las áreas que en ese momento registran una mayor demanda.

El sistema de distribución eléctrica en España comprende más de 700.000 kilómetros de líneas y más de 300.000 transformadores, sin contar los numerosos eléctricos complementarios.

La red de transporte de alta tensión peninsular está constituida por líneas, subestaciones, transformadores y otros elementos eléctricos con tensiones iguales o superiores a 220 kV. También se incluyen aquellas otras instalaciones, cualquiera que sea su tensión, que cumplan funciones de transporte (caso de los sistemas insulares se considera red de transporte la tensión mayor o igual a 66 kV) o de interconexiones internacionales y, en su caso, las interconexiones con los sistemas eléctricos españoles insulares y extrapeninsulares.

Esta distribución se puede observar detalladamente en la siguiente figura 1.9.

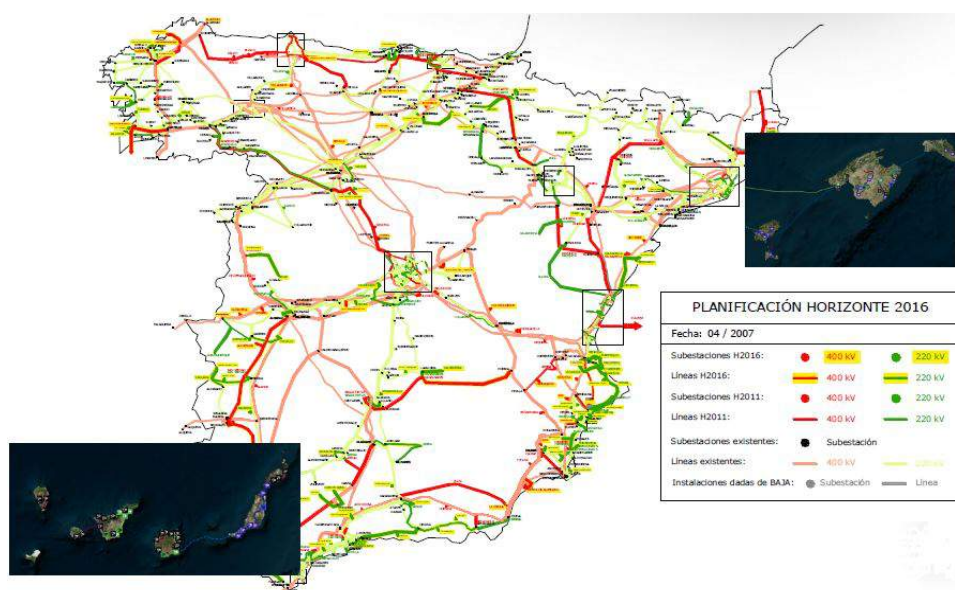


Figura 1.1.9 Red de transportes de la Península. Fuente: Red Eléctrica de España

1.4.2 Intercambios internacionales físicos de energía eléctrica (GWh)

Las interconexiones internacionales son el conjunto de infraestructuras eléctricas que permiten el intercambio de energía entre países vecinos y generan una serie de ventajas en los países conectados, como por ejemplo:



Figura 1.10 Ventajas de los intercambios internacionales de Energía. Fuente: Elaboración propia

Para un eficaz funcionamiento del sistema eléctrico es esencial el fortalecimiento de las interconexiones internacionales.

Disponer de una mayor capacidad de intercambio eléctrico con los países vecinos aporta una mayor seguridad de suministro, un aumento de la eficiencia y competencia entre sistemas vecinos y una mejor integración de las energías renovables.

En el caso del sistema eléctrico europeo son estas interconexiones las que le convierten en el sistema más robusto del mundo.

La importancia de las interconexiones eléctricas es aún mayor para países periféricos como España, para los que este tipo de infraestructuras se convierte en pieza esencial para el desarrollo de un sistema eléctrico adecuado que garantice sus necesidades de suministro, en términos de cantidad y calidad, presentes futuras.

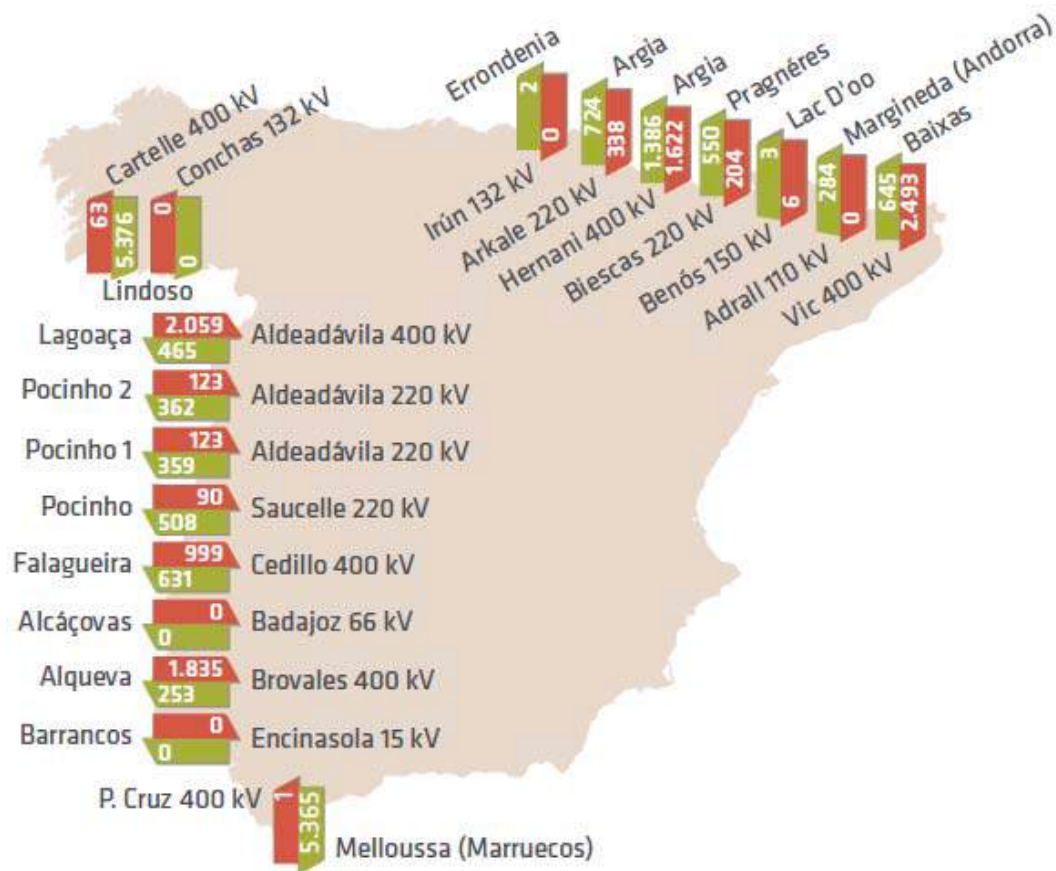


Figura 1.11 Interconexiones Peninsulares. Fuente REE

	Francia	Portugal	Andorra	Marruecos	TOTAL
2009	1.590	-4.789	-299	-4.588	-8.086
2010	-1.531	-2.634	-264	-3.903	-8.333
2011	1.524	-2.814	-306	-4.495	-6.090
2012	1.883	-7.897	-286	-4.900	-11.200
2013	1.353	-2.663	-284	-5.364	-6.958

Tabla 1.1.1 Importaciones y exportaciones de España. Fuente: Sistema eléctrico español" avance del informe de 2013

La tabla 1.1 representa la cantidad de exportaciones e importaciones que se realizan en la península. El saldo positivo indica que España es importador, y el signo negativo indica que tiene el papel de exportador.

	SISTEMA PENINSULAR		SISTEMAS EXTRAPENINSULARES		TOTAL NACIONAL	
	GWh	% 13/12	GWh	% 13/12	GWh	% 13/12
Hidráulica	34.205	75,8	0,0	-	34.205	75,8
Nuclear	56.378	-8,3	-	-	56.378	-8,3
Carbón	39.792	-27,3	2.591	-11,9	42.384	-26,5
Fuel/gas (2)	-	-	6.981	-7,4	6.981	-7,4
Ciclo combinado	25.409	-34,2	3.574	-8,8	28.983	-31,8
RÉGIMEN ORDINARIO	-	-	13.147	-8,7	168.932	-10,4
Consumos en generación	-6.241	-20,9	-771	-9,3	-7.012	-19,8
Hidráulica	7.095	52,8	3	-	7.098	52,8
Eólica	53.926	12,0	375	1,8	54.301	12,0
Solar fotovoltaica	7.982	1,9	415	12,6	8.397	2,4
Térmica renovable	5.011	5,6	9	11,4	5.020	5,6
Térmica no renovable	32.048	-4,3	260	-5,1	32.309	-4,3
RÉGIMEN ESPECIAL	110.616	8,1	1.062	4,1	111.679	8,1
GENERACIÓN NETA	260.160	-3,2	13.438	-7,8	273.598	-3,4
Consumos bombeo	-5.769	14,9	-	-	-5.769	14,9
Enlace Península - Baleares (3)(4)	-1.266	-	1.266	-	0	-
Intercambios internacionales (4)	-6.958	-37,9	-	-	-6.958	-37,9
DEMANDA (b.c.)	5.671	-2,5	8.621	-3,0	210	-3,4

Tabla1.1.2 Generación según regímenes. Fuente: REE y elaboración propia

(2) En el sistema eléctrico de Baleares se incluye la generación con grupos auxiliares.

(3) Enlace Península - Baleares funcionando al mínimo técnico de seguridad hasta el 13/08/2012.

(4) Valor positivo: saldo importador, saldo negativo: saldo exportador.

1.4.3 Sistemas eléctricos extrapeninsulares

Existen también redes conectadas en cada una de las Comunidades Autónomas de Baleares y Canarias, puede ser que incluso que estén interconectadas entre sí eléctricamente por cables submarinos. Algunas de estas conexiones no están aún construidas pero si programadas, según la leyenda que aparece en la figura 1.12

El Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, regula los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares y establece las funciones que Red Eléctrica, como operador eléctrico en Baleares y Canarias, debe asumir para garantizar la gestión técnica de los sistemas.

Desde la publicación de la Ley 17/2007, de 4 de julio, Red Eléctrica tiene también la responsabilidad de planificar, desarrollar, y mantener la red de transporte en los sistemas insulares y extrapeninsulares.

Líneas	Circuitos			Tensiones	
	Previstos	Instalados			
En servicio	1	1			400 kV
	2	1			220 kV
	2	2			150 ÷ 220 kV
En construcción y programadas	1	1			60 ÷ 110 kV
	2	1			
	2	2			
Cable subterráneo/submarino	En servicio				
	En construcción o programado				
En transformación					

Todas las líneas se han dibujado en el coloral que funcionan.
En las construidas a tensión distinta ésta se indica entre paréntesis (F. 400 kV).
Las líneas de menos de 100 kV del sistema español corresponden a la información facilitada por las empresas distribuidoras.
Algunos elementos se representan simplificados para facilitar su lectura.

Figura 1.12 Leyenda. Fuente: REE

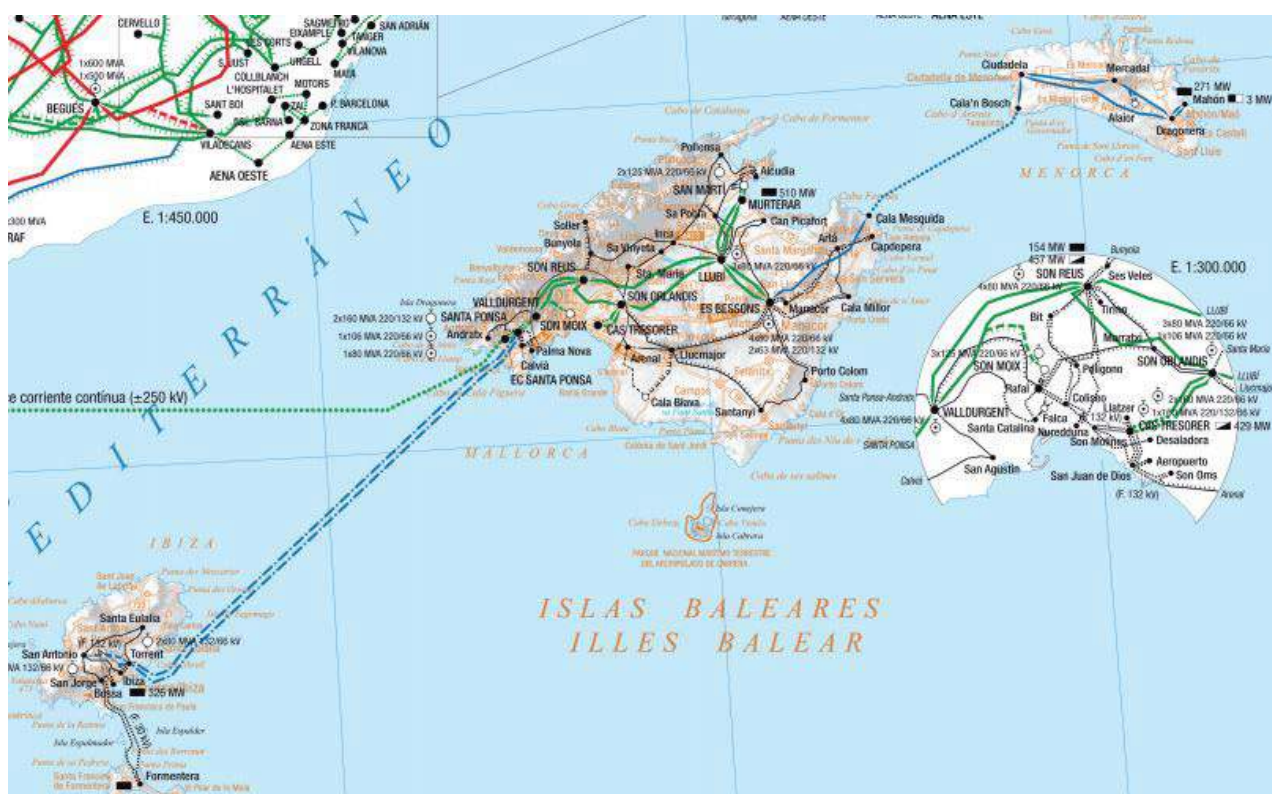


Figura 1.13 Interconexiones en las Islas Baleares. Fuente: REE

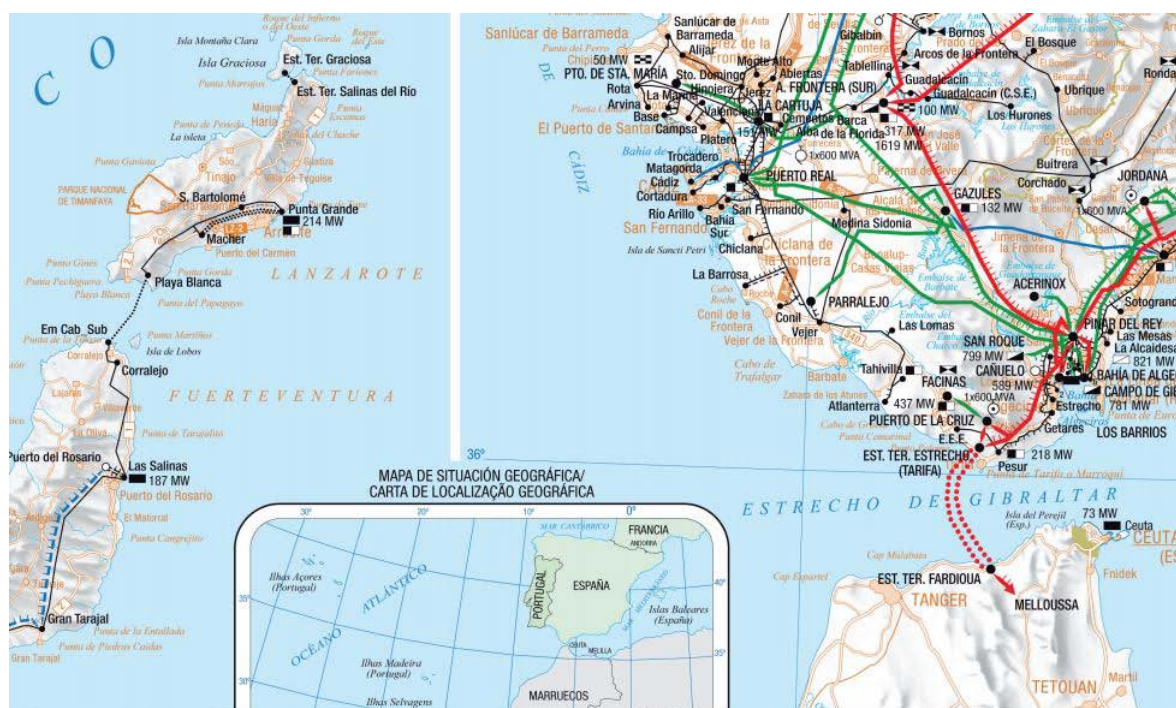


Figura 1.14 Interconexiones Canarias y Marruecos

1.4.3.1 Problemática asociada a los sistemas insulares

Ceuta a pesar de no ser una isla, se encuentra geográficamente aislada del resto de España, de manera que depende totalmente de la generación eléctrica mediante combustibles fósiles, con los correspondientes costes que esto conlleva.

Además del posible problema de suministro de combustible que pueda producirse al ser un sistema en isla, se asocian otras dificultades como son las infraestructuras eléctricas y las debilidades de la red, que llevan a esta Ciudad Autónoma a frecuentes interrupciones energéticas.

El aislamiento energético de Ceuta y la ausencia de toma de tierra son los principales motivos por los que la ciudad autónoma tiene una mayor incidencia en materia de suministro y distribución.

Según los datos recogidos en el 'Informe marco sobre la cobertura de la demanda de electricidad y gas 2013-2016', Ceuta tiene el suministro eléctrico de peor calidad del país. Este indicador se mide con el Tiepi (el tiempo de interrupción equivalente de la potencia instalada en media tensión) y en 2011 se situaba en Ceuta en 11,97, diez veces más que la media nacional (1,12). Las Autonomías con peores registros son, tras la ciudad norteafricana, Andalucía (1,54), Baleares (1,48) y Melilla (1,47).

1.4.4 Sistema eléctrico de Ceuta

Actualmente Ceuta se abastece de energía eléctrica, a partir de una central diesel propiedad de Endesa, con 99MW de potencia instalada repartidos entre Fuel (83MW) y Gas(16MW).

La Central Diesel Ceuta constituye el centro productor responsable del suministro eléctrico de la Ciudad Autónoma de Ceuta. Se encuentra ubicada en terrenos de dominio público, mediante varias concesiones administrativas de Autoridad Portuaria de Ceuta, en Muelle Cañonero Dato, s/n, Ceuta.

La Ciudad Autónoma de Ceuta no cuenta con red de transporte, toda la red es de distribución, propiedad de la distribuidora Alumbrado Público de Ceuta.

Las tensiones nominales son la red de media tensión de 15.000 V (se tiene previsto el paso a 20.000 V) y la red de baja tensión de 400 V.

- Red de media tensión con neutro aislado. Red de baja tensión de esquema TT.
- Aislamiento mínimo de aparamenta de media tensión: 24 kV.
- Potencia mínima de cortocircuito en la red de media tensión: 250 MVA.



Figura 1.15 Localización central de diesel. Fuente: google earth

Dado que la central diesel es la única vía de generación eléctrica en la Ciudad de Ceuta, ésta se tiene que adaptar en todo momento a la demanda que exige el sistema. Este acoplamiento se puede observar en las siguientes gráficas, donde se muestra la generación y la demanda en los meses de Enero y Junio del año 2013:

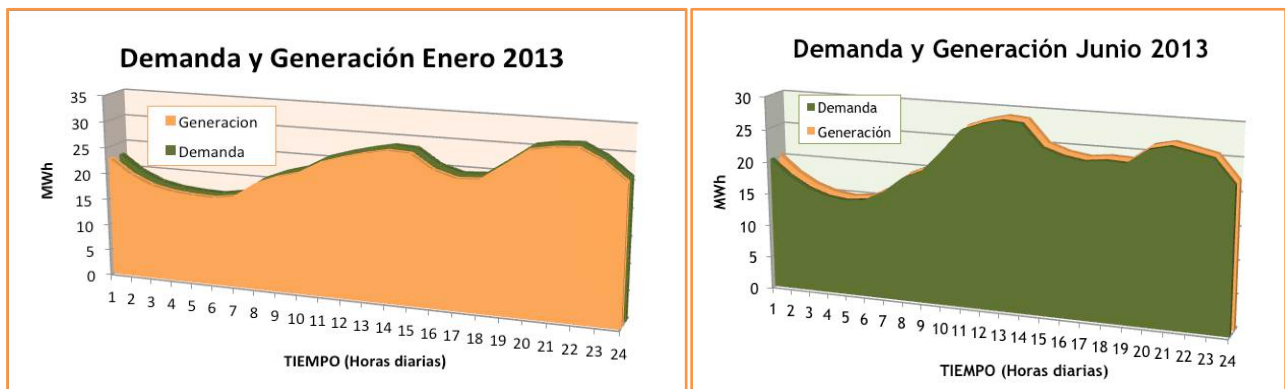


Figura 1.16 Demanda y generación eléctrica. Fuente: elaboración propia

Endesa comenzó a producir energía eléctrica en Ceuta en el año 1955, en el que se puso en servicio el primero de los grupos de vapor conocidos como “Móviles”.

Desde 1970 y hasta 1985 estuvo en servicio la central térmica de Tarajal, que constaba de un grupo de valor de 7.500 kW y un motor diesel de 3.250 kW. En 1980 se inauguró la Central Diesel de Ceuta, que desde el cierre de la central de Tarajal ha sido el único centro de producción de electricidad de la Ciudad Autónoma. Originalmente, la Central Diesel comenzó con la instalación de dos grupos diesel (los actuales grupos 1 y 2).

En el año 2000, y debido a la reorganización societaria sufrida por Endesa, las instalaciones existentes en Ceuta pasaron a depender formalmente de Endesa Generación S.A., aunque esto no supuso ningún cambio en la gestión de la central.

En la actualidad la Central está compuesta por 10 grupos generadores, nueve accionados por motores diesel y uno accionado por turbina de gas. Los grupos D1 y D2 se pusieron en servicio en 1980, el grupo D6 en 1986, el grupo D7 en 1994, el grupo D8 en 1998, el grupo D9 en 2001, el grupo D10 en 2006, el grupo D11 en 2008, y una turbina de gas, TG - 12, en 2010. También en 2010 se firmó el acta de puesta en marcha del nuevo grupo diesel, grupo D13.

El combustible utilizado en la Central es fuel-oil BIA. Asimismo, se utiliza diesel-oil como combustible auxiliar en los arranques y paradas de los Grupos Diesel, y gasóleo de automoción para turbina de gas.

La Central abastece de suministro eléctrico siguiendo un “sistema en isla”, en el que la producción depende casi instantáneamente de la demanda y la distribución de la energía eléctrica comienza directamente desde la Central.

A continuación se presentan los datos de producción eléctrica bruta correspondientes a los años 2008, 2009, 2010 y 2011:

Producción de energía Eléctrica Bruta (MWh)			
2008	2009	2010	2011
222.937	226.447	234.253	222.514

Tabla 1.1.3 Producción bruta central diesel. Fuente: DIA central diesel de Ceuta

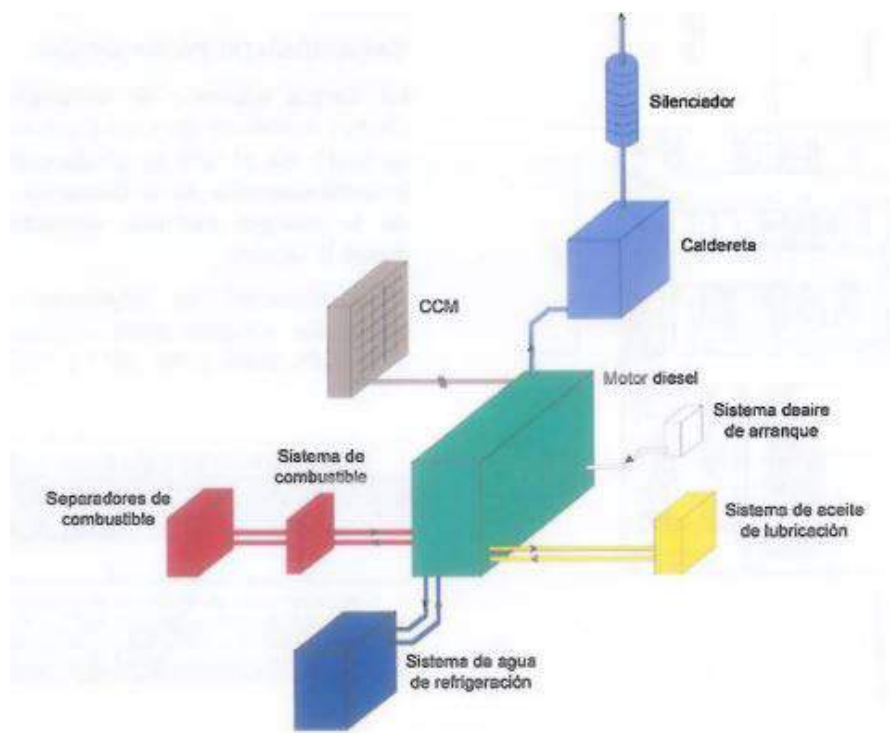


Figura 1.17 Esquema del sistema de producción eléctrica con motores diesel. Fuente: DIA central diesel de Ceuta

El proceso de generación de energía eléctrica se compone, básicamente de las siguientes fases:

- **Sistemas de combustible:**

El fuel oil es suministrado mediante tubería desde un tanque de almacenamiento de 5.000 m³, propiedad de Endesa Generación y situado en el Puerto de Ceuta, hasta los tanques de almacenamiento existentes en la Central.

La Central dispone de cinco tanques de almacenamiento de fuel oil: cuatro de 30 m³ cada uno para fuel oil bruto y uno de 150 m³ para fuel oil depurado.

El fuel oil se bombea desde los tanques de fuel oil bruto hacia la depuradora de fuel oil y una vez depurado se almacena en el tanque de fuel oil depurado, desde donde se alimenta a cada uno de los tanques de consumo diario de los Grupos Diesel.

El aprovisionamiento de diesel oil se realiza mediante camiones cisterna. Se dispone de dos tanques para almacenamiento de diesel oil de 30 m³ cada uno y desde estos tanques se realiza la alimentación a los distintos tanques de consumo diario.

El aprovisionamiento de gas oil se realiza mediante camiones cisterna. Se dispone de dos tanques para almacenamiento de gas oil de 150 m³ cada uno y desde estos tanques se realiza la alimentación a los distintos tanques de consumo diario.

- Grupos generadores.
- Circuito de vapor:

La Central Diesel Ceuta genera vapor que utiliza en distintos servicios en los que es necesario el calentamiento de fluidos (calentador final de combustible, depósitos de fuel oil, depósitos de agua de refrigeración de inyectores, acompañamiento de tuberías de fuel, calentadores para depuradoras del fuel, etc).

El vapor se genera en las calderas de recuperación de los grupos Diesel. El agua para la reposición de estos circuitos es normalmente generada mediante calor residual y equipos generadores de agua dulce a partir del agua del mar.

- Sistemas de refrigeración:

El sistema de refrigeración de los motores diesel consiste en dos circuitos, uno abierto y otro cerrado.

- Sistema eléctrico:

Cada grupo dispone de un transformador de potencia que eleva la tensión a 15 kV, a la que se distribuye la energía. Existe una subestación de distribución que está constituida en doble barra partida.

	ISLAS BALEARES		ISLAS CANARIAS		CEUTA		MELILLA	
	GWh	% 13/12	GWh	% 13/12	GWh	% 13/12	GWh	% 13/12
Hidráulica	-	-	0,0	-	-	-	-	-
Carbón	2.591	-11,9	-	-	-	-	-	-
Fuel/gas	1.296	-1,4	5.243	-8,9	220	-5,4	216	-6,1
Motores de combustión interna (1)	769	-20,4	2.182	-2,3	220	-5,3	216	-6,0
Turbina de gas	527	51,5	382	-36,4	0,2	-57,3	0,1	-45,1
Turbina de vapor	-	-	2.679	-8,4	-	-	-	-
Ciclo combinado	427	-54,7	3.147	5,8	-	-	-	-
Generación auxiliar (2)	7	-14,9	0	-	-	-	-	-
REGIMEN ORDINARIO	4.322	-17,0	8.390	-3,9	220	-5,4	216	-6,1
Consumos en generación	-302	-13,4	-437	-6,3	-18	-11,7	-14	-4,5
Hidráulica	-	-	3	67,4	-	-	-	-
Eólica	6	-4,5	369	2,0	-	-	-	-
Solar fotovoltaica	127	12,6	288	12,6	-	-	0,04	-50,0
Térmica renovable	1	14,1	9	11,2	-	-	-	-
Térmica no renovable	252	-7,3	0	-	-	-	-	-
RÉGIMEN ESPECIAL	386	-1,5	668	6,6	-	-	8	247,4
GENERACIÓN NETA	4.405	-16,1	8.621	-3,0	202	-4,8	210	-3,4
Enlace Penin – Baleares (3)	1.266	-	-	-	-	-	-	-
DEMANDA (b.c.)	5.671	-2,5	8.621	-3,0	202	-4,8	210	-3,4

Tabla 1.1.4. Balance eléctrico sistemas extrapeninsulares. Fuente: REE

(1) Incluye generadores cuyo combustible principal es el fueloil, gasoil y gas natural.

(2) Grupos de emergencia que se instalan de forma transitoria en determinadas zonas para cubrir un déficit de generación.

(3) Enlace Península – Baleares funcionando al máximo técnico de seguridad hasta el 13/08/2012. Valor positivo: saldo importador; Valor negativo: salto exportador.

Potencia instalada a 31 de diciembre en los sistemas extrapeninsulares

	ISLAS BALEARES		ISLAS CANARIAS		CEUTA		MELILLA	
	MW	% 13/12	MW	% 13/12	MW	% 13/12	MW	% 13/12
Hidráulica	-	-	1	0,0	-	-	-	-
Carbón	510	0,0	-	-	-	-	-	-
Fuel/gas	877	6,0	1.918	1,0	99	0,0	85	0,0
Motores de combustión interna (1)	199	0,0	566	3,6	83	0,0	70	0,0
Turbina de gas	678	8,0	639	0,0	16	0,0	15	0,0
Turbina de vapor	-	-	713	0,0	-	-	-	-
Ciclo combinado	934	0,0	920	0,0	-	-	-	-
Generación auxiliar	-	-	-	-	-	-	-	-
REGIMEN ORDINARIO	2.321	2,2	2.839	0,7	99	0,0	85	0,0
Hidráulica	-	-	0,5	0,0	-	-	-	-
Eólica	4	0,0	150	3,2	-	-	-	-
Solar fotovoltaica	78	0,3	166	2,2	-	-	0,1	0,0
Térmica renovable	2	0,0	3	164,8	-	-	-	-
Térmica no renovable	86	0,0	33	0,0	-	-	2	0,0
RÉGIMEN ESPECIAL	169	0,1	353	3,0	-	-	2	0,0
TOTAL	2.490	2,1	3.192	0,9	99	0,0	87	0,0

Tabla 1.1.5 Potencia instalada. Fuente: REE

(1) Incluye generadores cuyo combustible principal es el fueloil, gasoil y gas natural

1.4.5 Plan energético

Para solventar los problemas de aislamiento energético que sufre Ceuta, el Gobierno solicita formalmente a Industria que aproveche los fondos europeos para conectar el sistema eléctrico de Ceuta con la península.

Según la consejera de Fomento ceutí, Susana Román, la propuesta de Ceuta está, para Red Eléctrica Española (REE), "entre las más importantes" y, por lo tanto, entre las que deben ser contempladas y recogidas en el primer borrador de planificación del sistema eléctrico 2014- 2020. El proyecto tendría un presupuesto aproximado de 50 millones de euros.

Con el presente proyecto se pretende dar una alternativa más y abastecer un porcentaje de la demanda eléctrica a partir de fuentes de energías renovables, lo que implica una ayuda para conseguir los principios de la política energética, esto es: seguridad de suministro para todos los consumidores, al mínimo precio y con el menor impacto ambiental. Además del cumplimiento de los compromisos internacionales adoptados para el horizonte 2020.

2 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

El objetivo del proyecto se centra en que una parte del consumo eléctrico en la Ciudad Autónoma de Ceuta se cubra con fuentes renovables. Para lo cual se pretenden instalar 4 aerogeneradores y una central hidroeléctrica de bombeo compuesta por dos depósitos, uno superior y otro inferior, una central de bombeo y varias turbinas.

Por lo tanto, se diseñará un parque eólico que generará energía eléctrica para inyectarla a la red, además la instalación contará con dos depósitos de agua y en los momentos que tengamos un excedente de energía eólica se usará para bombear agua del embalse inferior al depósito superior que hará las veces de almacenamiento energético. En los momentos en los que no haya viento se turbinará el agua almacenada.

En el caso de no disponer de viento ni de agua, Ceuta cuenta con una central de motores diesel, única fuente de generación que hay hasta el momento.

La figura siguiente muestra un esquema general del proyecto:

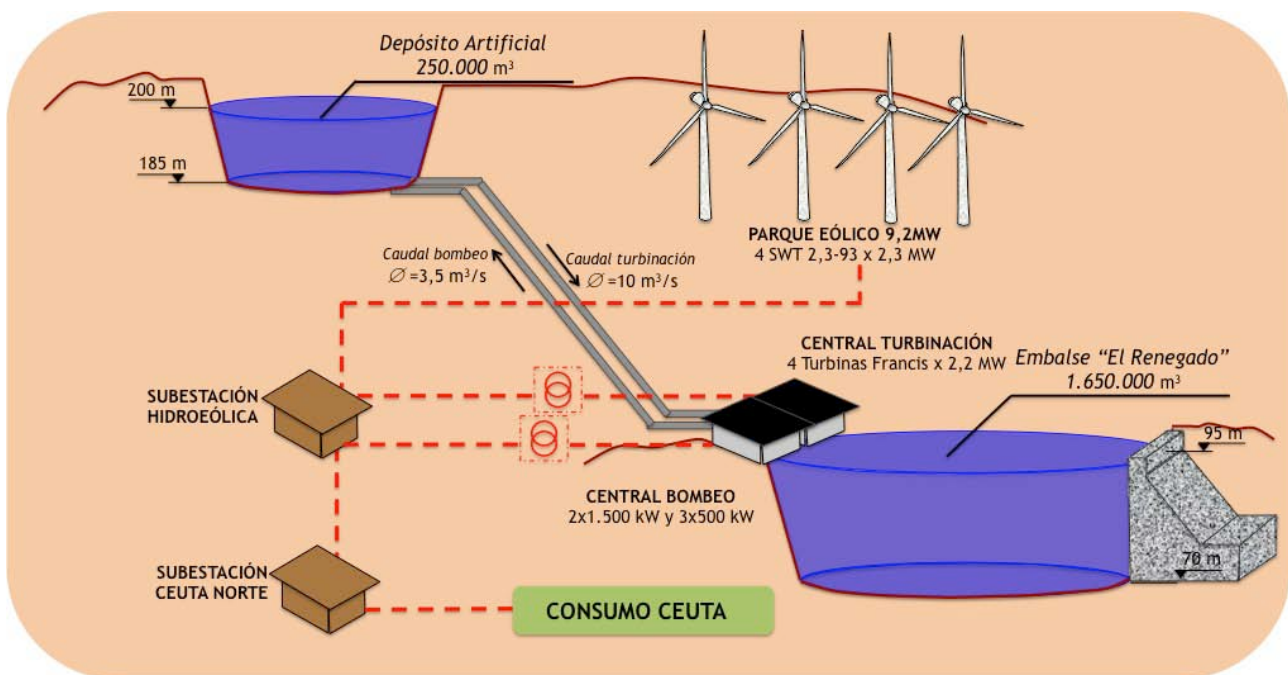


Figura 2.1.1 Esquema general del proyecto. Fuente: elaboración propia

En ningún momento del día se llegará a cubrir la demanda con el sistema hidroeólico, ya que la máxima generación del mismo son $9,2 \text{ MW}$ (potencia del parque eólico) y la demanda mínima de Ceuta son 12 MW .

Por lo tanto siempre necesitaremos el apoyo de la central de generación convencional de diesel.

Haremos un estudio de la demanda diaria en Ceuta con datos de consumo de 2013 y haremos una estrategia de explotación de nuestra instalación. Como con nuestro parque eólico sólo podremos cubrir 9,2 MW de la demanda, el resto nos lo aportará la central diesel. La central diesel tendrá por lo tanto una producción casi constante a lo largo del día.

En los momentos en los que el recurso eólico disminuya y la central diesel no sea suficiente para cubrir la demanda, entrará en funcionamiento la parte hidráulica de nuestra instalación hasta cubrir la demanda, por lo que la parte hidráulica funciona como *back up* de nuestro sistema.

En los momentos en los que la generación eólica y generación diesel superen la demanda se utilizará este excedente de energía eólica para bombear el agua desde el embalse inferior al depósito superior.

Pero toda la estrategia de funcionamiento se estudiará más detenidamente en el punto 5. En la siguiente figura 2.2, se puede ver un boceto del funcionamiento del parque.

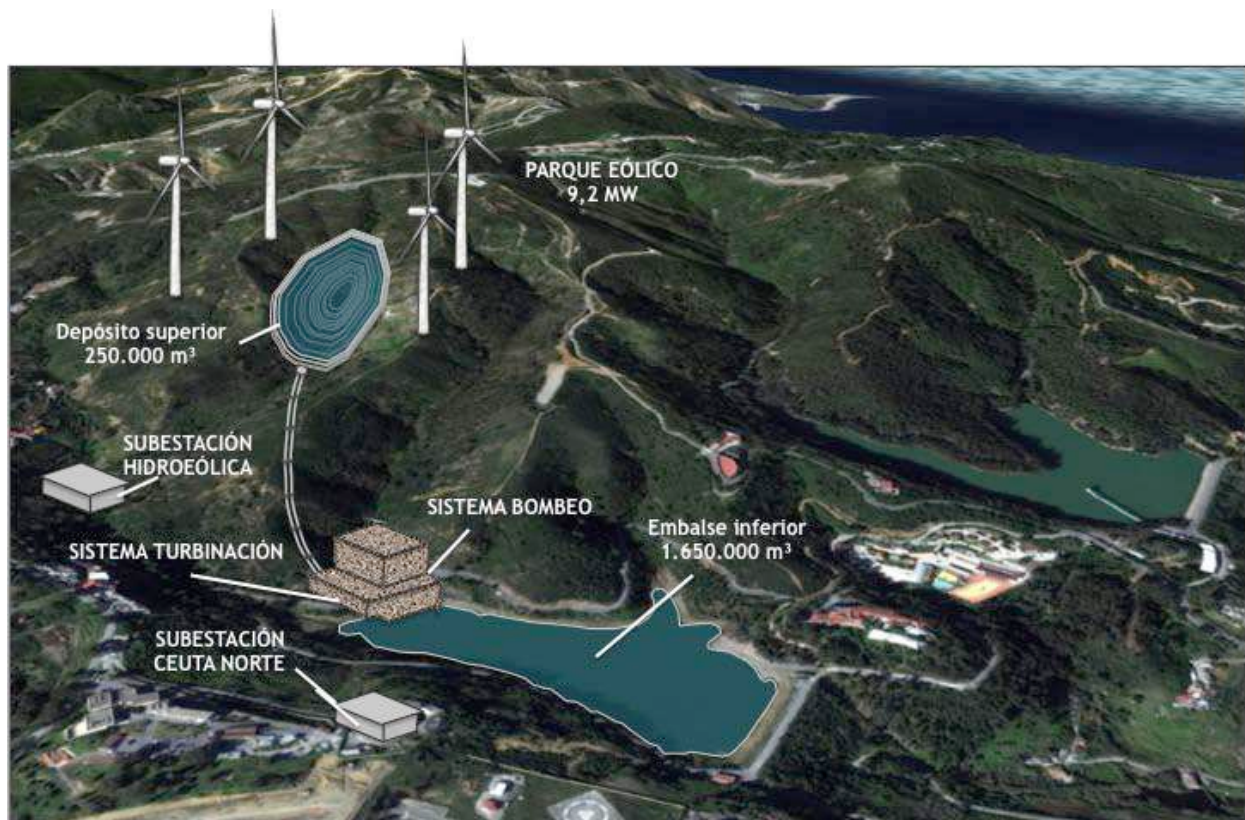


Figura 2.2 Modelado del proyecto hidroeléctrico en Ceuta. Fuente: elaboración propia

A continuación, incluimos una breve descripción de cada uno de los sistemas que conforman el proyecto:

- **Aerogeneradores:** la parcela donde se ubicarán los 4 aerogeneradores se encuentra en la cota del depósito superior artificial que construiremos. En concreto, la altitud media sobre el nivel

del mar de las cimentaciones de los aerogeneradores es de unos 165 metros, en la siguiente figura se muestra una vista aérea de la zona donde se pretenden situar los aerogeneradores:



Figura 2.3. Vista aérea. Fuente: Elaboración propia.

El acceso al emplazamiento de los aerogeneradores se realizarán en el margen derecho de la carretera N-362, carretera que va desde el centro de la Ciudad de Ceuta hasta el pueblo de Benzú.

Para comunicar los aerogeneradores entre sí, es necesaria la construcción de viales interiores, así como de plataformas en la base de los mismos.

Los 4 aerogeneradores serán suministrados por Siemens y se corresponden con el modelo SWT-2.3-93. La potencia unitaria de cada aerogenerador es de 2,3 MW, su diámetro de rotor de 93 metros y la altura del buje de 80 metros.

- Depósitos: La central contará con dos almacenamientos de agua, un embalse inferior y actualmente construido, "Embalse el Renegado" con una capacidad de 1.650.000 m³ de capacidad, y otro depósito superior que se tiene que construir aprovechando una vaguada de 250.000 m³. Por su menor volumen, el depósito superior es el que limita la capacidad energética de la Central en relación con la energía hidráulica máxima almacenada.
- Central de bombeo: en la central de bombeo, además de todo el equipamiento eléctrico de la Central, se ubicarán los equipos de bombeo: bombas, motores y variadores de velocidad, necesarios para bombear el agua desde el embalse inferior al depósito superior.

En relación a las bombas se pretende instalar un total de 5 bombas centrífugas de eje horizontal, y en concreto 2 grupos de 1.431 kW y 3 grupos de 502 kW para cubrir las necesidades de bombeo. La razón de instalar pequeños grupos de bombeo es para que entren en funcionamiento de forma progresiva y evitar que en el arranque perturben la red.

Acoplados a las 5 bombas se instalarán sendos motores eléctricos cuya función es el accionamiento de las mismas. Así se instalarán dos motores de 1431kW y tres motores de 502 kW cada uno. Todos ellos son motores de inducción de jaula de ardilla y del fabricante Flowserve.

Finalmente se instalarán un total de cuatro variadores de velocidad, dos para las bombas de 1500 kW y otros dos para las de 500 kW. Los motores de inducción no pueden regular su velocidad de giro por sí solos por lo que se les acoplará estos variadores.

- Central de turbinación: además de los equipos de control necesarios, en la central de turbinación se instalarán las turbinas y los alternadores necesarios para la generación de electricidad a partir del agua procedente del depósito superior. En concreto, se instalarán 4 turbinas Francis de 2.2 MW cada una.

Por otro lado se instalarán cuatro alternadores acoplados a cada una de las cuatro turbinas cuya función es la generación de energía eléctrica a partir de la energía mecánica generada por las turbinas.

- Conducciones forzadas: por último, para cerrar el circuito hidráulico, se ejecutarán dos conducciones forzadas, una para el bombeo de agua del embalse inferior al depósito superior y la otra para la captación de agua del depósito superior y posterior turbinación.

El material de ambas tuberías es acero de alta resistencia en toda la longitud comprendida entre la caseta de válvulas y la Central de turbinación.

En cuanto a los acabados, todas las conducciones contarán con un revestimiento interior y exterior a base de capas de imprimación y epoxi.

Finalmente, se instalarán dos calderines de aire en la aspiración y la impulsión. Estos dispositivos de seguridad se instalarán para absorber las sobrepresiones en las conducciones forzadas.

3 ASPECTOS TÉCNICOS

3.1 El aerogenerador Siemens SWT-2.3-93

Los cuatro aerogeneradores serán suministrados por Siemens y corresponden con el modelo SWT-2.3-93. La potencia unitaria de cada aerogenerador es de 2,3 MW, su diámetro de rotor de 93 metros y la altura de buje de 80 metros.

La turbina eólica funciona automáticamente con arranque independiente cuando el viento alcanza una velocidad media de 3-5 m/s. Durante el funcionamiento por debajo de la potencia nominal, el ángulo de paso y la velocidad del rotor se ajustan de forma continua para maximizar la eficiencia aerodinámica. La potencia nominal se alcanza con una velocidad de viento de 13-14 m/s, y para velocidades mayores del viento, la salida se regula a la potencia nominal. El ajuste de velocidad durante la regulación de potencia minimiza las cargas dinámicas sobre el sistema de transmisión. Si la velocidad media del viento supera el límite operativo máximo de 25 m/s, la turbina se para mediante la colocación en bandera de las palas. Una vez que el viento cae por debajo de la velocidad de arranque, el sistema de seguridad vuelve a ponerse en funcionamiento automáticamente.

Su curva de potencia es:

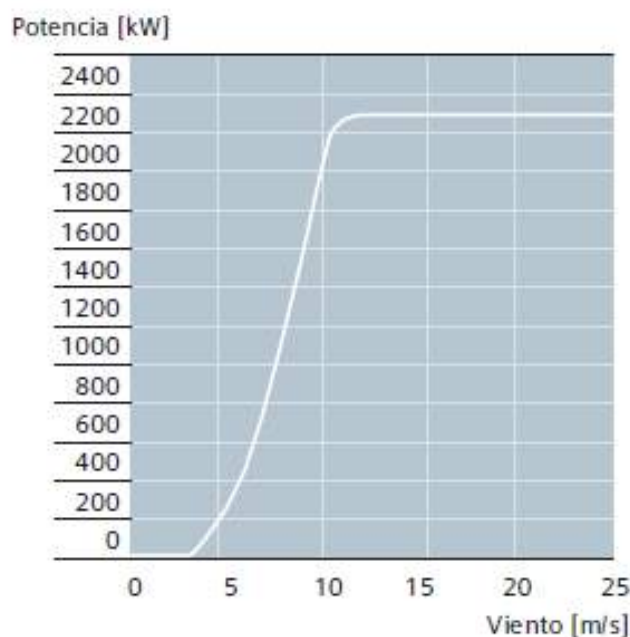


Figura 3.1.1 Curva de potencia aerogenerador. Fuente: catalogo SWT_2.3.93.sp

Las características más significativas del modelo de aerogeneradores elegido son las siguientes (ver catálogo completo SWT_2.3.93.sp)

SWT-2,3-93	
ROTOR	
Diámetro	93 m
Área barrida	6.800 m ²
PALAS	
Número	3
Longitud	45 m
MULTIPLICADOR	
Tipo	Planetario/helocoidal de 3 etapas
Relación	1:91
GENERADOR	
Tipo	Asíncrono
Potencia nominal	2.300 kW
Tensión	690 V

Tabla 3.1 Características del aerogenerador elegido. Fuente: elaboración propia

A continuación mostramos una figura esquemática del interior de la góndola del aerogenerador:

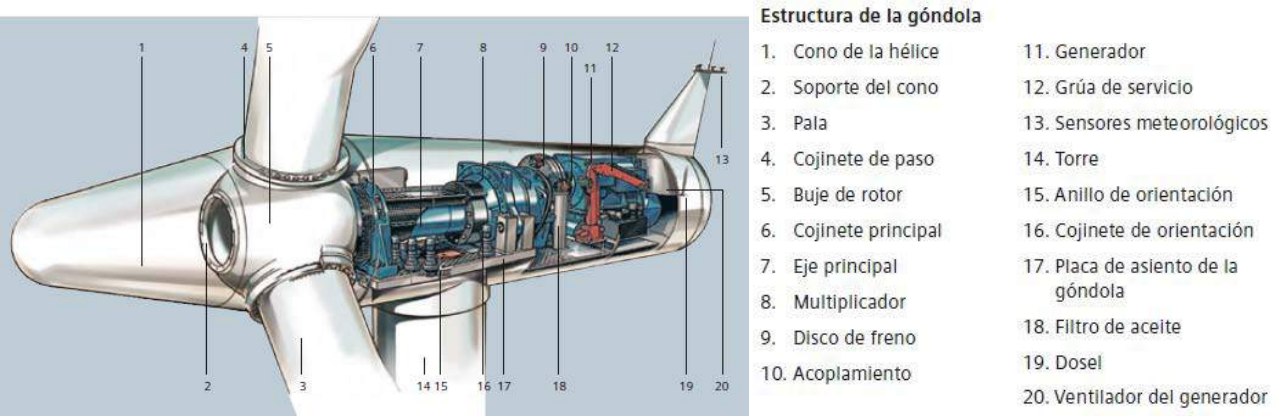


Figura 3.2, Nacelle aerogenerador seleccionado. Fuente: catálogo SWT_2.3.93.sp

Las coordenadas U.T.M (Universal Transverse Mercator) de las máquinas en el emplazamiento son:

Site	Location [m]	Turbine	Elevation [m]
Turbine 1	(286864,5, 3974359,0)	SWT-2.3-93	233,2472
Turbine 2	(286787,4, 3974663,0)	SWT-2.3-93	266,1042
Turbine 3	(287038,2, 3974862,0)	SWT-2.3-93	219,2627
Turbine 4	(287364,9, 3974801,0)	SWT-2.3-93	166,4372

Tabla 3.1. Localización de los aerogeneradores. Fuente: elaboración propia

Como se puede observar, se disponen de los aerogeneradores en una sola hilera alrededor del depósito superior y se pretende dentro de lo posible que estén colocados de forma perpendicular a la dirección predominante del viento. Además se ha tenido en cuenta mantener una distancia mínima de 3 diámetros de rotor tal y como se observa en la siguiente figura:



Figura 3.3. Foto aérea. Fuente: elaboración propia

3.2 Sistema de turbinación

El esquema hidráulico de la central será un sistema mixto en el cual se bombeará agua desde un embalse inferior hasta un depósito superior para posteriormente ser turbinada, aprovechando el salto de agua disponible y restituible de nuevo en el embalse inferior. En este sentido, el embalse inferior, tiene una capacidad de 1.650.000 m³ y el depósito superior se construirá con una capacidad de 250.000m³, siendo este segundo, por su menor volumen, el que limita la capacidad energética del circuito hidráulico.

La potencia instalada en la central de turbinación se calcula mediante la siguiente expresión:

$$P = Q_{turb} \times H_N \times g \times \eta_T$$

Siendo:

P	Potencia en bornas del generador
Q_{turb}	Caudal turbinado (m^3/s)
H_N	Salto neto
g	Aceleración de la gravedad ($9,81 m/s^2$)
η_T	Rendimiento del turbogruppo

- Las turbinas se diseñan para un caudal de equipamiento o de diseño, el cual es el caudal máximo turbinable por la máquina. Asimismo, en función del tipo de máquina existe un caudal por debajo del cual no se turbinan, debido a su bajo rendimiento. La turbina seleccionada para este sistema es tipo Francis.

Este tipo de turbinas tienen un rango de funcionamiento muy grande y su rendimiento es superior al 90% en condiciones de diseño, puede sufrir variaciones de caudal entre el 40 y 105% del caudal nominal y de salto entre el 60% y 125% salto nominal.

- En las centrales de tubinación como la que se está diseñando, el salto bruto se determina como la diferencia de cotas entra la lámina de agua del depósito superior y la cota del eje de la tubería en la entrada a las turbinas. El salto neto se calcula a partir del salto bruto, descontando las pérdidas hidrodinámicas de las conducciones. En este sentido, para cada uno de los caudales circulantes se obtiene el correspondiente salto neto, en este caso se han considerado unas pérdidas aproximadas de un 8%.

- Consideraremos los siguientes parámetros de diseño:

P= 8,8 MW Es la potencia que queremos instalar

H_N =105 metros

$\eta_T \approx 0,85$ En este dato se engloba el rendimiento de la turbina, del generador, del transformador y de los depósitos auxiliares

Teniendo en cuenta estos conceptos tendremos en nuestro caso que el caudal que necesitamos en la tubería forzada es:

$$Q_{turb} = \frac{P}{H_N \times g \times \eta_T} = 10 \frac{m^3}{s}$$

Para calcular el diámetro de la tubería forzada que conecta el depósito superior con el embalse inferior, utilizaremos la siguiente expresión:

$$D = \sqrt{\frac{4 \times Q}{v \times \pi}}$$

Siendo;

D Diámetro tubería forzada (metros)

Q Caudal de turbinación (m³/s)

v Velocidad máxima en la tubería forzada (la limitamos a 5,5 m/s)

Sustituyendo en la anterior expresión obtenemos que el diámetro que necesitamos en la tubería forzada es de:

$$D = \sqrt{\frac{4 \times Q}{v \times \pi}} = \sqrt{\frac{4 \times 10}{5,5 \times \pi}} = 1,52 \text{ m}$$

Este diámetro será el mínimo que podemos usar, se elegirá según fabricante la tubería con un diámetro normalizado inmediatamente superior.

El tiempo de vaciado del depósito superior será:

$$\frac{\text{Volumen}}{\text{Caudal}} = \frac{250.000 \text{ m}^3}{10 \frac{\text{m}^3}{\text{s}}} = 25.000 \text{ segundos} = 6,94 \text{ horas}$$

3.3 Sistema de bombeo

Por otro lado, el circuito hidráulico dispondrá de una serie de bombas para la impulsión de agua desde el embalse superior hacia el depósito superior. Dichos equipos consumirán una potencia que vendrá definida mediante la siguiente expresión:

$$P = \frac{1}{\eta} \times \rho \times Q_{\text{bomb}} \times H_N \times g$$

Siendo:

P Potencia consumida

ρ Densidad del agua

Q_{bomb} Caudal de bombeo (m³/s)

H_N Salto neto

- g Aceleración de la gravedad ($9,81 \text{ m/s}^2$)
- η Rendimiento del conjunto bomba motor

- En las centrales de bombeo, el salto bruto se determina como la diferencia de cotas entre la lámina de agua del depósito superior y la cota del eje de la bomba. Asimismo, el salto neto se calcula a partir del salto bruto, sumando las pérdidas hidrodinámicas de las conducciones. En este sentido, para cada uno de los caudales circulantes se obtiene el correspondiente salto neto.
- Consideraremos los siguientes parámetros de diseño:
 - $\rho = 997,04 \text{ kg/m}^3$
 - $Q_{\text{bomb}} = 3,5 \text{ m}^3/\text{s}$
 - $H_N = 105 \text{ metros}$
 - $\eta \approx 0,8$

Teniendo en cuenta estos conceptos tendremos en nuestro caso que la potencia a instalar en la Central de Bombeo y sustituyendo en la fórmula anterior es:

$$P = \frac{1}{\eta} \times \rho \times Q_{\text{bomb}} \times H_N \times g = 4493,13 \text{ kW}$$

El diámetro de la tubería de impulsión será:

$$D = \sqrt{\frac{4 \times Q}{v \times \pi}} = \sqrt{\frac{4 \times 3,5}{5,5 \times \pi}} = 0,9 \text{ m}$$

Este diámetro será el mínimo que podemos usar, se elegirá según fabricante la tubería con un diámetro normalizado inmediatamente superior.

El tiempo de llenado del depósito superior será:

$$\frac{\text{Volumen}}{\text{Caudal}} = \frac{250.000 \text{ m}^3}{3,5 \frac{\text{m}^3}{\text{s}}} = 71.428 \text{ segundos} = 19,84 \text{ horas}$$

3.4 Depósito superior

Se quiere construir un deposito superior artificial aprovechando la vaguada natural del terreno en esa zona, según Figura 3.4

Se llevaran a cabo varias actuaciones:

-Desbroce de toda la superficie de actuación: Se despejará la zona del conjunto de ramas, hojas y cualquier otro despojo de plantas además de quitar todos los elementos que obstruyan las operaciones que se llevarán a cabo en la obra. La profundidad del desbroce será la necesaria hasta alcanzar la limpieza total.

-Movimiento de tierras:

Para saber la cantidad de volumen de tierra a mover, se basarán los cálculos en el método de los mínimos cuadrados o del momento medio:

Se adapta una cuadrícula de lado 20mx20m sobre la explanada qué será la superficie del depósito con 15000 metros cuadrados (polígono en rojo)y se determina la cota del punto central de cada uno de estos cuadros, utilizando las cartografía disponible en la web. Para la realización de estos cálculos se ha utilizado la herramienta de trabajo ArcGis.

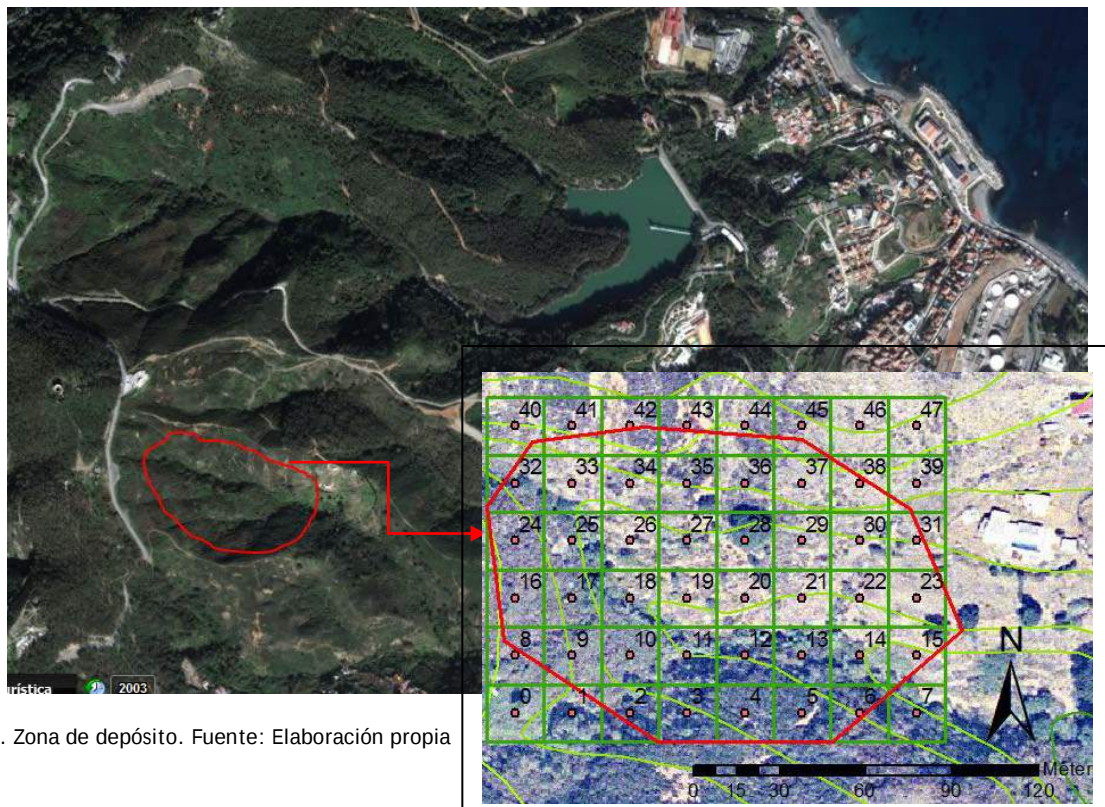


Figura 3.4. Zona de depósito. Fuente: Elaboración propia

1	120	-45	13	104,8	-60,2	25	112	-53	37	123,5	-41,5
2	125	-40	14	90	-75	26	106	-59	38	127,2	-37,8
3	120,9	-44,1	15	90	-75	27	109	-56	39	126	-39
4	117,4	-47,6	16	127	-38	28	109,2	-55,8	40	130	-35
5	103,5	-61,5	17	115	-50	29	108	-57	41	132	-33
6	110	-55	18	101	-64	30	109	-56	42	134	-31
7	100	-65	19	100,8	-64,2	31	110	-55	43	132,9	-32,1
8	130	-35	20	101,2	-63,8	32	118,2	-46,8	44	133	-32
9	130	-35	21	100	-65	33	114,1	-50,9	45	134	-31
10	116,1	-48,9	22	100	-65	34	117,5	-47,5	46	134	-31
11	110	-55	23	103,6	-61,4	35	120	-45	47	133	-32
12	110	-55	24	125,3	-39,7	36	120	-45	Cota media	115	

Tabla 3.2. Cotas de los puntos centro de malla

Como el paso de malla que se ha creado es de 20x20 metros para hallar los volúmenes, bastará con multiplicar esos 200 m² por las diferentes cotas. Teniendo en cuenta que la altura necesaria correspondiente al salto neto de 105 m es de 165 m y estaríamos en una cota media para la superficie de 115, el movimiento de tierras final será de unos 230.000 metros cúbicos.

3.5 Embalse inferior

El embalse inferior tiene una capacidad de 1.650.000 metros cúbicos, donde llegarán las aguas turbinadas y desde donde se captará el agua para bombarla de nuevo hacia el depósito superior.

Cabe destacar que el abastecimiento de aguas en la ciudad de Ceuta se realiza a través de 6 depósitos, con una capacidad aproximada total de 30.000m³, estos depósitos se rellenan gracias a dos embalses reguladores: El Renegado con 1.650.000 m³ y El Infierno con 600.000 m³.

Actualmente el consumo asciende a 29.500 m³ diarios de los cuales el 75% es suministrado por una desaladora y el 25% suministrado a través de los dos embalses. Teniendo en cuenta que el uso del embalse de El Renegado para bombear agua, supondría tan solo un 13% de su capacidad en el primer llenado, y después ya sería un circuito cerrado, con lo que la ejecución del presente proyecto no afectaría bajo ninguna circunstancia a su uso actual.

3.6 Edificio de la central de turbinación y bombeo

La central de turbinación y bombeo se situará cerca de un camino ya existente, en las proximidades del embalse inferior atendiendo a características tales como: buen acceso, geología y topografía del terreno.

El foso de máquinas se situará un poco por encima de la cota máxima de explotación del embalse, en el edificio se alojarán: el equipo electromecánico de turbinación (turbinas y generadores), los equipos oleohidráulicos de accionamiento, el transformador de tensión, puente grúa, sala de control, etc.,.



Figura 3.5. Esquema zona de obras. Fuente: elaboración propia

3.7 Conducciones forzadas

Las conducciones de la central pueden discurrir ancladas a la superficie del terreno siguiendo la topografía de la zona, o bien enterradas, según sea la naturaleza del terreno, el material utilizado para la tubería, la temperatura ambiente y las exigencias medioambientales del entorno.

Dichas conducciones deberán enterrarse siempre que el terreno lo permita, y en ocasiones, también los requisitos medioambientales del entorno lo exigen. La arena y la grava que rodean una tubería enterrada constituyen un buen aislante, lo que permitirá eliminar un buen número de juntas de dilatación y de bloques de anclaje.

Desde el punto de vista medioambiental esta solución es óptima ya que el terreno puede ser restituido a su condición inicial y la tubería, invisible al ojo humano, no constituirá barrera alguna al desplazamiento de los animales.

Tubería forzada: 350 m de longitud y 1,5 m de diámetro (desde depósito superior a central de turbinación).

Tubería de impulsión: 350 m de longitud y 0,9 m de diámetro (desde central de bombeo hasta depósito superior). La tubería de impulsión irá instalada paralela a la tubería forzada de la misma manera que ésta

Tubería de aspiración: 188 m de longitud y 1 m de diámetro (desde fondo del embalse inferior hasta central de bombeo)

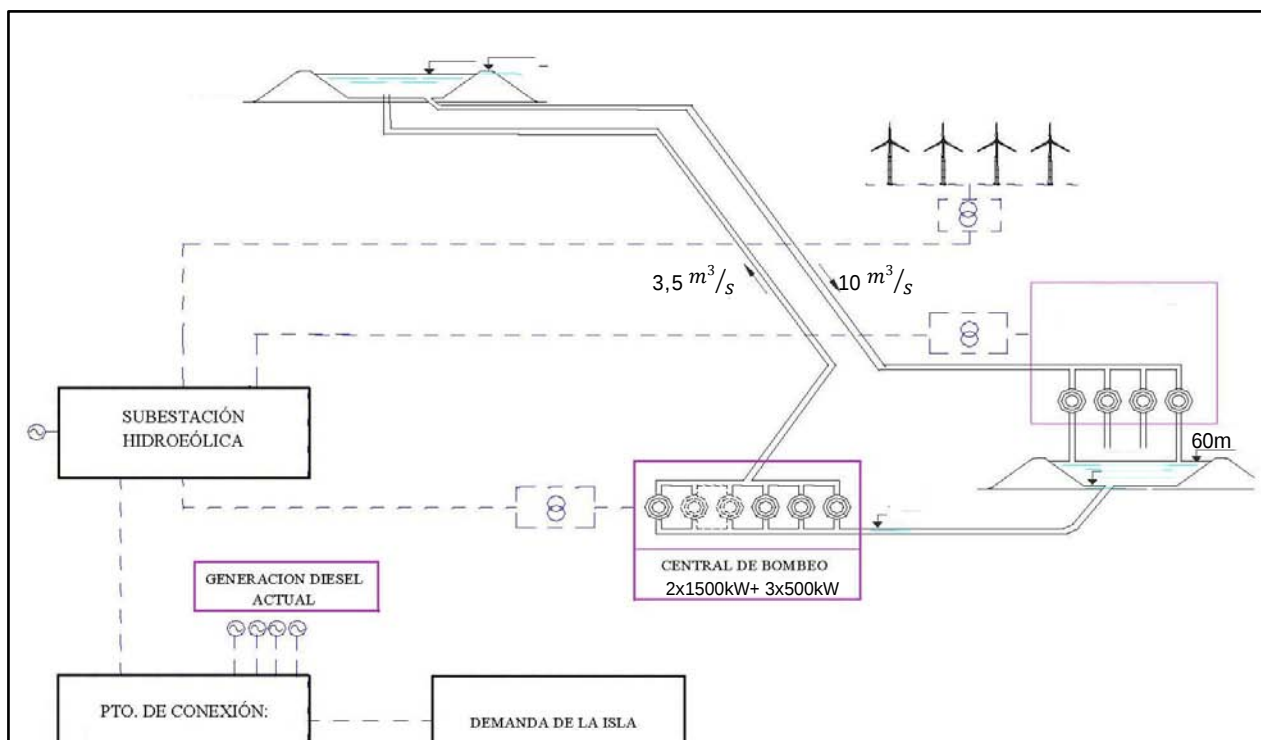


Figura 3.6. Esquema altimétrico de la central. Fuente: Carmen López Ocón. Documentación EOI

3.8 Equipos de turbinación

Una vez calculados todos los parámetros de la central de turbinación, podemos calcular cuántas turbinas y de qué tipo vamos a tener que instalar en nuestro circuito para satisfacer la demanda. En este caso tenemos que tener en cuenta el caudal y el salto neto:

- o $Q_{\text{turb}} = 10 \text{ m}^3/\text{s}$
- o $H_N = 105 \text{ m}$

Miramos en la siguiente gráfica la mejor elección de turbina:

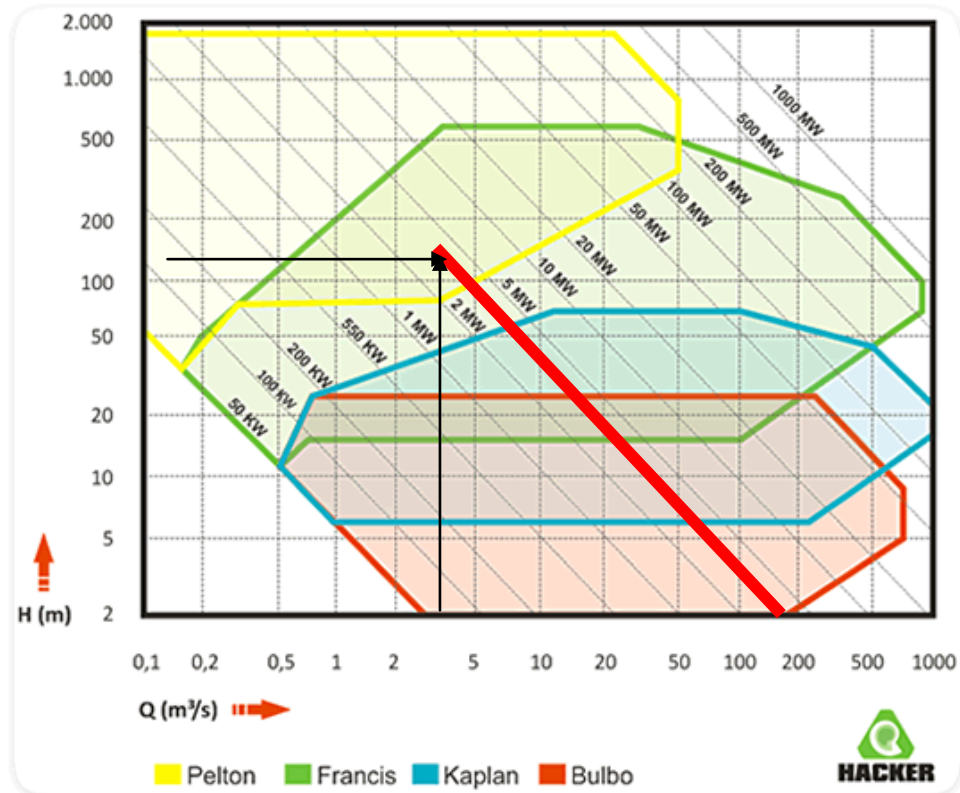


Figura 3.7. Gráfica elección turbina. Fuente hacker

Como tenemos un caudal tan elevado, optamos por elegir 4 turbinas del modelo Francis. Cada turbina tendrá una potencia de 2,2 MW y un caudal de 2,5 m^3/s .

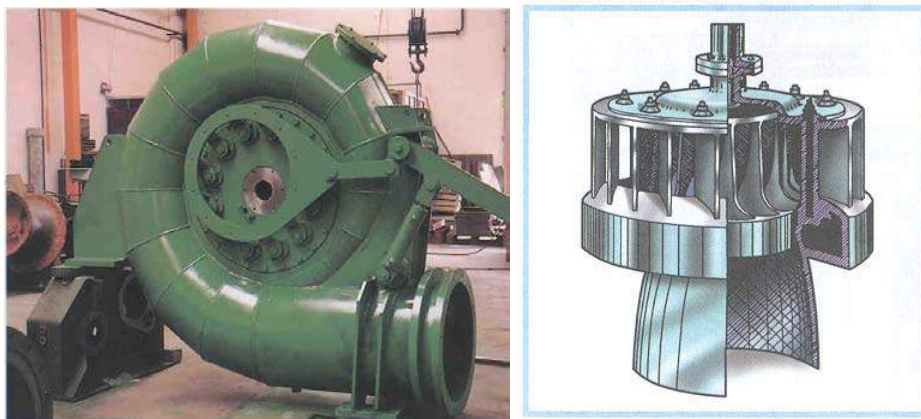


Figura 3.8. Detalle Turbina Francis y rodete. Fuente: Documentación Jesús Monforte, EOI

Este modelo de turbina está compuesta principalmente por distribuidor con serie de álabes (fijos o móviles), rodete formado por corona de paletas fijas torsionadas, una cámara de entrada (abierta o cerrada) de forma espiral y un tubo de aspiración o de salida (recto o acodado).

En cuanto al funcionamiento de este tipo de turbinas se basa en que el distribuidor orienta el agua entrante por la cámara hacia el rodete, que la recibe en dirección radial y la orienta axialmente hacia la salida. Su rango de funcionamiento es muy grande.

Su rendimiento es superior al 90% en condiciones de diseño. Sus variaciones de caudal pueden oscilar entre 40%-105% s/q nom. salto: 60% - 125% s/nominal.

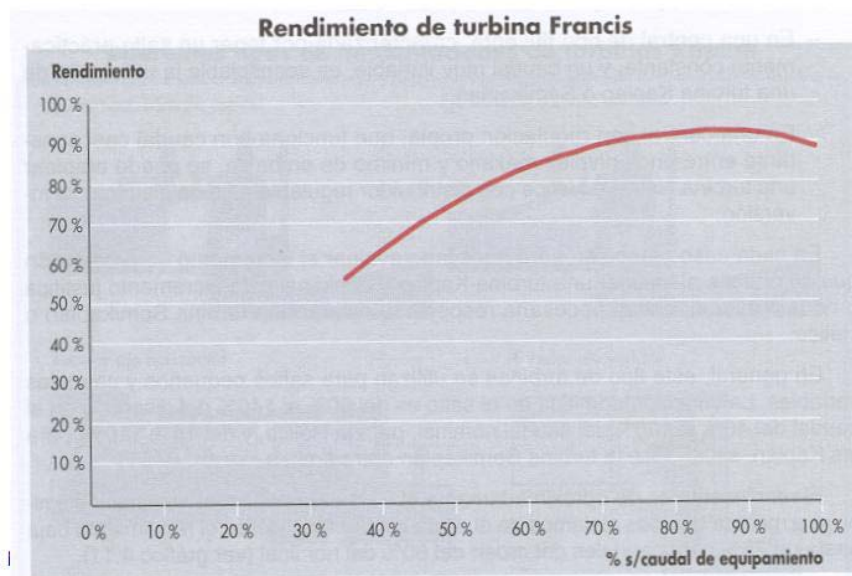


Figura 3.9. Rendimiento de la turbina Francis. Fuente: Documentación Jesús Monforte, EOI

3.9 Equipos de bombeo

1. Potencia de bombeo

La potencia instalada en la central de bombeo se calcula mediante la siguiente expresión:

$$P = \frac{1}{\eta} \times \rho \times Q_{bomb} \times H_N \times g = \frac{1}{0,8} \times 997,04 \frac{kg}{m^3} \times 3,5 \frac{m^3}{s} \times 105 m \times 9,8 \frac{m}{s} = 4493,13 kW$$

Donde:

P Potencia consumida

ρ Densidad del agua

Q_{bomb} Caudal de bombeo

H_N Salto neto

g Aceleración de la gravedad

η Rendimiento del conjunto bomba motor

Se opta por la elección de 5 bombas centrífugas de eje horizontal, 2 grupos de 1.431 kW y 3 grupos de 502 kW para cubrir las necesidades de bombeo.

2. Motores eléctricos

Acoplados a las bombas de la central, se conectarán **motores eléctricos** cuya función es el accionamiento de las bombas. Serán motores de inducción de jaula de ardilla.

3. Variadores de velocidad

Los motores de inducción no pueden regular su velocidad de giro por sí solos por lo que se les acoplará **variadores de velocidad**.

3.10 Tabla resumen del sistema hidráulico

INSTALACIÓN HIDRÁULICA: SISTEMA BOMBEO MIXTO				
Salto bruto (m)		Salto neto (m)	Potencia hidráulica (MW)	
105		90	8,8	
EMBALSE INFERIOR	Emplazamiento	El Renegado		
	Cota máxima (m)	95		
	Capacidad (m3)	1.650.000		
DEPÓSITO SUPERIOR (A CONSTRUIR)	Emplazamiento	Mirador Ceuta		
	Cota máxima (m)	200		
	Capacidad (m3)	250.000		
CONDUCCIÓN FORZADA: TURBINACIÓN	Material	Acero alta resistencia		
	Longitud (m)	350		
	Diámetro (m)	1,6		
CONDUCCIÓN ASPIRACIÓN	Material	Acero alta resistencia		
	Longitud (m)	188		
	Diámetro (m)	1		
CONDUCCIÓN IMPULSIÓN	Material	Acero alta resistencia		
	Longitud (m)	350		
	Diámetro (m)	0,9		
TURBINAS	Modelo	Francis		
	Marca	Andritz		
	Potencia unitaria (MW)	2,2		
	Número de turbinas	4		
	Caudal turbinado (m3/s)	10		
BOMBAS		Modelo A		Modelo B
	Número de grupos	2		3
	Potencia (kW)	1.431		502
	Fabricante	Flowserve		Flowserve
	Tipología	Centrífugas eje horizontal		Centrífugas eje horizontal
	Caudal bombeado (m3/s)	3,5		3,5
MOTORES		Modelo A		Modelo B
	Número de equipos	2		3
	Potencia (kW)	1.600		600
	Fabricante	ABB		ABB
	Tipología	Inducción de jaula de ardilla		Inducción de jaula de ardilla
	Rendimiento máximo	0,963		0,966



Tabla 3.2 Tabla resumen sistema hidráulico. Fuente: elaboración propia

3.11 Sistema de control de la central

El sistema de control de la central tendrá como función la regulación de todos los equipos y sistemas de la misma y en concreto de los programas que controlan su funcionamiento, con el fin de poder gestionar la generación de energía en base a la demanda de Ceuta y a la disponibilidad de los recursos eólicos e hidráulicos de las instalaciones.

El sistema de control de la central estará formado por una serie de equipos y unidades electrónicas, cada uno de los cuales tendrá una función específica, desde el control de otras unidades, la transmisión o adquisición de señales de campo, mando y supervisión de procesos, almacenamiento de datos, etc.

3.12 Sistema de conexión a red

La red eléctrica instalada en el interior del parque tiene una tensión de 15 kV. Cada aerogenerador de 2,3 MW cuenta en su parte inferior, en la base de la torre, con un transformador que eleva su tensión a 15 kV para facilitar su transporte y evitar así pérdidas de carga por efecto Joule (690V/15kV).

Dentro de cada molino, en la base de los mismos, se encuentra un “armario”, denominado *ground control*, que es un pequeño centro de control de ese aerogenerador. En el mismo se encuentra el cableado que baja desde lo alto de la torre. Desde aquí es posible regular el funcionamiento del aerogenerador, controlando paradas (en el caso de posibles averías, emergencias o revisiones) o puestas en marcha después de haber efectuado una detención, sin necesidad de subir a lo alto de la torre y efectuar las operaciones manualmente.

Después de pasar por el armario o ground control, el cableado irá hacia una celda de media tensión, que funciona como centro de transformación y que además funciona como interruptor. Dentro de esta celda encontraremos una atmósfera de hexafluoruro de azufre para asegurar unas condiciones de temperatura y humedad adecuadas para poder sofocar rápidamente un arco eléctrico en caso de que se produzca. Cada molino contará con una celda de media tensión de tres entradas y, como consecuencia de tres interruptores a través de los cuales sea posible manipular la energía transmitida por cada molino en el caso de averías o similares. Todos los molinos están conectados entre sí, con el aerogenerador anterior y el posterior.

Como ya se ha dicho la torre de los aerogeneradores albergará en su interior un transformador que elevará la tensión de 690 V a 15 kV. Los aerogeneradores se conectarán con la subestación de Ceuta Norte 15kV/15kV, propiedad de Endesa, mediante 4 circuitos subterráneos de 15 kV independientes entre sí. La figura siguiente muestra un esquema de la conexión a red de los aerogeneradores:

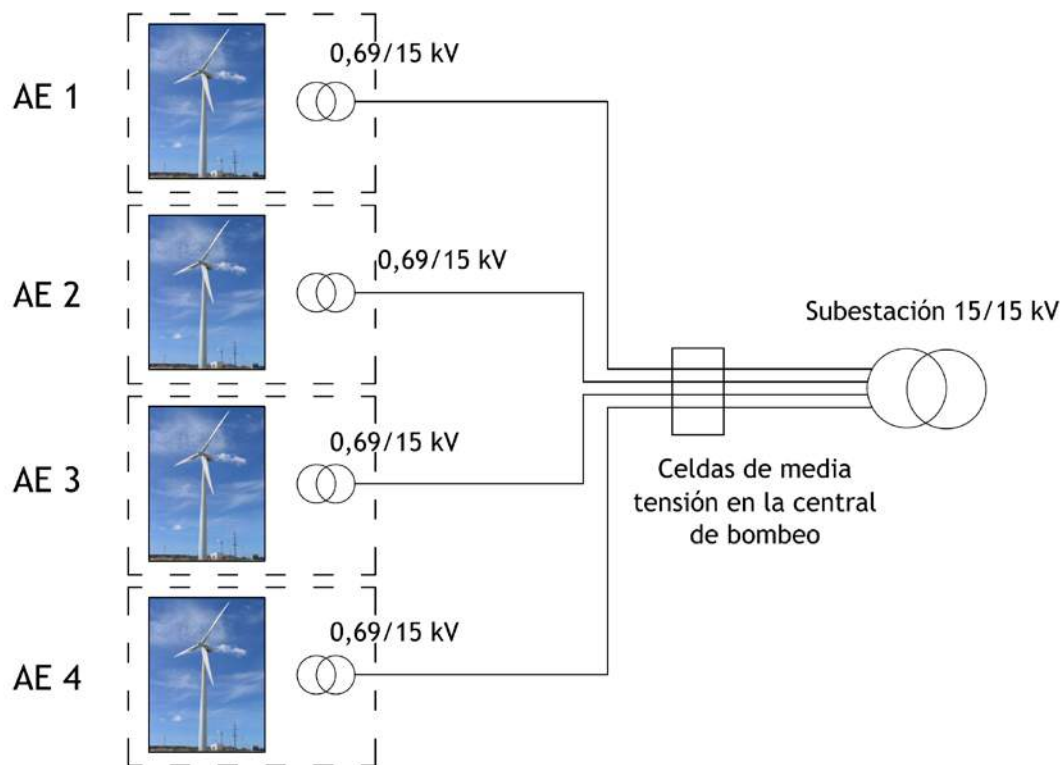


Figura 3.10 Conexión de los aerogeneradores con la subestación. Fuente: elaboración propia

3.13 Estudio geotécnico y de infraestructuras

Previo a la cimentación y montaje de infraestructuras se hará un estudio geológico y geotécnico del terreno para analizar los tipos de roca, la estabilidad de las laderas, la resistividad eléctrica del terreno, identificar el riesgo sísmico, ubicar nivel freático de forma que podamos definir de forma precisa los caminos y cimentaciones necesarias para soportar en transporte e instalación de nuestros aerogeneradores, que tienen las siguientes características:

- Palas: 3, con longitud 45 m.
- Peso góndola: 82 Toneladas
- Rotor: peso aproximado 60 Toneladas
- Torre: 80 m

3.13.1 Cimentaciones

El terreno requiere una adecuación y compactación adecuadas para soportar el peso de aerogeneradores, grúas y camiones de transporte. Se conseguirá una cimentación que soporte la hipótesis de carga más desfavorable a que se encontrará sometida.

Se construirá una cimentación consistente en un pedestal metálico con forma de anillo que se embebe en una zapata de base circular. Se diseña con forma circular para evitar pérdidas de apoyo sobre el terreno y reducir el volumen de hormigón y acero necesarios, frente a las cimentaciones poligonales.

El proceso de cálculo de las estructuras de cimentación es el método de los estados límite, que consiste en reducir a un valor suficientemente bajo la probabilidad de que sean alcanzados una serie de estados límite que ponen la estructura fuera de servicio. Siempre que las acciones exteriores produzcan un efecto inferior a la respuesta correspondiente al estado límite, podrá afirmarse que está asegurado el buen comportamiento de la estructura. Se consideran las combinaciones de los esfuerzos transmitidos por el aerogenerador, el peso propio del elemento de cimentación, y del terreno que gravita sobre él. No se considera que la cimentación pueda estar sometida a una exposición de deterioro distinta de la corrosión.

Para una turbina de 2,3 MW, la cimentación tendrá una superficie aproximada de 258 m², y una profundidad de 2,5m. Serán unos 645 m³ de excavación.

La realización de la cimentación de cada uno de los aerogeneradores da lugar a una serie de obras que se pueden resumir en los siguientes puntos principales:

- Despeje y desbroce del terreno, y excavación del pozo.
- Como sistema de toma de tierra: se instalarán picas de cobre en puntos medios de los laterales de la zapata con una profundidad de 1 metro. En primer lugar se unirán las picas con cable de cobre; se tenderán pletinas de acero galvanizado entre las picas de tierra; y por último se llevarán las pletinas de acero al centro de la zapata donde irán embebidas en hormigón por el interior de la virola.
- Relleno inicial con una base de hormigón de limpieza, consiguiéndose una superficie plana y evitando que la ferralla se deteriore por contacto directo con el terreno.
- Montaje de la armadura circular.
- Montaje del cilindro embebido, anclaje para la torre del aerogenerador.
- Antes del hormigonado final se colocaran pasa tubos por donde irán los cables eléctricos
- Hormigonado de la zapata sobre el hormigón de limpieza, contra el terreno y sin encofrar, consiguiendo así un rozamiento estabilizante.
- El relleno del pozo hasta cota 0.00m (la superficie por encima de la zapata y los contornos de la propia zapata) se hace con material adecuado procedente de la excavación. Es esencial asegurarse del empleo del material adecuado, así como verificar el correcto extendido y compactado del mismo con medios mecánicos, ya que este terreno de relleno contribuye especialmente frente al vuelco de la zapata.



Figura 3.11 Detalle de la cimentación. Fuente: Documentación Javier Sanchís, EOI



Figura 3.12 Estado final de la cimentación. Fuente: Documentación Javier Sanchís, EOI

3.13.2 Áreas de maniobra

Las áreas de maniobra son zonas constructivas, auxiliares, cuya finalidad es la de permitir los procesos de descarga y ensamblaje, así como del posicionamiento de grúas y trailers para posteriores izados y montaje de los diferentes elementos que componen un aerogenerador. Se construirá un área de maniobra junto a cada aerogenerador.

El proceso constructivo de las áreas suele ser de sencilla ejecución, limitándose en la mayoría de los casos a someros procesos de despeje y desbroce y posteriores “planchados”, de las superficies resultantes, mediante rodillos compactadores de 12-14 Tm.

Las zonas determinadas como áreas de maniobra, independientemente de su posición, deberán construirse a una única cota de elevación en toda su superficie. Es decir, una superficie a un nivel único, planeada. Los valores de pendientes de evacuación de aguas, no serán superiores a un valor de $\pm 0,5\%$ en cualquier sentido, tanto longitudinal como transversal.

La composición consistirá en un buen compactado con una base resistente debajo. Los puntos de apoyo se tratan con zahorras naturales de capa no inferior a 20cm.

3.13.3 Caminos

Para el transporte de los aerogeneradores hasta la zona de instalación habrá que diseñar unos viales, aunque se intentará aprovechar al máximo los caminos y pistas ya existentes.

Teniendo en cuenta las características del aerogenerador calcularemos, las dimensiones mínimas necesarias para los caminos, así como su radio mínimo permitido, que vendrán definidas por la longitud de la pala, 45 m en nuestro caso y por el peso de la nacelle.

Los caminos que se van a construir tendrán una anchura de 6 metros, y los otros 6 metros que se suman son la longitud de la cabina del camión, de esta manera, el radio exterior tendría unas dimensiones de 35,65 m:

$$\sqrt{(R_{int} + 3)^2 + \left(\frac{L_{pala} + 6}{2}\right)^2} = R_{ext}$$

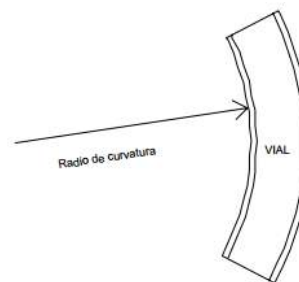


Figura 3.13. Transporte de las palas. Fuente: Javier Sanchís, documentación EOI

Todos los caminos irán acompañados de cunetas donde se desemboquen y encaucen las aguas de lluvia. Las dimensiones de las cunetas serán de 0,5 m de anchura y 0,30 m de profundidad, ampliables a 0.70 x 0.35 según pendiente.

Los cables de media tensión y el cable de control discurren enterrados en zanjas dispuestas junto a los caminos, uniendo el aerogenerador con la Subestación Eléctrica.

Siempre que sea posible, las zanjas se trazarán paralelas a los viales diseñados y a una distancia máxima entre el borde de talud de vial y el centro de zanja de 1,20 m. para zanjas de anchura de 60 cm.

Las zanjas se dimensionarán, en su anchura, por el número de ternas a tender, siendo necesario un ancho de 60 cm para la introducción de 1 o 2 ternas.

3.13.4 Transporte y montaje

En el caso de nuestro parque eólico, para el transporte de los aerogeneradores es necesario adaptar el puerto de Ceuta, y construir un área especial de almacenamiento. Una vez descargadas las secciones de la torre, las palas, la nacelle y el buje, se transportan por carretera en remolques especiales hasta la ubicación del parque, a unos 5 km del puerto.

Montaje

Una vez transportados los componentes del aerogenerador hasta el punto de anclaje, se procede a su ensamblaje, haciendo uso de una grúa de grandes dimensiones. De este modo se realiza el izado de la torre, la góndola y el rotor.

1. Montaje de la torre

Los tramos de torre se colocan uno encima de otro mediante grúas de celosía. Para montar la torre se necesitará una grúa principal de cadenas con pluma de celosía (600 Tm) y una grúa de retenida (140 Tm). Con ellas se van cogiendo las diferentes partes, y la primera se ancla a la virola que está en la plataforma. La forma de ajustar es tornillo- tuerca, y se comprobaba si está bien apretado con una llave dinamométrica.

Una vez montada la torre se procede a la instalación de la nacelle, la cual se acopla al último tramo de la torre.

2. Montaje de la nacelle

A continuación se coloca la nacelle que debe quedar perfectamente alineada. Como las palas son mayores de 30m (tienen 45m de longitud) se colocaran una por una, una vez colocado el rotor en la góndola.

En paralelo al montaje del aerogenerador se procede a la conexión eléctrica de todos los componentes.

3. Montaje del rotor

El montaje puede realizarse en tierra, acoplando las tres palas al buje, o bien pala a pala.

El tiempo medio de montaje de los equipos con su cableado interior será de 2 aerogeneradores por semana. Un retraso en el montaje supone incrementos en el transporte y grúa, ya que los contratos van ligados a tiempos de ocupación. Por tanto, se debe asegurar un buen flujo de transporte que permita carga en fábrica y descarga en obra. Se revisará la planificación semanalmente y se adecuarán los medios.

4 EVALUACIÓN ENERGÉTICA

4.1 Demanda energética

Con el objetivo de establecer el porcentaje de demanda que pretende cubrir la instalación, en este apartado se ha realizado un estudio de la demanda que requiere la Ciudad Autónoma de Ceuta a lo largo de un año.

Para el análisis se ha tomado como año de referencia el año 2013, y apoyándonos en el apartado SEIE (Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares) en la web del e-sios (Sistema de Información de Operador del Sistema de Red Eléctrica de España, REE) se han obtenido datos que nos han permitido realizar un estudio exhaustivo.

La extracción de datos ha consistido en tomar unas 10 muestras diarias de la potencia demandada para cada hora del día en cada uno de los meses del año, alternando que sean días laborables, fines de semana y festivos.

La alternancia de estos días busca que la obtención de una curva de demanda media anual sea lo más objetiva posible, puesto que existen diferencias significativas entre las demandas que requiere la ciudad durante un lunes laborable con respecto al día de fin de año o el día de Navidad.

Para ver el proceso del estudio que se ha realizado, en primer lugar se muestra la curva de la demanda media diaria para cada uno de los meses del año:

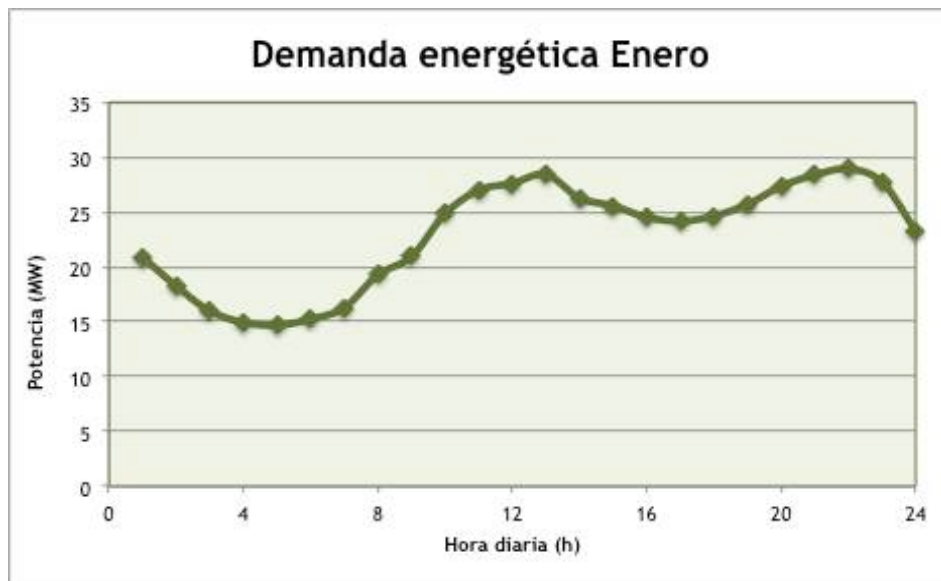


Figura 4.1.1. Demanda mes de Enero. Fuente: REE y elaboración propia

Para el caso de los meses de invierno, se puede observar que la demanda describe una curva típica de invierno, produciéndose un valle significativo entre las 2:00 y las 4:00 de la mañana, y apareciendo crestas en las horas del mediodía e inicio de la noche 21:00 y 23:00, con pequeñas modificaciones dependiendo fundamentalmente de la hora solar.

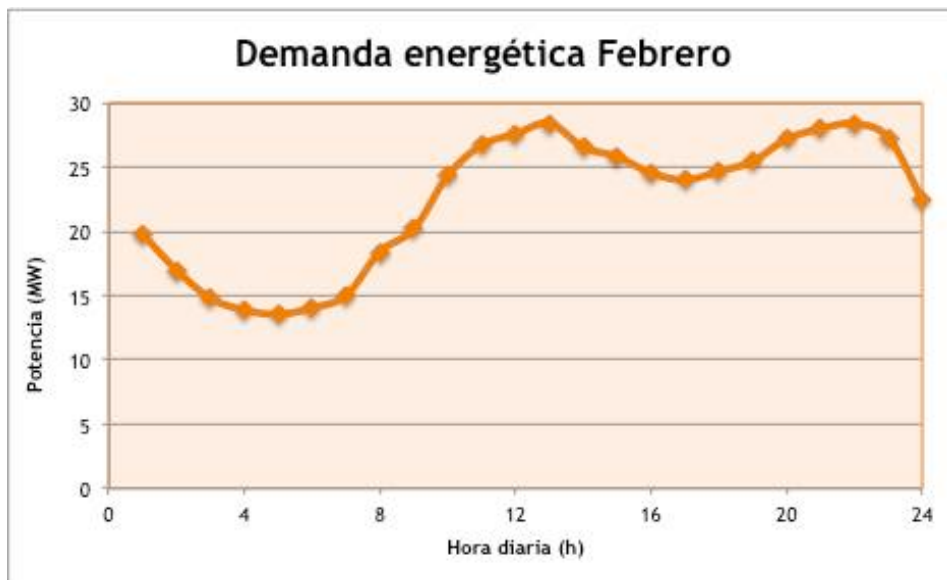


Figura 4.2 Demanda mes de Febrero. Fuente: REE y elaboración propia

A partir del mes de Marzo, se puede observa que la curva se va suavizando, siendo menor las crestas de potencia, y mayor el valle que se produce en las horas del mediodía. La demanda va transformándose del modelo tipo de invierno hacia el de verano:



Figura 4.3. Demanda mes de Marzo. Fuente: REE y elaboración propia

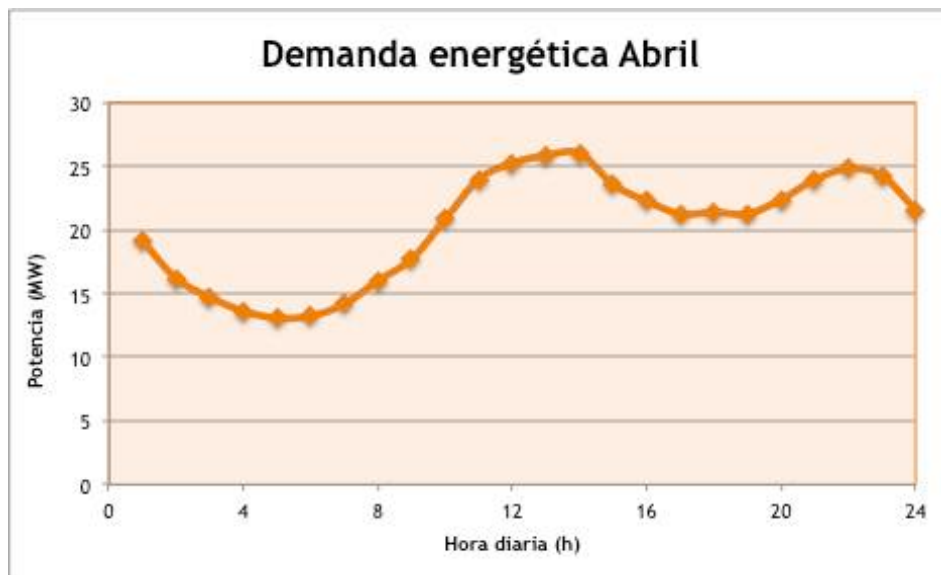


Figura 4.4: Demanda mes de Abril. Fuente: REE y elaboración propia

La curva de Mayo, y las sucesivas de verano, representa a partir del mediodía, una trayectoria casi constante, que apenas distingue las dos crestas diarias. También se puede observar como la punta de potencia ha decrecido respecto a los meses de invierno, mientras en Mayo el máximo es de 26,020 MW, en Enero por ejemplo era de 28,925 MW.

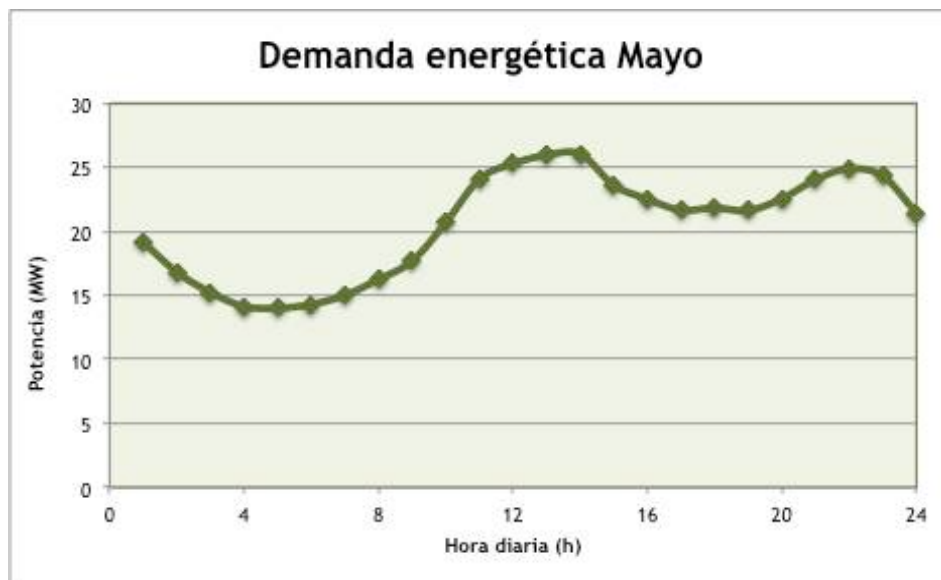


Figura 4.5. Demanda mes de Mayo. Fuente: REE y elaboración propia

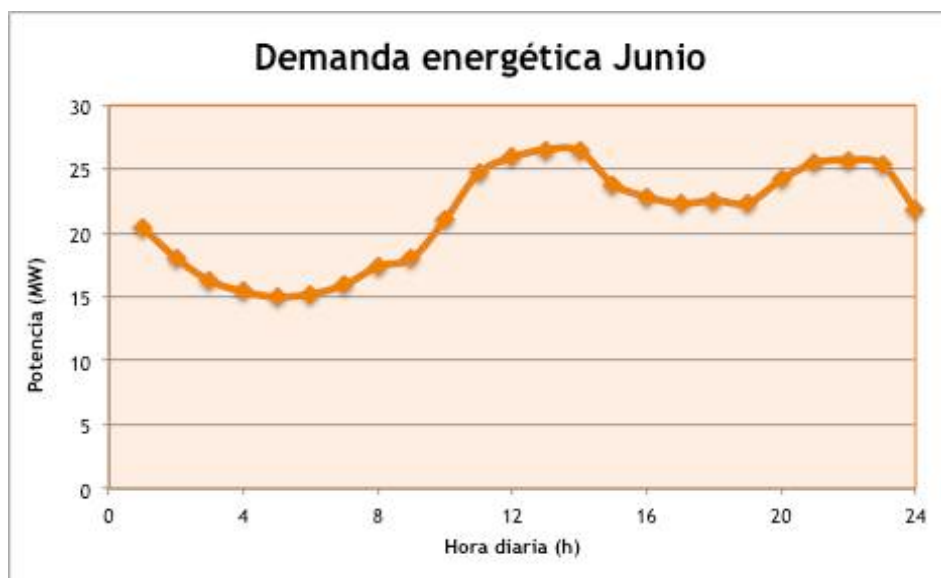


Figura 4.6. Demanda mes de Junio. Fuente: REE y elaboración propia

En los meses de Julio, Agosto y Septiembre se puede observar como la potencia valle que se suele dar durante la madrugada es mucho mayor con respecto a los meses de invierno, y también se observa que no es tan brusco el cambio a lo largo de la noche, siendo la pendiente de la curva más suave.

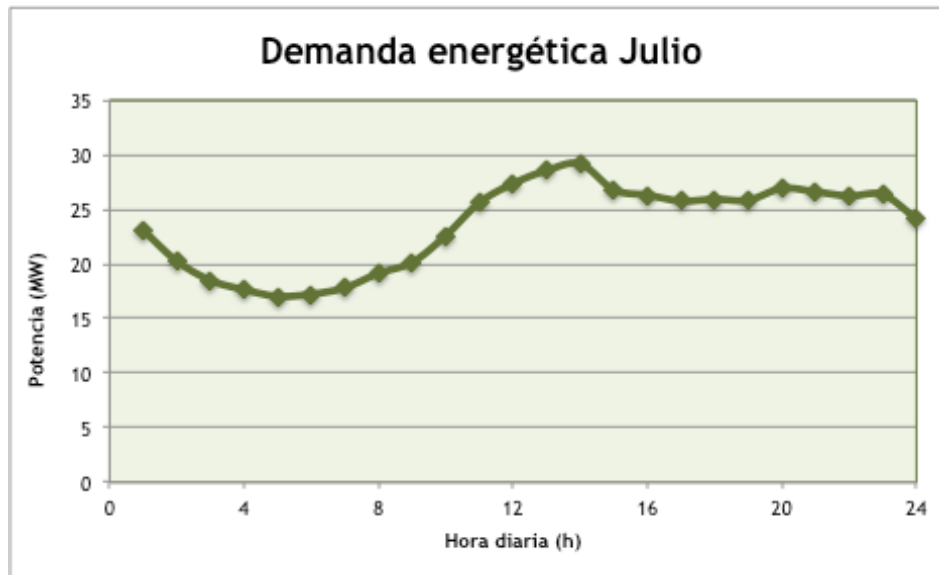


Figura 4.7. Demanda mes de Julio. Fuente: REE y elaboración propia

En Agosto se produce la máxima punta de potencia entre las 13:00 y las 14:00 de la tarde. Si bien es cierto, que lo común es que los máximos picos de potencia se produzcan en invierno, debido a las condiciones climáticas de nuestra localización, se requiere mayor potencia en verano que en invierno.

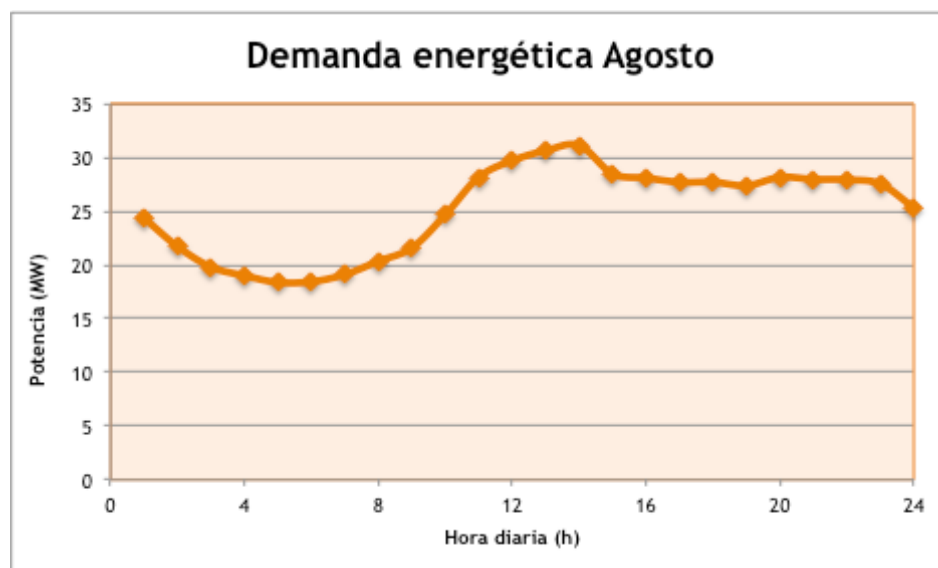


Figura 4.8. Demanda mes de Agosto. Fuente: REE y elaboración propia



Figura 4.9. Demanda mes de Septiembre. Fuente: REE y elaboración propia



Figura 4.10. Demanda mes de Octubre. Fuente: REE y elaboración propia



Figura 4.11. Demanda mes de Noviembre. Fuente: REE y elaboración propia

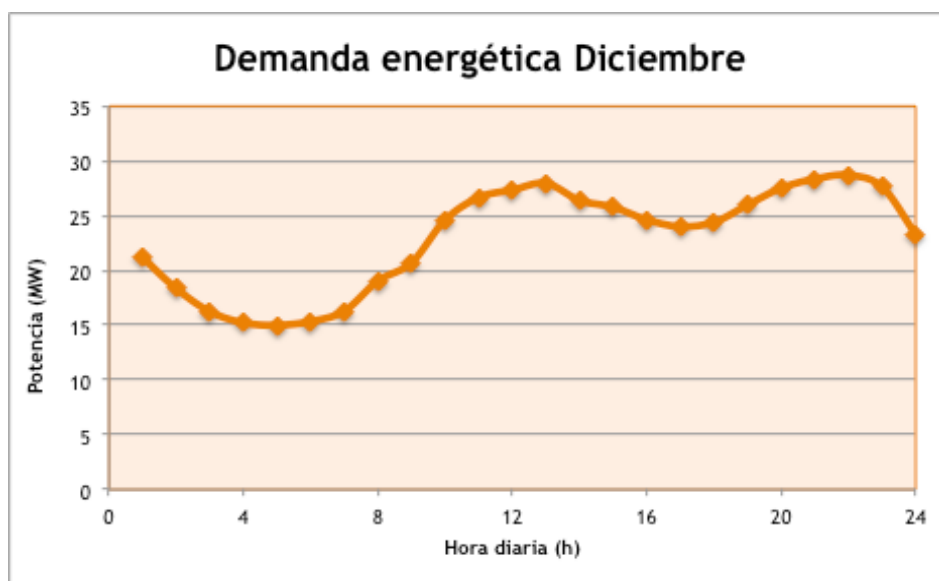


Figura 4.12 Demanda mes de Diciembre. Fuente: REE y elaboración propia

Tal y como se observa en la siguiente tabla, a excepción de los meses de auténtico invierno (Enero y Diciembre) que la máxima demanda aparece por la noche, entre las 21:00 y 22:00 de la noche, el resto de meses del año, las puntas de potencia se dan en horas de mediodía (12:00 – 13:00 y 13:00 -14:00).

MES	PUNTA DE POTENCIA DIARIA (MW)	FRANJA HORARIA (horas)
Enero	28,925	21:00 – 22:00
Febrero	28,412	12:00 – 13:00
Marzo	24,972	12:00 – 13:00
Abril	25,988	13:00 – 14:00
Mayo	26,020	13:00 – 14:00
Junio	26,511	12:00 – 13:00
Julio	29,148	13:00 – 14:00
Agosto	31,103	13:00 – 14:00
Septiembre	29,258	13:00 – 14:00
Octubre	27,319	12:00 – 13:00
Noviembre	26,671	12:00 – 13:00
Diciembre	28,690	21:00 – 22:00
MEDIA ANUAL	27,995	12:00 – 13:00

Tabla 4.1. Demandas mensuales. Fuente: REE y elaboración propia

También se puede ver, que la media punta de potencia durante el año 2013 fue aproximadamente de 28 MW, que será la cifra a partir de la cual estableceremos qué porcentaje de demanda diaria pretendemos instalar.

4.2 Previsiones futuras

En la tabla que se muestra a continuación, se puede observar la previsión de demanda, en términos de energía anual y punta anual de potencia para el sistema eléctrica extrapeninsular de Ceuta. Para ello, se ha tenido en cuenta las previsiones de demandas singulares facilitadas por la Administración Autonómica y empresa distribuidora local. Los valores corresponden a demanda en barras de central (b.c.).

Ceuta. Previsión de Demanda (b.c.) (+)		
Año	Energía	Punta
	GWh	MW
2006	201,8	38,2
2008	299,0	55,0
2011	346,0	63,7
2016	398,2	76,6
(+ incluye demandas singulares previstas)		

Extraída de “Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008 – 2016” del Desarrollo de las Redes de Transporte de la Secretaría General de Energía.

Esta planificación fue muy positiva si la comparamos con la demanda real que finalmente ha habido en estos años, según figuras 4.13 y 4.14.

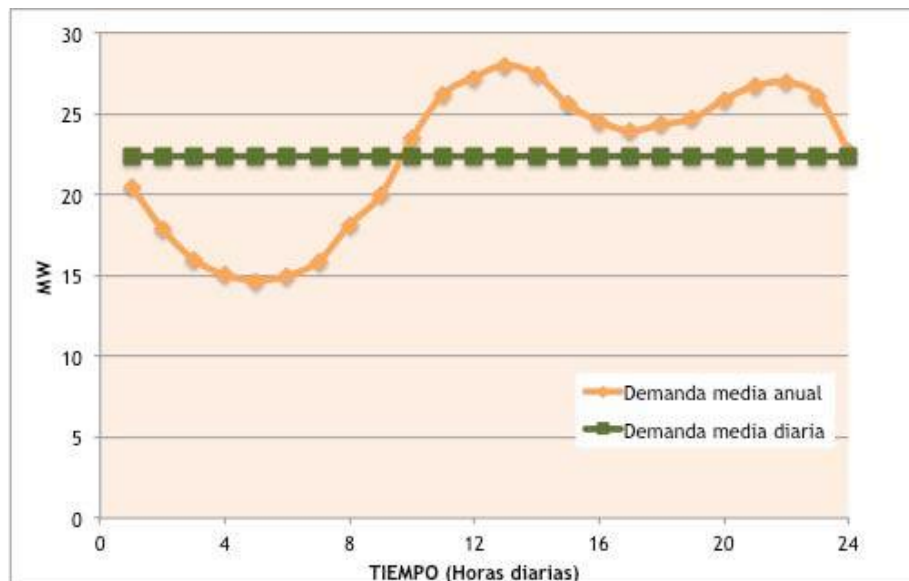


Figura 4.13. Curva de demanda media anual. Fuente: REE y elaboración propia

Con respecto a la demanda que se requiere en la ciudad de Ceuta, se puede observar en la figura 4.13 que la curva de demanda media anual obtenida en la gráfica de la derecha en color naranja, tiene una forma común a la que suele darse en España en cuanto a la demanda energética en función de las distintas horas del día.

La demanda media diaria se ha calculado estudiando la demanda diaria de Ceuta y se ha obtenido un valor aproximado de 22 MW.

En función de todos estos valores se ha hecho el diseño energético que se propone en este informe.

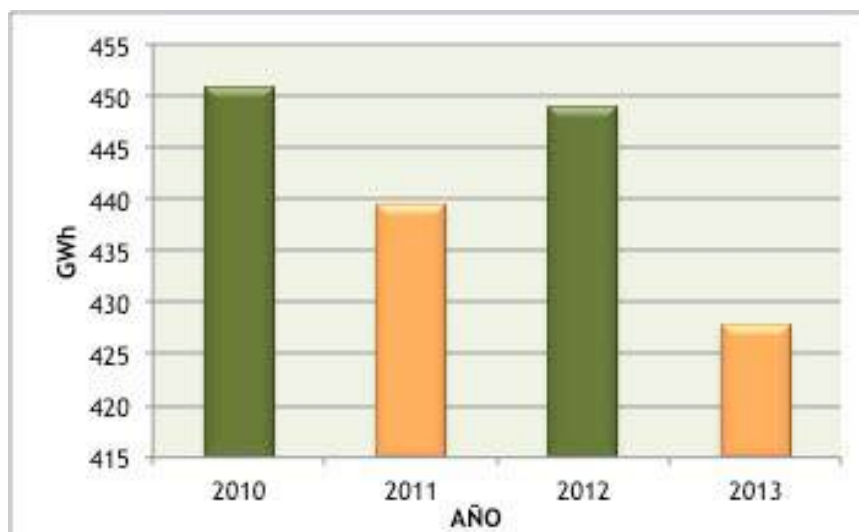


Figura 4.14 Producción anual. Fuente: REE y elaboración propia

La producción anual de electricidad de la central diesel, ha sufrido importantes fluctuaciones en los últimos años. Tal y como se puede comprobar en la figura 4.14, desde el año 2010 ha habido subidas y bajadas de hasta 25 GWh de diferencia. Este hecho es debido a la crisis en la que se encuentra inmerso el país, así como de la repercusión que haya tenido la climatología en cada uno de los años.

La energía eléctrica no se puede almacenar en grandes cantidades. Esto exige que la producción de energía deba igualarse a su consumo de forma precisa e instantánea, lo que requiere un equilibrio constante entre generación y consumo.

La demanda anual de energía eléctrica en el conjunto de los sistemas extrapeninsulares, cae 2013 con un descenso del 2,9% respecto al año anterior. Por sistemas, los descensos fueron del 2,5% en Baleares, un 3,0% Canarias, un 4,8% en Ceuta y un 3,4% en Melilla.

4.3 Cobertura de la demanda eléctrica insular y extrapeninsular

A diferencia del sistema peninsular español, que está conectado al resto del sistema de la UCTE (Unión para la Coordinación del Transporte de Electricidad en Europa), en el que se considera que el índice de cobertura debe estar en torno a un valor cercano a 1,10 para las situaciones de punta extrema anual, el cálculo de la capacidad de generación necesaria en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares (SEIE) se realiza aplicando una metodología diferente. Al tratarse de sistemas aislados, toda la reserva de potencia debe residir en los propios sistemas.

La determinación de las necesidades de potencia instalada futura en los SEIE se ha realizado a partir de los requisitos de margen de cobertura (requerimientos de potencia disponible y reservas primaria, secundaria y terciaria) establecidos en la Resolución, de 28 de abril de 2006, de la Secretaria General de Energía, por la que se aprueba un conjunto de procedimientos de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares; y más en concreto en su Anexo I (P.O.1. Funcionamiento de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares).

Según lo establecido en la norma anterior, la potencia horaria disponible en cada sistema debe ser siempre igual o superior a la suma de la demanda horaria más dos veces el tamaño del grupo mayor del sistema. Para cada año del horizonte de estudio, la potencia instalada en cada sistema debe ser igual o superior al máximo anual de los valores de la potencia horaria disponible requerida más un margen de reserva para tener en cuenta las indisponibilidades fortuitas de los grupos generadores (se supone que los descargos de los grupos por mantenimiento se realizan fuera del período crítico). El margen de reserva se determina en función del tamaño máximo admisible de grupo en cada sistema.

Además, por otra parte, y atendiendo a lo establecido en Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, el operador del sistema está desarrollando una metodología de cobertura de la demanda de tipo probabilístico para la evaluación de las necesidades de equipo generador en los SEIE, que según dicha norma, deber ser tal que la probabilidad de la pérdida de carga sea inferior a 1 día cada 10 años, en términos mensuales, por lo que los resultados de la planificación de equipo generador podrían variar respecto de los incluidos en el presente documento, basados en el criterio determinista establecido en la Resolución de 28 de abril de 2006.

4.4 Estimación del porcentaje de demanda a cubrir

Una vez estudiado en profundidad la demanda de Ceuta, y la casuística particular por ser considerada una isla energética, en este apartado se pretende establecer cuál será la cobertura renovable que buscamos cubrir con la puesta en marcha de la instalación hidroeléctrica.

4.5 Recurso eólico

El viento, como recurso energético, viene determinado fundamentalmente por los siguientes parámetros: velocidad, dirección, densidad y perfil vertical. Es fundamental conocer las propiedades de cada uno de ellos para comprender su importancia en el contenido energético del viento.

Ante la imposibilidad de situar una torre de medida para la caracterización del viento en la zona objeto del proyecto, se han recogido los datos de viento medidos en el helipuerto de Ceuta. Se han registrado series de datos *diezminutales* de los últimos años y se ha hecho una media con todos los valores y creado un año tipo para la estimación del recurso eólico descartando datos anómalos que pudieran alterar la serie.

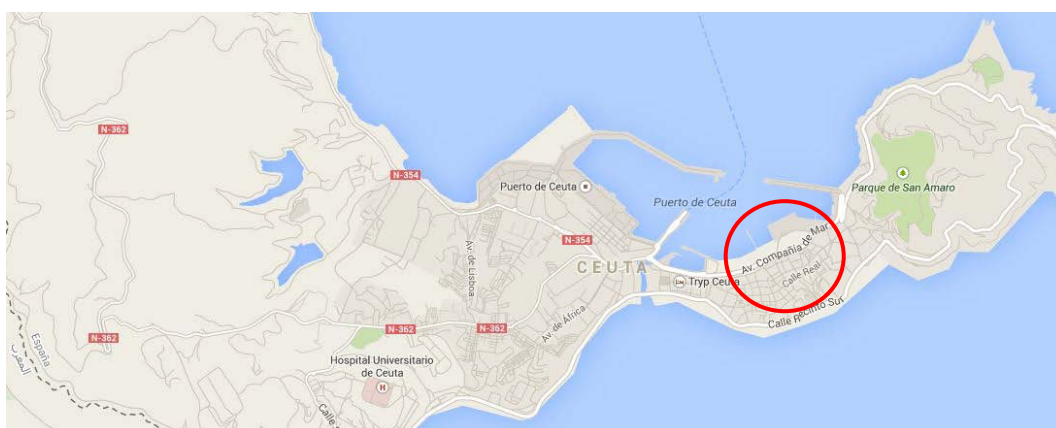


Figura 4.2 Situación del helipuerto de Ceuta. Fuente: google maps

4.5.1 Análisis del viento en el emplazamiento

Para medir la velocidad del viento se emplean unos sensores denominados anemómetros. Los anemómetros clásicos son los de cazoletas.

También existen nuevos instrumentos que emplean otro método de medida, como son los anemómetros por infrarrojos, láser o sónicos.

La velocidad del viento es el parámetro más importante ya que marca el contenido de energía cinética de la masa de aire en movimiento. A mayor velocidad, mayor energía disponible en el viento.

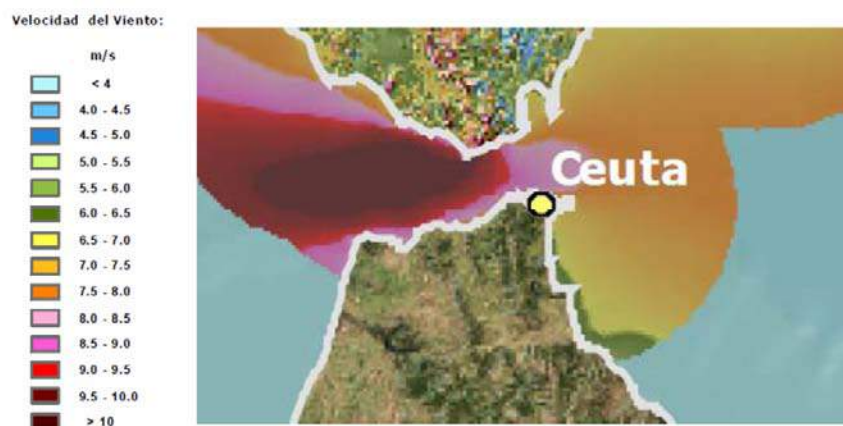


Figura 4.3 Atlas eólico de España. Fuente: IDAE

El anemómetro del helipuerto de Ceuta recoge datos de la velocidad del viento cada segundo (1 Hz) y almacena los valores medios obtenidos en rangos de 10 minutos (es decir, cada 600 medidas, hacen la media aritmética y se almacena 1 valor). Por lo tanto, durante un año tenemos 52.560 mediciones. Estos son los datos *diezminutales* obtenidos y con los que se ha estudiado el recurso del viento.

En cuanto a la dirección del viento, es un factor clave a estudiar ya que los aerogeneradores deberán orientarse de manera perpendicular a ella, para que el flujo de aire que atraviesa el rotor sea mayor, y por tanto también lo será la conversión de energía cinética del viento en energía mecánica, que a su vez se transformará en energía eléctrica en el generador eléctrico del aerogenerador.

A continuación se obtienen las velocidades medias y dirección dominante mensual del viento en la zona a estudiar:

DIRECCIÓN (grados)	FRECUENCIA (%)	DIRECCIÓN	VELOCIDAD MEDIA (m/s)
345 - 15	6,17%	N	6,6573
15 - 45	5,96%	NE	6,5048
45-75	7,46%	NEE	6,4637
75 - 105	9,01%	E	6,6515
105- 135	11,27%	SE	7,1048
135- 165	10,95%	SEE	6,7065
165 - 195	4,06%	S	6,653
195 - 225	6,32%	SO	6,5645
225 - 255	7,35%	SOO	7,2643
255 - 285	11,12%	O	7,4093
285 - 315	11,14%	NO	6,9891
315 - 345	9,20%	NOO	7,0004

Tabla 4.1 Velocidades medias en función de la dirección. Fuente: elaboración propia

Este emplazamiento elegido para el proyecto tiene una velocidad media de 6,93 m/s.

Se tiene pues una aproximación de la dirección del viento predominante en la llamada rosa de los vientos y de igual manera se dispone de la gráfica de la distribución de Weibull donde se puede apreciar la probabilidad de cada velocidad de que aparezca.

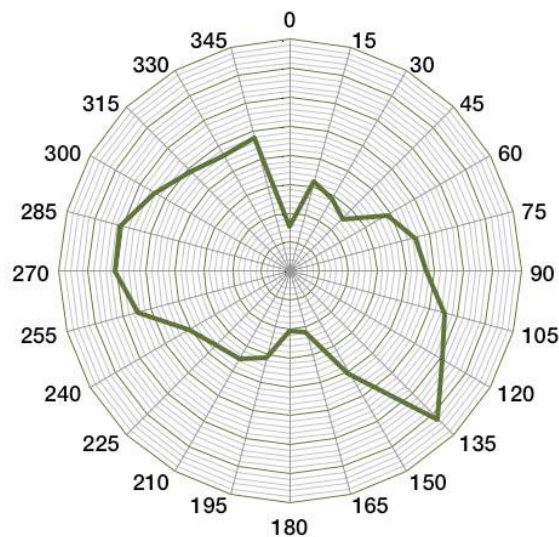


Figura 4.4 Rosa de los vientos. Fuente: elaboración propia

La rosa de los vientos representa la intensidad media del viento en diferentes sectores en los que divide el círculo del horizonte. Como se puede observar en la rosa de los vientos obtenida, la dirección predominante es sureste y noroeste, por lo que a la hora de diseñar el parque se tendrá en cuenta esta dirección para orientar los aerogeneradores alineados en una hilera de tal forma que estén perpendiculares a la dirección predominante del viento para obtener el máximo aprovechamiento posible del recurso eólico.

A continuación se muestra la distribución de Weibull obtenida:

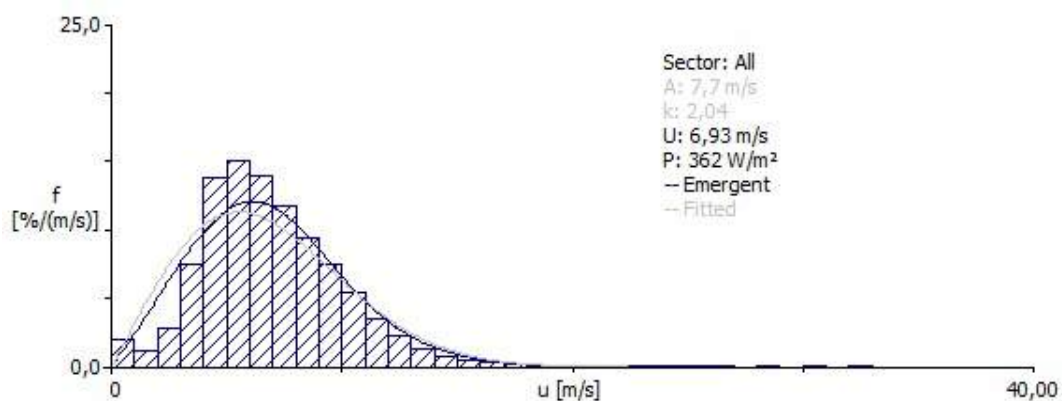


Figura 4.5 Distribución de Weibull. Fuente: elaboración propia, programa WasP

En la distribución de Weibull se puede apreciar la frecuencia con la que aparece una determinada velocidad en toda la muestra recopilada de datos. Como se puede observar, la forma de la distribución indica que los vientos bajos tienen poca probabilidad de aparición en nuestro emplazamiento, en cambio, los vientos de mayor velocidad tienen más altas frecuencia de aparición.

Esta distribución viene descrita por el factor de escala A y el factor de forma K . El factor A es proporcional a la velocidad media del viento y el factor K define la forma de la distribución para diferentes velocidades de viento. Para este caso concreto se obtiene una $A=7,7 \text{ m/s}$ y una $K=2,04$.

Los parámetros de Weibull A y K, la velocidad principal y la densidad de energía a diferentes alturas pueden observarse en la siguiente tabla:

Altura	Parámetro	0,00 m	0,03 m	0,10 m	0,40 m	1,5 m
10,0 m	Weibull A [m/s]	5,94	4,16	3,61	2,85	1,90
	Weibull k	1,92	1,67	1,66	1,68	1,66
	Mean speed U [m/s]	5,27	3,71	3,23	2,55	1,69
	Power density E [W/m ²]	178	73	49	24	7
25,0 m	Weibull A [m/s]	6,44	5,00	4,48	3,77	2,88
	Weibull k	1,96	1,79	1,77	1,78	1,74
	Mean speed U [m/s]	5,71	4,44	3,99	3,35	2,57
	Power density E [W/m ²]	222	115	85	50	23
50,0 m	Weibull A [m/s]	6,80	5,80	5,27	4,57	3,71
	Weibull k	1,97	2,00	1,95	1,92	1,87
	Mean speed U [m/s]	6,03	5,14	4,68	4,06	3,29
	Power density E [W/m ²]	260	159	123	81	45
100,0 m	Weibull A [m/s]	7,14	6,89	6,31	5,56	4,68
	Weibull k	1,86	2,12	2,12	2,15	2,11
	Mean speed U [m/s]	6,34	6,10	5,58	4,93	4,14
	Power density E [W/m ²]	322	252	193	131	79
200,0 m	Weibull A [m/s]	7,41	8,56	7,81	6,92	5,91
	Weibull k	1,67	2,03	2,03	2,06	2,04
	Mean speed U [m/s]	6,62	7,58	6,92	6,13	5,24
	Power density E [W/m ²]	416	502	381	261	165

Tabla 4.2 Valores de A, k, U y E a diferentes alturas. Fuentes: elaboración propia, programa WASP

4.5.2 Tipificación de los aerogeneradores, selección y ubicación (micrositing)

Una vez se ha caracterizado el viento y en función de la velocidad media del viento recogida por el anemómetro, se estudia la clase de aerogenerador a instalar según la clasificación de WGT según IEC 61400, Ed3, 2005:

Clases de aerogeneradores	I	II	III	S
V_{med}	10 m/s	8,5 m/s	7,5 m/s	Valores definidos por el fabricante
V_{ref}	50 m/s	42,5 m/s	37,5 m/s	
A IT_{ref}	0,16			
B IT_{ref}	0,14			
C IT_{ref}	0,12			

Tabla 4.3 Clasificación aerogeneradores. Fuente: www.windpower.org

Como la velocidad media obtenida es de 6,93m/s y se mueve en la horquilla $v < 7,5$ m/s, se opta por la elección de un aerogenerador clase III.

Se pretende construir un parque eólico de aproximadamente 9,2 MW, por lo que se hace el estudio con 4 aerogeneradores de distintos fabricantes de clase III de 2,3 MW para estudiar según su producción, en este emplazamiento concreto, la elección de la turbina eólica.

Para hacer el estudio se utiliza el software WASP 10.0 (Wind Atlas Analysis and Application Program), es un programa para la extrapolación horizontal y vertical de los datos de viento.

Primero se cargó el mapa de la zona en cuestión y se representaron las curvas de nivel y rugosidad del emplazamiento. Estos datos se obtuvieron del programa GlobalMapper.

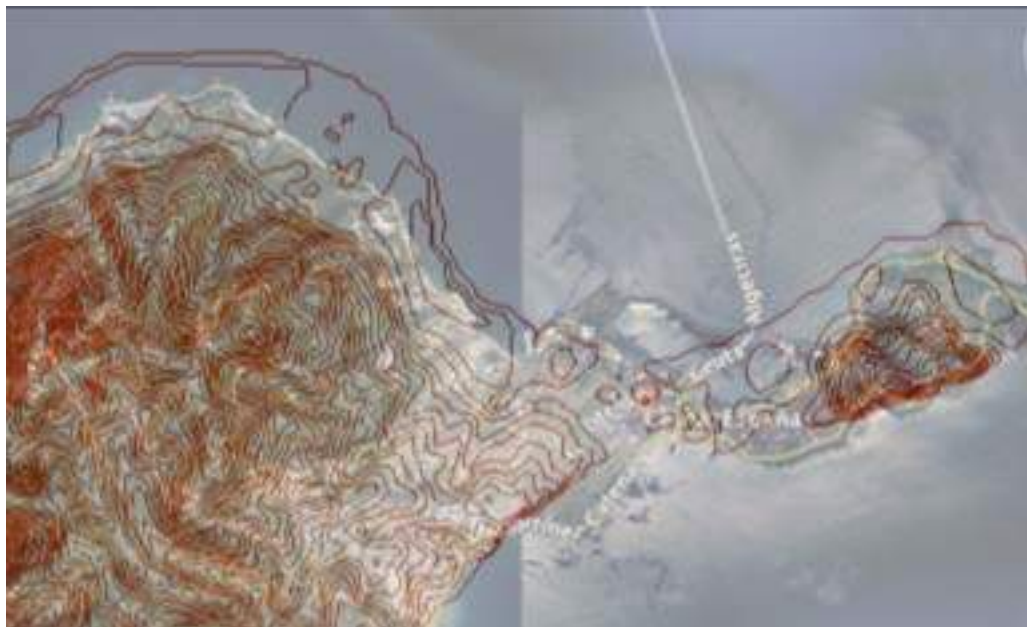


Figura 4.6 Curvas de nivel sobre la ciudad de Ceuta. Fuente: GlobalMapper

Después, utilizando el Observed Wind Climate Wizard (OWC) del programa WaSP, introducimos la serie de datos de viento de la estación de medida y éste obtuvo las gráficas de distribución de probabilidades (Weibull) de velocidades y rosa de de los viento que ya se habían explicado anteriormente:

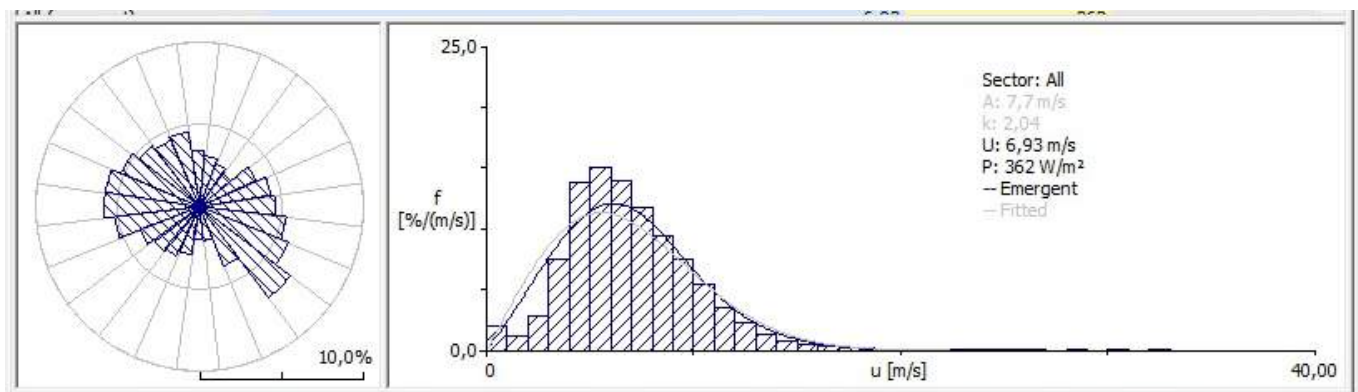


Figura 4.7 Rosa de los vientos y distribución de Weibull. Fuente: elaboración propia, programa WaSP

Una vez obtenido el mapa de emplazamiento con las curvas de nivel y rugosidad viento y a partir del atlas de viento, se colocaron los 4 aerogeneradores, teniendo en cuenta la dirección y velocidad del viento, así como la orografía del terreno y respetando una distancia mínima de 3 diámetros de rotor en la dirección perpendicular a la dirección predominante del viento, obteniendo la siguiente distribución:

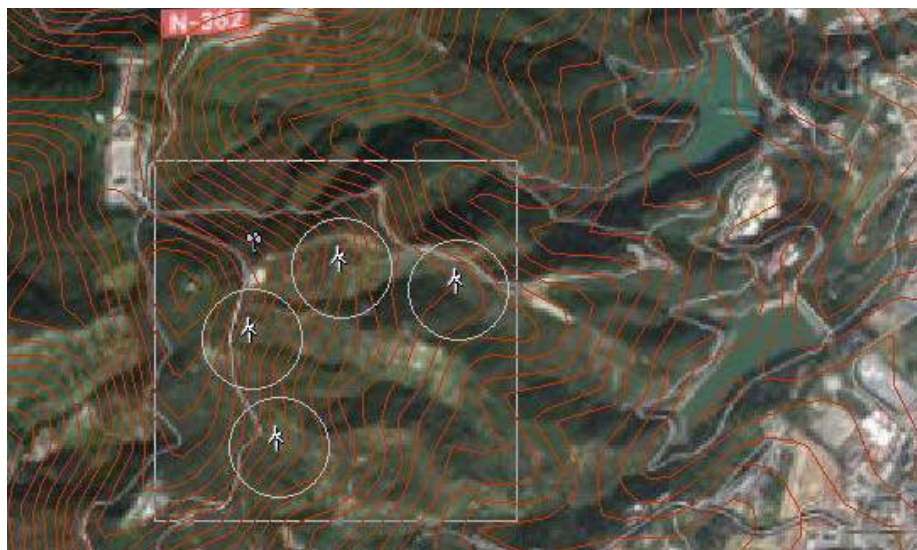


Figura 4.8 Emplazamiento de los aerogeneradores. Fuente: elaboración propia, programa WaSP

Como se puede observar los 4 aerogeneradores están situados rodeando el nuevo depósito a construir.

Finalmente introducimos varios tipos de aerogeneradores clase III de 2,3 MW de diferentes fabricantes y obtenemos su producción anual seleccionando un *ResourceGrid* en el programa.

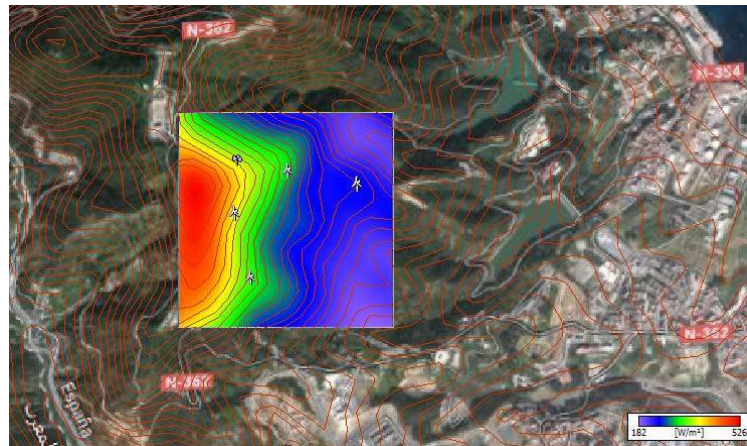


Figura 4.9 Power density. Fuente: elaboración propia, programa WaSP

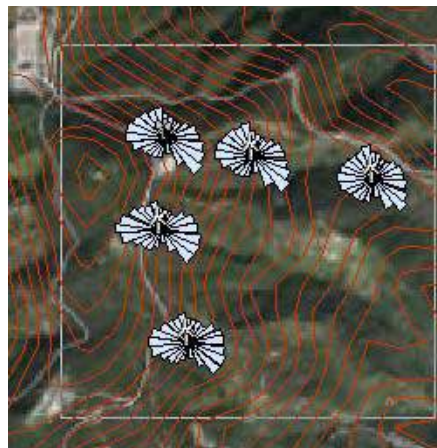


Figura 4.10 Predicción del viento. Fuente: elaboración propia, programa WaSP

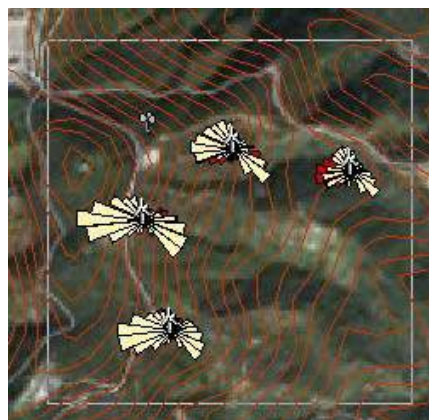


Figura 4.11 Producción bruta y pérdidas por efecto estela. Fuente: elaboración propia, programa WaSP

Realizamos un ratio entre inversión y producción de energía para cada fabricante de cada aerogenerador y se concluye que para este emplazamiento y este recurso eólico la mejor elección es un aerogenerador del fabricante SIEMENS SWT 2.3 - 93 de 2.3 MW.

A continuación se muestra una imagen de la situación del parque eólica respecto de la ciudad de Ceuta.



Figura 4.12 Emplazamiento de los 4 aerogeneradores. Fuente: google maps, elaboración propia

4.5.3 Estimación de la energía neta

Con los datos de viento obtenidos, el tipo de aerogenerador elegido y la disposición del parque, se estima la siguiente producción eléctrica:

POTENCIA DEL PARQUE EÓLICO	9,2 MW
Modelo del aerogenerador	Siemens SWT-2,3-93 de 2,3 MW cada uno
Número de aerogeneradores	4
Dirección predominante del viento	NO-SE
Velocidad media del viento	6,93 m/s
Producción total bruta (GWh)	27,944
Producción total neta (GWh)	27,324
Pérdidas por efecto estela (%)	2,27
Horas equivalentes	2970

4.6 Recurso hidrológico

4.6.1 Descripción hidrológica de Ceuta

La demarcación hidrográfica de Ceuta ocupa el extremo más oriental de una estrecha península que se destaca en el Noroeste de África, frente a las costas de Andalucía, a unos 20 Km. Está bañada al norte, al este y al sur por el mar Mediterráneo. Al oeste y suroeste limita con Marruecos, con las prefecturas de FhsAnjra y M´Diq-Fnideq, ambas pertenecientes a la región Tánger-Tetuán.

El relieve escarpado y las fuertes pendientes son los principales responsables de que la red hidrográfica se constituya fundamentalmente por arroyos y barrancos de corta longitud, de carácter torrencial y claramente estacional. Asimismo, condiciona una importante escorrentía en época de lluvias que dificulta la infiltración y, por tanto, la formación de acuíferos. No obstante, en Ceuta se puede concentrar un modesto volumen de agua subterránea en las fisuras de los materiales, en los afloramientos calizos, así como asociadas a depósitos aluviales.

El clima de Ceuta es mediterráneo, templado y húmedo, con un sólo máximo pluviométrico invernal y una estación seca y cálida de mayo a septiembre. Su localización cercana al mar provoca una moderación de las variaciones de temperatura que alcanzan los 16,4 °C de media anual. Los promedios anuales de lluvias determinan un total de 62 días y una precipitación de 750 mm. El régimen pluviométrico suele ser de gran intensidad, correspondiéndose con frentes a veces ocluidos o asociados a borrascas o gotas frías generadoras de tormentas.

La cuenca hidrográfica a la que pertenece el recurso hidrológico de la Ciudad Autónoma de Ceuta es la Confederación Hidrográfica del Guadalquivir y mediante el Real Decreto 739/2013, de 30 de septiembre, se aprobó el Plan Hidrológico de la Demarcación Hidrográfica de Ceuta, habiendo sido informado favorablemente por el Consejo del Agua de la Demarcación el 17 de julio de 2013 y por el Consejo Nacional del Agua el 29 de julio de 2013.

4.6.2 La gestión del agua

Actualmente, el consumo a la población de la Ciudad Autónoma de Ceuta, asciende a 10.767 hm³/anuales, unos 29.500 m³ al día, de los cuales el 75% es suministrado por la instalación desalinizadora de agua de mar y un 25% es suministrado por los embalses del Renegado e Infierno a través de la Estación de Tratamiento de Agua Potable.



Figura 4.13 Vista aérea de los embalses del Renegado e Infierno. Fuente: Confederación Hidrográfica del Guadalquivir

En cuanto a la planta desalinizadora que abastece a la ciudad de Ceuta, inicialmente tenía una capacidad de producción de 16.000 m³ al día de agua producida, en tres líneas de 5.350 m³ al día cada una. Posteriormente se amplió a 21.400 m³ al día y se incorporó una cuarta línea.

La planta desalinizadora bombea agua del mar y la adecúa para consumo humano. El agua ya tratada se recoge en un colector general, apto para 24.400 m³ al día y se conduce directamente al depósito de almacenamiento de la Estación de Tratamiento de Agua Potable que cuenta con una capacidad de 500 m³.

4.6.3 Embalses

4.6.3.1 Presa del Renegado

El embalse de El Renegado se ubica en el arroyo del Renegado. En nuestro proyecto será el embalse inferior desde el que bombearemos agua y al que llegará el agua turbinada desde el embalse superior.



Figura 4.14 Imagen de la Presa del Renegado. Fuente: Confederación Hidrográfica del Guadalquivir

La cuenca del embalse de El Renegado se sitúa totalmente en territorio Ceutí y tiene una superficie de 1,29 Km². El cauce principal o barranco del Renegado presenta una dirección general NE-SO con una pendiente media del 12% y una longitud total próxima a los 2 Km. El tramo comprendido entre la Presa del Renegado y el mar es de poco más de 700 metros.



Figura 4.15 Vista aérea de la Presa el Renegado. Fuente: google earth

La red hidrográfica, respecto a las aguas superficiales, se puede considerar de tipo endorreico. En cuanto a las aguas subterráneas, las fuertes pendientes y la proximidad de las elevaciones provocan una escorrentía superficial grande con la consiguiente disminución de la infiltración.

El acceso a las instalaciones se realiza desde la carretera nacional N-354 que une Ceuta con Benzú a lo largo de la costa. Aproximadamente en el kilómetro dos, a la altura de Playa Benítez, existe una desviación a la izquierda que conduce a la presa del Renegado. Después de pasar un desvío a la izquierda que lleva a la presa de El Infierno encontramos un desvío a la derecha que conduce a coronación de la presa de El Renegado.

Por otro lado, y también desde la N-354, unos metros después del desvío mencionado en el párrafo anterior existe una desviación a la izquierda que conduce a la estación de tratamiento de agua potable y pasada ésta se acaba en las instalaciones de pie de presa de El Renegado con el desagüe de fondo y la conducción a dicha estación de tratamiento de agua potable.

El embalse de El Renegado tiene una capacidad a la cota 82,10 metros sobre el nivel del mar y una capacidad de 1,65 hm³ y con una superficie a esa cota de 10,28 ha.

La cota de Nivel de Avenida de Proyecto (máximo nivel que se alcanzará en el embalse cuando reciba la avenida de proyecto, teniendo en cuenta la laminación de la misma por los órganos de desagüe de la presa, en adelante N.A.P) es la 83,28 metros sobre el nivel del mar, y la cota de coronación de 85 metros sobre el nivel del mar.

La presa de El Renegado es de materiales sueltos con núcleo impermeable interior de arcilla y espaldones de escollera con las correspondientes zonas de transición y filtros.

La coronación de la presa se sitúa a la cota 85,00 con un ancho de coronación de 5,00 m y una longitud de coronación de 244 m. La cota de coronación del núcleo es 81,50. La altura máxima sobre cimientos es de 66 metros.

El talud de la presa tanto aguas arriba como aguas abajo es de 1,8 en horizontal por una en vertical (1,8:1).

La única galería que dispone la presa es la de desagüe de fondo y toma con cota de solera en el punto más alto de 42 y con pendiente aguas debajo de 0,002. Es de sección circular de radio interior de 1,375 m y un espesor de 0,60 m en el semicírculo superior y hasta 15° hacia debajo de la horizontal. En dicha galería se sitúan las conducciones del desagüe de fondo y la toma de agua. La longitud de la galería es de 200 metros y su dirección es casi perpendicular al eje de replanteo de la presa. La galería solamente es visitable desde aguas abajo unos 55 metros al final de la cual se encuentra la cámara de válvulas. Unos metros aguas arriba de la cámara de válvulas existe un tapón del cual parten el desagüe de fondo y la conducción de la toma.

Existe un aliviadero que se sitúa en la margen derecha con descarga al arroyo del Infierno. Se trata de un aliviadero de labio fijo frontal, sin control. La cota del umbral del aliviadero es la 82,10 y tiene una longitud de 7 metros. El perfil del aliviadero es tipo Bradley.

El desagüe de fondo se ubica, junto con la conducción de toma, en la galería que atraviesa del dique de la presa. Dicho desagüe consta de una única tubería de 800 mm de diámetro.

La toma para abastecimiento se realiza mediante una torre de toma de hormigón armado situada en la margen derecha a unos 81,5 metros del eje de coronación en un punto que en el terreno primitivo la cota era 45. Se sitúa justo encima del comienzo de la galería que atraviesa la presa. Se disponen tres tomas a

las cotas 43, 60 y 71. La sección de las de las cotas 60 y 71 es rectangular de $0,8 \times 1,40 \text{ m}^2$, dichas tomas van protegidas por unas rejillas dispuestas en sentido vertical y formando un semicírculo, en planta, alrededor de las tomas. La rejilla va empotrada en dos placas de hormigón especialmente dispuestas para ella.

4.6.3.2 Presa del Infierno

La presa de El Infierno está situada en el extremo occidental de Ceuta, en el barranco del mismo nombre el cual desemboca directamente al mar unos 1.050 metros aguas debajo de la presa.



Figura 4.16 Vista aérea de la Presa del Infierno. Fuente: google earth

El embalse tiene una capacidad a la cota 60,00 metros sobre el nivel del mar de $0,60 \text{ hm}^3$ con una aportación media anual de $0,45 \text{ hm}^3$. La cota mínima de explotación es 42,50 metros sobre el nivel del mar que deja un volumen de embalse muerto de 40.000 m^3 .

La cota de Nivel de Avenida de Proyecto (N.A.P.) es la 61,30 metros sobre el nivel del mar y a esa cota la superficie de embalse es de 6.795 ha.

5 ESTRATEGIA DE EXPLOTACIÓN

Tal y como se ha adelantado en la descripción del proyecto, la instalación objeto de estudio es un sistema mixto en el cual se bombea agua desde un embalse inferior (El Renegado) hasta un depósito superior para posteriormente ser turbinada, aprovechando el salto de agua disponible y restituible de nuevo al embalse inferior. En este sentido, el embalse inferior de El Renegado, tiene una capacidad de 1.650.000 m³, y el superior deberá ser construido para generar la potencia que demanda la instalación.

La capacidad energética del circuito hidráulico se ve limitada por la capacidad del depósito superior.

Se describe a continuación la estrategia de explotación propuesta para el aprovechamiento hidroeléctrico.

Se propone programar la generación conforme a los procedimientos de operación establecidos para los sistemas insulares y extrapeninsulares. Con el fin de describir el funcionamiento, se consideran dos sistemas de generación y dos demandas:

- ✓ Generación diesel
- ✓ Generación hidroeléctrica
- ✓ Demanda insular
- ✓ Demanda de bombeo

Para asegurar la producción diaria de la central, se programará la misma en función de la capacidad energética del sistema hidráulico, de forma que se asegure el despacho propuesto.

Teniendo en cuenta que siempre tendremos una base mínima de generación diesel para poder cubrir la demanda, el resto de la demanda se cubrirá con los aerogeneradores, despachándose las turbinas hidráulicas en su mínimo técnico. Si no se dispone de eólica, la energía será entregada por la central diesel y por la hidráulica, de forma que la central hidroeléctrica no presente desvíos tanto en lo que a potencia despachada como a servicios complementarios se refiere.

5.1 Curva de funcionamiento. Programación de la generación

La estrategia de funcionamiento propuesta depende básicamente del nivel de los depósitos de acumulación de agua. El depósito superior es el que marca la capacidad hidráulica, dado que su volumen disponible es menor. Por tanto, cuando se indique que el depósito superior está al 100%, se supondrá una capacidad equivalente de 250.000 m³.

La figura siguiente, indica, cómo se pretende cubrir la demanda de Ceuta. Dependiendo del nivel del depósito superior, la programación se realizará con un mix de la central diesel y de la central hidroeléctrica con mayor o menor porcentaje en función de las condiciones del recurso disponible.

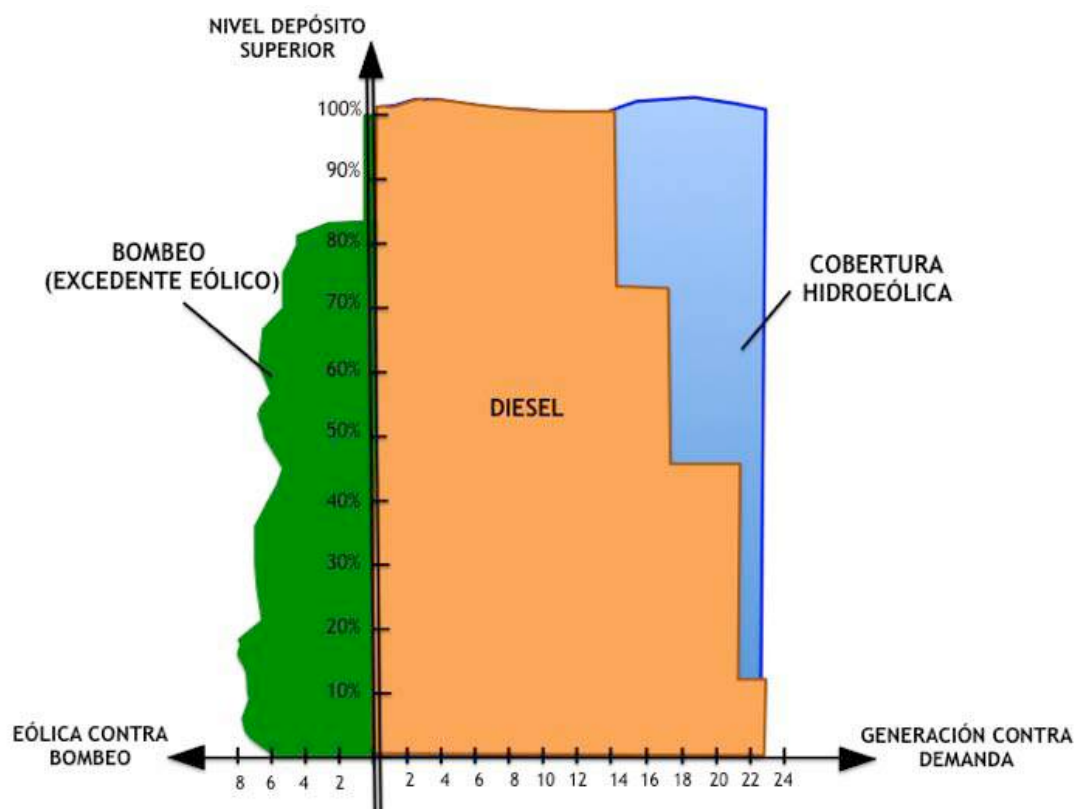


Figura 5.1 Programación de la generación. Fuente: elaboración propia

En el caso del que el recurso eólico sea mayor que la demanda asignada al aprovechamiento hidroeléctrico, se cubrirá la demanda con eólica y diesel y se despachará bombeo con el excedente eólico. Si el recurso eólico es del tipo medio o bajo, se cubrirá la demanda con diesel, con la eólica disponible y la demanda restante se cubrirá con hidráulica. No se activará demanda de bombeo, por lo que el nivel de depósito irá disminuyendo. Se despachará de forma que se aseguren los servicios complementarios de red según indican los procedimientos de operación, disponiéndose básicamente de capacidad inercial, control de tensión, regulación primaria y regulación secundaria suficiente para responder ante contingencias.

En cuanto al funcionamiento en tiempo real, se propone elaborar un criterio de operación con el que poder adaptar el despacho hidroeléctrico en función del recurso eólico y sus desvíos respecto a la previsión, de forma que se mantengan los servicios complementarios dentro de los requerimientos de operación del sistema. El programa de bombeo se irá modificando según el excedente eólico.

En los siguientes apartados se describen los distintos modos de funcionamiento.

En el anexo adjunto se incluyen datos y gráficos de cada uno de los meses del año 2013.

5.2 Explotación con nivel de depósito elevado

Con niveles de depósito superior por encima de un 80% la cobertura de la demanda de Ceuta se realizará con una base de diesel y con alta cobertura del aprovechamiento hidroeléctrico, pues la capacidad del depósito permite aportar prácticamente el 100% de su potencia hidráulica si no se dispone de viento.

Considerando la base de diesel, el objetivo es despachar con eólica si el recurso es suficiente, quedando la turbina hidráulica en su mínimo técnico con el fin de disponer de capacidad inercial y reserva rodante. Asimismo, se despachará bombeo contra la energía eólica excedentaria. En el caso de que la eólica no sea suficiente se suministrará el resto de la demanda con hidráulica, siempre teniendo presente el aporte base de diesel.

Con niveles de depósito superiores al 90% se limitará el programa de bombeo a un máximo de 0,6 MW, con el fin de disminuir las maniobras de bombeo. En general, la eólica excedentaria no destinada a bombeo quedará como reserva rodante.

5.2.1 Explotación con nivel de depósito elevado y recurso eólico elevado

En la figura siguiente se muestra la evolución del sistema en el caso de disponerse de recurso eólico elevado. En este caso se observa que la demanda está cubierta por la base de diesel y la eólica.

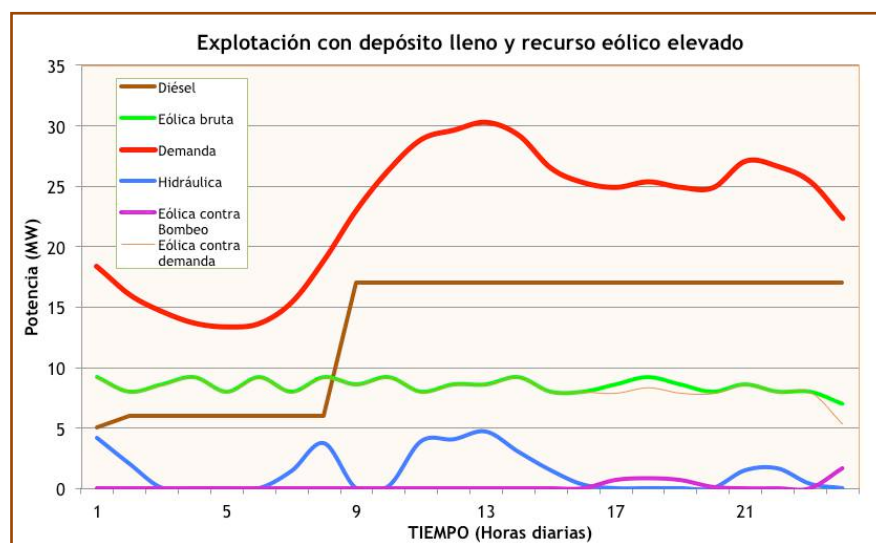


Figura 5.2 Explotación depósito superior con capacidad elevado y recurso eólico elevado. Fuente: elaboración propia

Durante estas 24 horas el nivel del depósito es como el que se muestra:

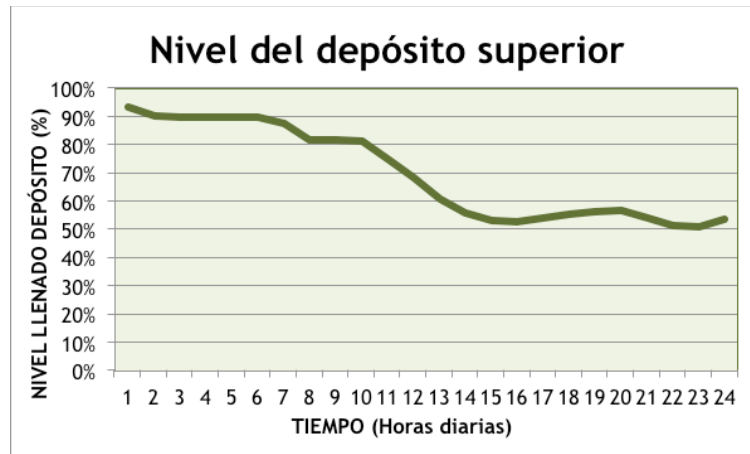


Figura 5.3 Variación del nivel del depósito superior a lo largo de las horas. Fuente: elaboración propia

Como puede observarse, en el momento que la demanda es mayor que la suma de diesel y eólica, entra en funcionamiento la hidráulica para satisfacer la demanda.

Además este se considera el caso más favorable por lo que podemos bajar considerablemente el consumo de diesel cuando la demanda es mayor.

En cuanto al bombeo contra excedente eólico, se mantiene constante a unos 600 kW, debido a que el depósito se encuentra a un nivel elevado, excepto tras el aporte de hidráulica en los que se incrementa la eólica a bombeo debido a que el nivel del depósito ha disminuido.

5.2.2 Explotación con nivel de depósito elevado y recurso eólico escaso

Solo cuando disminuye la velocidad del viento, la hidráulica asume parte de la demanda. La hidráulica permanecerá en funcionamiento hasta que regrese el recurso eólico, en este momento, y si existe un excedente de eólica (demanda < diesel + eólica) entonces usaremos el excedente eólico para bombear.

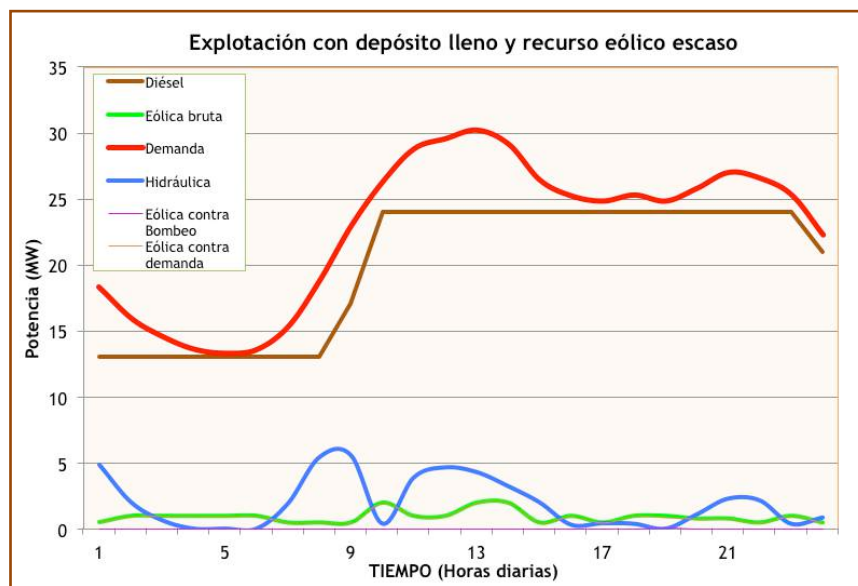


Figura 5.4 Explotación con depósito superior con capacidad elevado y recurso eólico escaso. Fuente: elaboración propia

Como se puede observar en la gráfica anterior, este caso es muy desfavorable, ya que al ser el recurso eólico tan escaso, hay que aumentar el consumo de diésel para poder satisfacer la demanda.

Durante estas 24 horas el nivel del depósito es como el que se muestra:

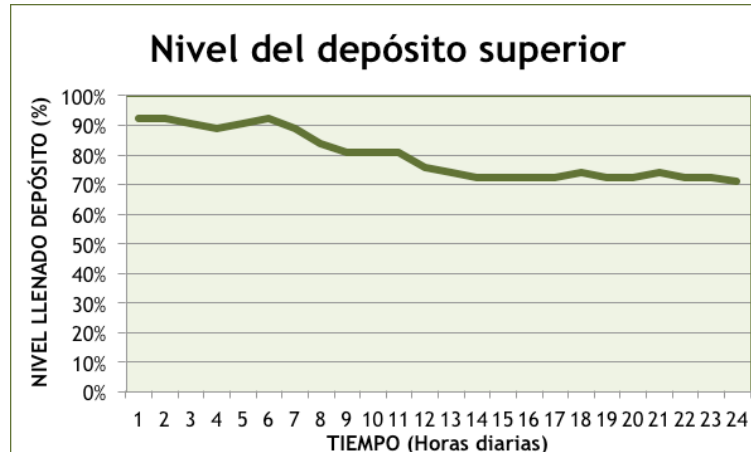


Figura 5.5 Nivel del depósito superior a lo largo de las horas. Fuente: elaboración propia

5.2.3 Explotación con nivel de depósito elevado y recurso eólico variable

En el caso de que el recurso eólico sea variable y en algún momento la base de diésel en conjunto con la eólica no sea suficiente para cubrir la demanda de Ceuta, se cubrirá el resto de la potencia programada con hidráulica, es decir, la hidráulica funciona como apoyo para el sistema. Se representa a continuación la evolución del sistema en el caso en que el recurso eólico pasa de ser abundante a inexistente y vuelve

posteriormente a ser abundante. Al principio se cubre la demanda con diesel y con eólica y se despacha un nivel de 0,6 MW para mantener el nivel del depósito. Posteriormente, la eólica disminuye y la demanda se va cubriendo con un mix de eólica, hidráulica y diesel, desconectándose el bombeo. En el momento en el que la eólica vuelva y haya excedente de eólica, este se usará para bombear y así aumentar el nivel del depósito superior.



Figura 5.6 Explotación con depósito superior con capacidad elevado y recurso eólico variable. Fuente: elaboración propia

Durante estas 24 horas el nivel del depósito es como el que se muestra:

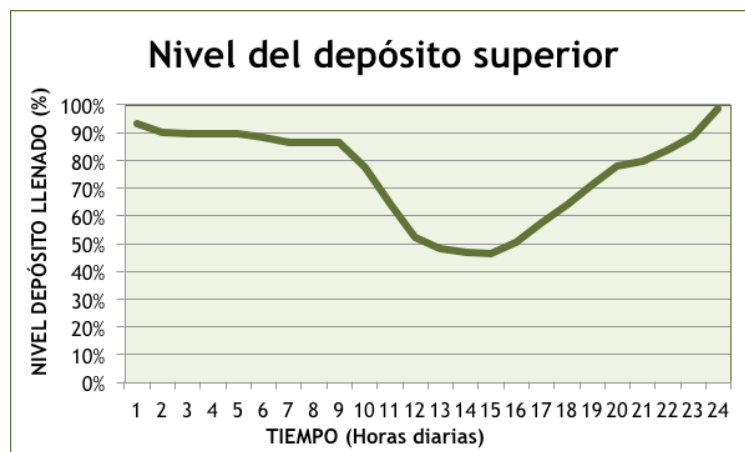


Figura 5.7 Nivel del depósito superior a lo largo de las horas. Fuente: elaboración propia

5.3 Explotación con nivel de depósito medio

Se considera un nivel de depósito medio entre el 25% y el 80% de su capacidad. Entre estos niveles, una parte de la demanda se cubrirá con la central diesel y eólica, esta última si la hubiera, en el caso de no disponer de recurso eólico se usará el circuito hidráulico.

En este caso, como el depósito no está lleno y por tanto la capacidad hidráulica es menor, se aumenta la producción de diesel para poder cubrir la demanda.

La cobertura de la demanda hidroeólica se realizará tal y como se ha indicado para niveles de depósito elevado, dándose preferencia a la eólica frente a la hidráulica y bombeando con excedentes eólicos.

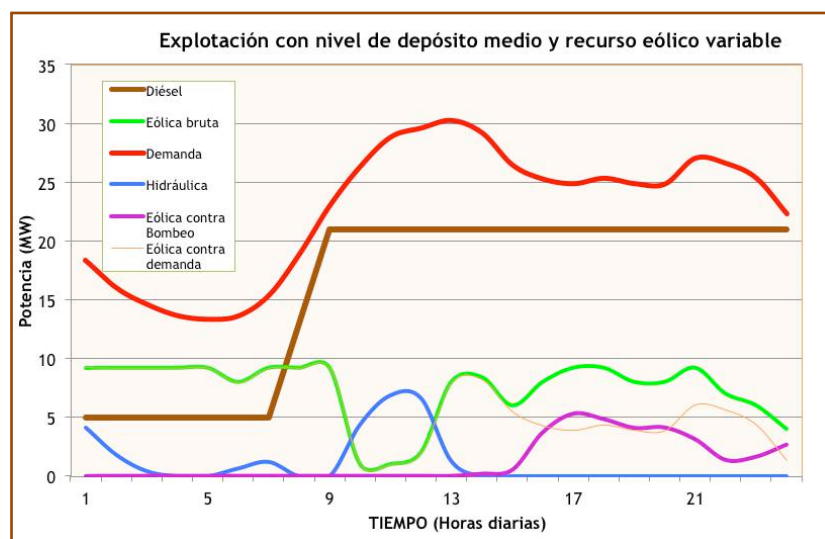


Figura 5.8 Explotación con depósito superior con capacidad media y recurso eólico variable. Fuente: elaboración propia

Durante estas 24 horas el nivel del depósito es como el que se muestra:

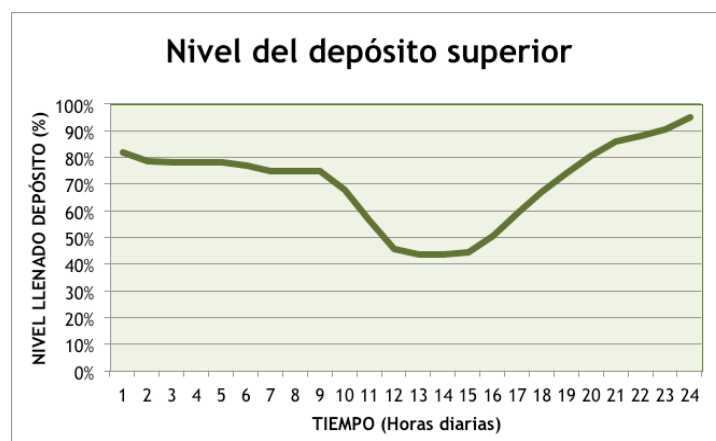


Figura 5.9 Nivel del depósito superior a lo largo de las horas. Fuente: elaboración propia

5.4 Explotación con nivel de depósito bajo

5.4.1 Explotación con nivel de depósito bajo y recurso eólico escaso

Este caso extremo es en realidad el funcionamiento actual de la central, suponiendo que nuestro sistema está en su mínimo de producción, por lo que la central diesel tendrá que generar toda la energía eléctrica que se demanda a tiempo real.

Con niveles inferiores al 25% se considera que la reserva hidráulica es baja. En tal caso, la demanda de Ceuta se cubrirá con la central diesel, que debería aportar servicios complementarios de regulación al sistema. En caso de que se disponga de recurso eólico, éste se destinará, en principio, a despachar bombeo. Asimismo, con niveles de depósito por encima del 5%, se programará la punta del sistema con hidroeléctrica, como puede observarse en la siguiente figura:

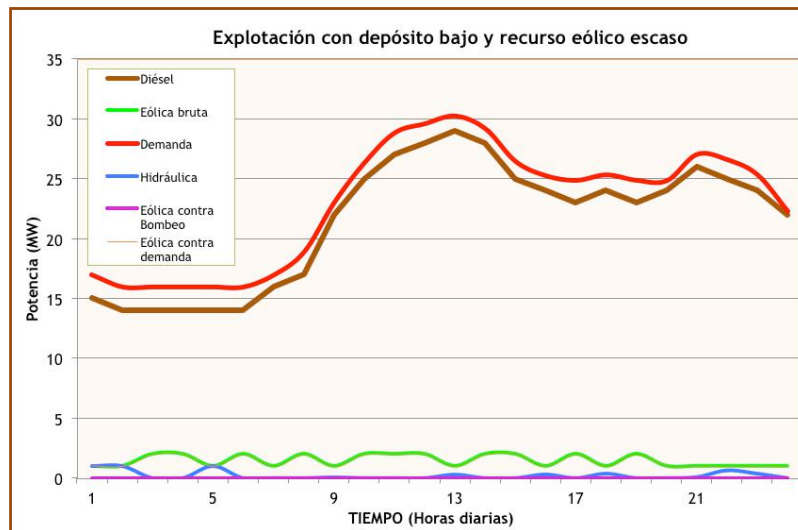


Figura 5.10 Explotación con depósito superior con capacidad elevada y recurso eólico variable. Fuente: elaboración propia

Durante estas 24 horas el nivel del depósito es como el que se muestra:

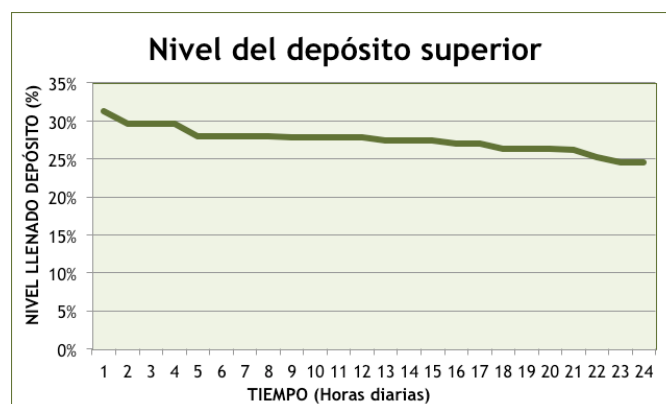


Figura 5.11 Nivel del depósito superior a lo largo de las horas. Fuente: elaboración propia

5.5 Capacidad hidráulica

La capacidad de almacenamiento energético del aprovechamiento viene definida por el depósito de nueva construcción de 250.000m³. La curva de funcionamiento o de cobertura hidroeléctrica se ha establecido en función de la capacidad energética del depósito, de forma que la generación hidráulica pueda cubrir la energía que se programe.

A continuación se indican las horas medias de funcionamiento mensuales del sistema hidráulico:

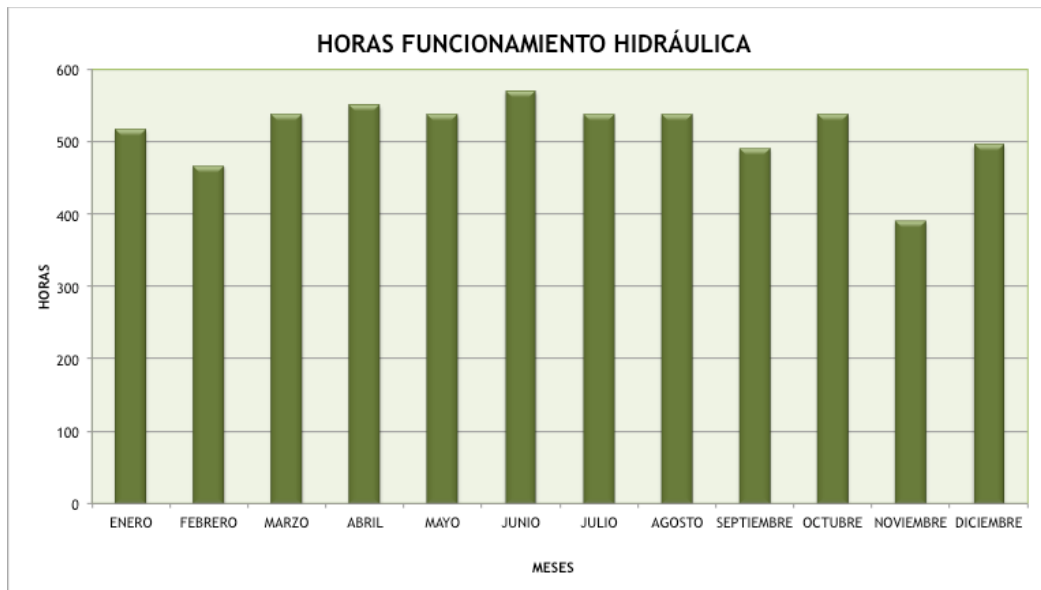


Figura 5.12 Horas de funcionamiento del sistema hidráulico. Fuente: elaboración propia

A continuación mostramos una gráfica con la demanda media mensual de un año en MWh:

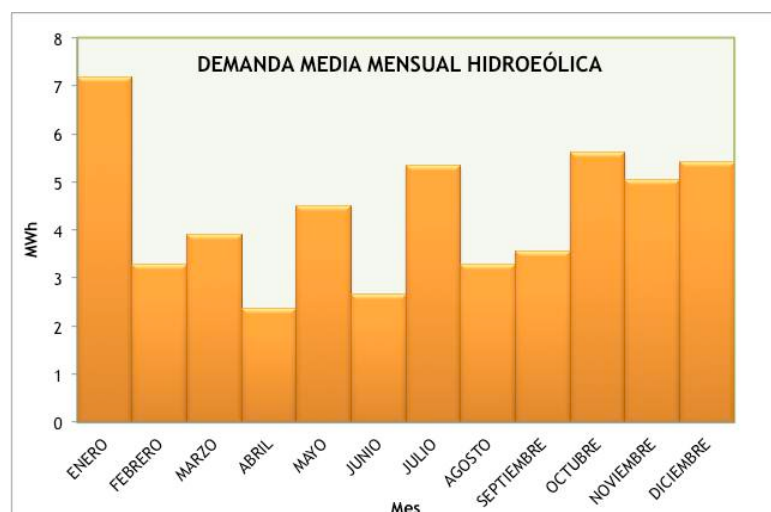


Figura 5.13 Demanda mensual hidroeléctrica. Fuente: elaboración propia

6 PRODUCCIÓN ANUAL

A continuación se resumen los datos de producción anual del sistema por tipo de generador en el caso de que se explote según se ha indicado en el punto anterior.

El recurso eólico está condicionado a la recolección de datos que se ha realizado.

En la siguiente tabla se puede ver la producción anual (MWh) de cada tecnología:

	DEMANDA	DIESEL		EÓLICA			HIDRÁULICA	HIDROEÓLICA
	DEMANDA EN CEUTA (MWh)	ENERGÍA PRODUCIDA (MWh)	ENERGÍA CONTRA BOMBEO (MWh)	BRUTA (MWh)	CONTRA DEMANDA (MWh)	CONTRA BOMBEO (MWh)	ENERGÍA PRODUCIDA (MWh)	ENERGÍA PRODUCIDA CONTRA DEMANDA (MWh)
ENERO	17865,04	12513,67	0,00	4395,80	3910,40	485,40	1440,97	5351,38
FEBRERO	14673,33	12520,67	0,00	1379,47	1153,92	225,55	1057,07	2210,99
MARZO	16065,61	13154,33	0,00	2004,67	1713,75	290,91	1200,54	2914,29
ABRIL	14524,04	12865,00	0,00	764,00	706,49	57,51	994,48	1700,97
MAYO	17102,10	13743,33	0,00	2351,87	2037,32	314,55	1321,45	3358,77
JUNIO	15497,91	13730,00	0,00	1024,00	890,76	133,24	1028,73	1919,49
JULIO	17963,24	14017,17	0,00	2769,33	2471,95	297,38	1502,96	3974,91
AGOSTO	19252,96	16796,83	0,00	1684,33	1340,42	343,91	1115,71	2456,13
SEPTIEMBRE	17413,30	14855,00	0,00	1648,00	1255,10	392,90	1306,93	2562,03
OCTUBRE	15815,55	11640,50	0,00	3131,00	2678,15	452,85	1496,90	4175,05
NOVIEMBRE	15580,33	11940,00	0,00	2870,00	2283,65	586,35	1356,68	3640,33
DICIEMBRE	17014,09	12989,00	0,00	3306,67	2691,39	615,28	1333,70	4025,09
TOTAL	198767,51	160765,50	0,00	27329,13	23133,30	4195,83	15156,13	38289,43

Tabla 6.1 Producción anual en función de la tecnología de generación. Fuente: elaboración propia

Como puede observarse, en ningún caso se utilizará diesel para bombear agua del embalse inferior al depósito superior.

Dicha generación eléctrica puede representarse en porcentajes según la demanda total de la Ciudad Autónoma. En la siguiente tabla se desglosa el porcentaje de cobertura de cada uno de los sistemas de generación eléctrica para cada mes del año de estudio (2013), así como la media anual.

	DIESEL	HIDRÁULICA	EÓLICA
ENERO	70,05%	8,07%	21,89%
FEBRERO	84,99%	7,18%	7,83%
MARZO	81,86%	7,47%	10,67%
ABRIL	88,32%	6,83%	4,85%
MAYO	80,36%	7,73%	11,91%
JUNIO	87,73%	6,57%	5,69%
JULIO	77,91%	8,35%	13,74%
AGOSTO	87,24%	5,80%	6,96%
SEPTIEMBRE	85,29%	7,50%	7,21%
OCTUBRE	73,60%	9,46%	16,93%
NOVIEMBRE	76,64%	8,71%	14,66%
DICIEMBRE	76,34%	7,84%	15,82%
MEDIA	80,86%	7,63%	11,51%

Tabla 6.2 Cobertura Mix de generación. Fuente: elaboración propia

El mix de generación anual obtenido con la inserción del sistema hidroeléctrico, se puede observar en la gráfica que se muestra a continuación:

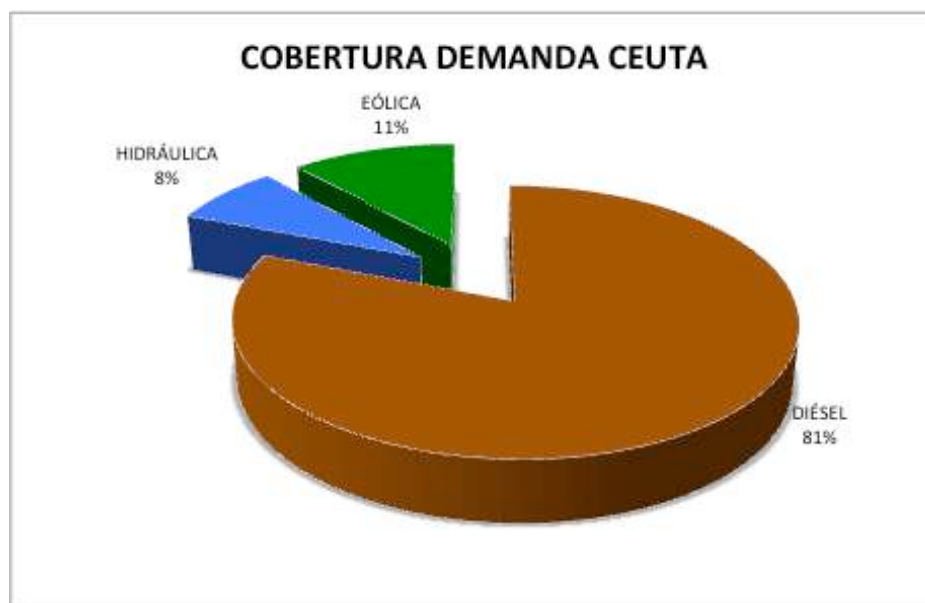


Figura 6.1 Porcentaje de cobertura de la demanda. Fuente: elaboración propia

Tal y como puede verse en la siguiente figura, la cobertura hidroeléctrica se desglosa en un 60% generado mediante el sistema eólico y el 40% a partir de la central de bombeo.



Figura 6.2 Porcentaje de cobertura de demanda hidroeléctrica

El siguiente gráfico representa la producción mensual de la generación eléctrica respecto de la demanda de Ceuta:

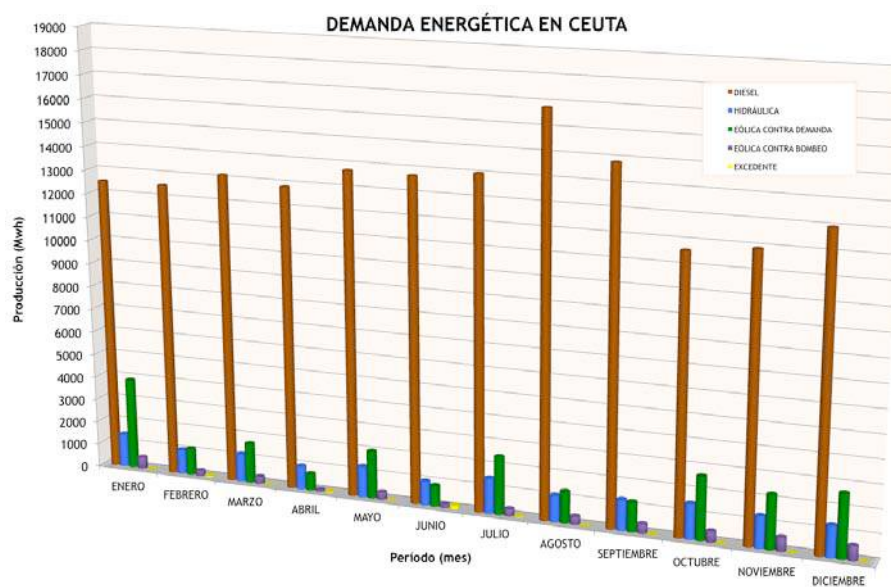


Figura 6.3 Demanda energética en Ceuta por meses. Fuente: elaboración propia

Teniendo en cuenta la producción anual, se han podido calcular las horas equivalentes anuales de la central hidroeléctrica, distinguiendo el aporte de cada tecnología:

	HORAS EQUIVALENTES	
EÓLICA CONTRA DEMANDA	2514,49	2970,56
EÓLICA CONTRA BOMBEO	456,07	
HIDRÁULICA	1722,29	
TOTAL	4692,84	

Tabla 6.3 Horas equivalentes del sistema hidroeléctrico. Fuente: elaboración propia

7 ASPECTOS AMBIENTALES

7.1 Características del medio

7.1.1 Clima

El clima es un factor que influye de manera muy relevante en el medio y requiere un estudio de la sucesión de diferentes variables como son la temperatura, las precipitaciones, humedad, altitud, latitud, etc., durante un tiempo determinado.

La climatología es de tipo mediterráneo, con dos estaciones bien diferenciadas, una fresca y húmeda que se extiende desde Octubre hasta Abril, y otra seca y cálida que va desde Mayo hasta Septiembre. De hecho, la precipitación media anual es de 574 mm y la temperatura media anual toma un valor de 10,4°C. Como media, hay 62 días de lluvia y 2621 horas de sol al año.

7.1.2 Geología y usos de suelo

Ceuta se encuentra en el punto de inflexión del Arco Bético-Rifeño, integrado por las Cordilleras Béticas y el Rif, dos conjuntos montañosos de origen esencialmente alpino, escarpados y relativamente jóvenes, que imprimen a la zona un carácter agreste y un acusado grado de inestabilidad tectónica.

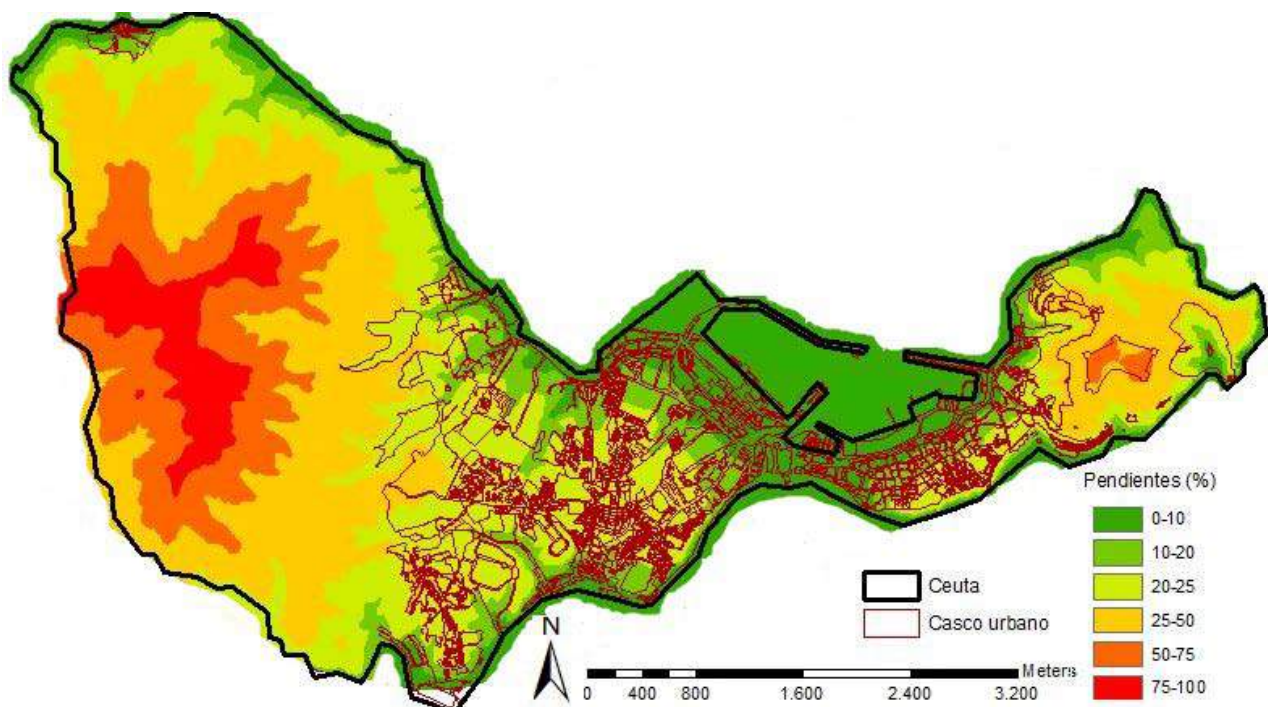


Figura 7.1 Mapa de pendientes. Fuente: Elaboración propia

Tal y como se puede apreciar en la figura 9, se han agrupado las distintas altitudes en 6 categorías según y éstas a su vez de dos en dos, de manera que se distinguen claramente tres regiones:

- Pendientes de 50% a 100%: la zona de fuertes pendientes se agrupa en lo que se conoce como Sierra Bullones. El extremo occidental presenta las mayores elevaciones del territorio, destacando el Monte Anyera con 349 metros de altitud y el Monte del Renegado con 329 m
- Pendientes de 20% a 50%: dentro de las pendientes intermedias englobando todo el espacio conocido como Parque de San Amaro y donde se encuentra el Monte Hacho con 204 metros sobre el nivel del mar, en la más oriental de la Ciudad. También ocupa la zona del centro-Oeste, acogiendo a las Presas del Renegado y del Infierno
- Pendientes de 0% a 20%: terreno suavemente ondulado, que ocupa el centro y este de la ciudad, donde se asienta el núcleo urbano de Ceuta, zona más deprimida.

7.1.3 Vegetación y usos de suelo

Según el Centro de Estudios Hidrográficos (CEDEX), Ceuta tiene una distribución de usos de suelo de 40,8% artificial, 17,7% agrícola, 41.5% forestal.

La flora de Ceuta está integrada por unas quinientas especies, con predominancia de los elementos mediterráneos y macaronésicos, lo que refleja claramente el tipo de influencias bioclimáticas de la región:

- ✓ Quejigos andaluces (*Quercuscanariensis*)
- ✓ Alcornosques (*Quercusuber*)
- ✓ Acebuches (*Olea europaea* var. *sylvestris*)
- ✓ Algarrobos (*Ceratonia siliqua*)
- ✓ Araar (*Tetraclinis articulata*)
- ✓ Madroños (*Arbutus unedo*)
- ✓ Abiérnagos (*Phillyrea angustifolia*)
- ✓ Mirto (*Myrtus communis*)
- ✓ Lentisco (*Pistacia l. lentiscus*)
- ✓ Yaladiernos (*Rhamnus alaternus*)
- ✓ Jarales (*Cistus* sp.)
- ✓ Brezales (*Erica* sp.)
- ✓ Pinos (*Pinus* sp.)
- ✓ Eucaliptos (*Eucalyptus* sp.)
- ✓ Mimbreras (*Salix pedicellata*)
- ✓ Tarays (*Tamarix africana*),

- ✓ Zarzas (*Rubus ulmifolius*)
- ✓ Adelfas (*Nerium oleander*)

7.1.4 Fauna

La Ciudad autónoma de Ceuta por hallarse en una zona con elevada biodiversidad, alberga numerosos taxones exclusivamente norteafricanos y varios endemismos tingitanos.

Ceuta tiene incluidas 9 especies endémicas, en el Catálogo Nacional de Especies Amenazadas, según la Orden Ministerial publicada en el B.O.E. nº 72 de 24 Marzo de 2000.

Estas nueve especies se reparten en anfibios: Salamandra argira, reptiles: Eslizón rifeño, Eslizón tridáctilo del atlas, culebrilla mora, culebrilla ciega de Tánger, lagarto tangerino y tres insectos coleópteros.

Además, hay otras especies incluidas en el Catálogo nacional que también se encuentran en Ceuta como son; Águila calzada, Buitre leonado, Culebra viperina, Aguilucho lagunero, Rupicapnos africana y todas las descritas a continuación en la figura 7.2:



Figura 7.2 Otras especies catalogadas. Fuente: www.obimasa.es

7.2 Espacios naturales y bienes protegidos

7.2.1 L.I.C y Z.E.P.A

La Red Natura 2000 es creada en el artículo 3, punto I de la Directiva 92/43/CEE, donde es definida como una red ecológica europea coherente constituida por las Zonas Especiales de Conservación (ZEC) y las Zonas de Especial Protección para las Aves (ZEPA's).

Su implantación hace compatible la conservación del medio ambiente en Europa con la actividad agraria, forestal y turística y con los asentamientos e infraestructuras humanas.

En cuanto a las ZEPA's, Ceuta cuenta con dos zonas declaradas cuya delimitación coincide exactamente con la porción terrestre de los lugares ya propuestos como LIC's. La superficie total es de 634,42 hectáreas.

ZEPA's		
	Benzú-Calamocarro	Acantilados del Monte Hacho
Código NUT	ES6310001	ES0000197
Superficie (Hectáreas)	601,81	32,61
Nº Aves Anexo I	40	28
Nº Aves migratorias	90	45

Tabla 7.1 Datos de ZEPA's. Fuente: elaboración propia

La propuesta de Lugares de Interés Comunitario en Ceuta consta de 2 lugares con una superficie total de 1473 hectáreas, de las cuales 634 hectáreas corresponden al área terrestre, lo que supone un 32% del ámbito territorial de nuestra ciudad.

LIC's		
	Benzú-Calamocarro	Zona marítimo-terrestre del Monte Hacho
Código NUT	ES6310001	ES6310002
Superficie total (Hectáreas)	601,81	871,15
Superficie terrestre (Hectáreas)	601,81	32,61
Superficie marina (Hectáreas)	0	838,54
Nº hábitats Anexo I	13	3
Nº especies Anexo II	11	3
Nº de otras especies importantes	164	219

Tabla 7.2 Datos de LIC's. Fuente: elaboración propia



Figura 7.3 Espacios naturales protegidos por Red Natura 2000. Fuente: www.obimasa.es

7.3 Identificación y valoración de impactos ambientales

7.3.1 Normativa aplicable

REAL DECRETO LEGISLATIVO 1/2008, de 11 de enero, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental de proyectos.

Los proyectos que deben ser objeto de una evaluación de impacto ambiental vienen recogidos en el Anexo I de dicho decreto.

7.3.2 Principales impactos

Las obras se llevarán a cabo en zonas no protegidas por ningún organismo, en suelo catalogado como No Urbanizable común.

7.3.2.1 Fase de construcción

Las actuaciones susceptibles de producir impacto en la fase de construcción son las siguientes para el parque de aerogeneradores:

- Desbroce de vegetación,
- Apertura de viales, plataformas y zanjas
- Cimentaciones
- Montaje de aerogeneradores

- Instalaciones auxiliares

Mientras que para la construcción del nuevo embalse los principales impactos serían:

- Pérdidas de suelo por erosión
- Destrucción de la vegetación
- Efectos sobre la fauna
- Alteraciones en el paisaje

7.3.2.2 *Fase de explotación*

- Presencia y funcionamiento de instalaciones
- Labores de mantenimiento

7.3.2.3 *Fase de desmantelamiento*

- Desmantelamiento de en según su caso: aerogeneradores, cimentaciones, subestación y línea eléctrica,
- Recuperación ambiental

7.3.3 Matriz causa-efecto

A continuación se detalla en una matriz causa-efecto las distintas afecciones que sobre el medio pueden tener las acciones de cada fase del proyecto.

En el caso de los acuíferos, bienes protegidos y lugares de interés comunitario (LIC) no se produce ningún impacto puesto que las obras se realizarán en zonas alejadas.

	Desbroce de vegetación	Apertura de viales, plataformas y zanjas	Cimentaciones	Movimiento de tierras para el nuevo embalse	Montaje de aerogeneradores	Instalaciones auxiliares	Presencia y funcionamiento de instalaciones (eólicas)	Presencia y funcionamiento de instalaciones (hidráulicas)	Labores de mantenimiento	Desmantelamiento de: aerogeneradores, cimentaciones, subestación y línea eléctrica	Recuperación ambiental
Clima											
Geología											
Hidrología											
Vegetación											
Fauna											
LIC y ZEPA											
Paisaje											

Sin impacto	Impacto positivo	Impacto bajo	Impacto medio	Impacto alto
-------------	------------------	--------------	---------------	--------------

Figura 7.4. Tabla de valoración de impactos. Fuente: elaboración propia

Cabe destacar también, los impactos positivos del proyecto en el medio socioeconómico tales como:

- Creación de actividad económica

- Aprovechamiento de una fuente de energía renovable
- Abastecimiento eléctrico
- Explotación persistente de infraestructura

7.3.4 Propuesta de medidas preventivas y correctoras.

7.3.4.1 Medidas sobre el medio físico

- Minimizar la alteración de la geología, pérdida de suelo y topografía: supervisando y delimitando aéreas estrictamente necesarias de afectar, utilizando caminos y pistas ya existentes.
- Se aconseja utilizar los restos de excavaciones que no puedan ser utilizada como tierra vegetal para las cimentaciones de los aerogeneradores.
- Minimizar la alteración de la calidad del agua, aire y nivel sonoro.
- Se vigilarán los niveles de impurezas y acústicos durante la obra, barajando la posibilidad de instalar pantallas vegetales en torno a la subestación con el fin de minimizar el impacto paisajístico y sonoro.
- Minimizar la alteración del paisaje: ocupando la mínima superficie necesaria cuidando de no dejar escombros, además los colores de los aerogeneradores serán de los tonos que menos contraste con la línea de horizonte.
- Minimizar los riesgos controlando el correcto funcionamiento de cada fase.



Figura 7.5 Actividades de restauración paisajística. Fuente: www.restauracionpaisajistica.com

7.3.4.2 *Medidas sobre el medio biótico*

- Minimizar las afecciones a la vegetación: señalando los ejemplares singulares y en la restauración ambiental de los terrenos ambientales se usaran las especies que cumplan las garantías de procedencia establecidas.
- Minimizar las afecciones a la fauna: controlando todas las situaciones que puedan representar un riesgo para la relación de fauna enumerada anteriormente. En caso de detectar algún ejemplar muerto se procederá a su comunicación al órgano competente

7.3.4.3 *Medidas sobre el sistema cultural*

Control arqueológico será realizado por un arqueólogo, que podrá paralizar las obras en caso de encontrar algún resto durante la ejecución.

7.3.4.4 *Medidas sobre el medio socio-económico*

Estos son fundamentalmente de signo positivo ya que se potenciará las constataciones como medida que potencie la economía de la comarca.

7.3.5 *Medidas compensatorias*

- Una vez finalizadas las obras se restituirá la zona a las formas originales en la medida de lo posible. Mitigar los efectos producidos por la misma, llevar el sistema a condiciones semejantes a las que se presentaban en algún estadio previo y reincorporar elementos bióticos o abióticos originales al sistema
- La plantación de nuevos ejemplares de especies afectadas, a razón de 3 por cada ejemplar eliminado por la obras, siempre que sea posible. Se utilizarán especies de diferentes temperamentos teniendo en cuenta que la región degradada afecta a zonas en la solana y a zonas en umbría.
- Instalación de salvapájaros en la línea eléctrica.
- Control de la erosión en las zonas donde sea necesario: Se construirán zanjales que dirijan el agua de escorrentía, replicando formas naturales del terreno, que mediante su construcción ayudarían a repartir el volumen de agua de escorrentía. También se instalarán escalones de matorral con raíces estabilizadoras de terreno a lo largo de la pendiente

7.3.6 *Plan de vigilancia ambiental*

Cada 6 meses se presentarán informes sobre el desarrollo del PVA y del grado de cumplimiento del mismo. Se propone un seguimiento de la evolución en la calidad edáfica así como de la cubierta vegetal durante un periodo de 3 a 5 años.

7.3.6.1 Seguimiento en la fase de construcción:

Se vigilarán los siguientes indicadores para asegurarse el correcto funcionamiento del plan de vigilancia.

- Emisiones de polvo
- Afecciones del suelo
- Afecciones en flora y vegetación
- Afecciones a posibles elementos del patrimonio histórico-artístico

7.3.6.2 Seguimiento en la fase de explotación:

Durante la fase de funcionamiento los aspectos a tener en cuenta son los siguientes:

- Seguimientos de los niveles sonoros
- Seguimiento de las actuaciones contempladas en el Programa de restauración ambiental
- Seguimiento de la avifauna

7.3.6.3 Seguimiento en la fase de desmantelamiento

Actuaciones necesarias para llevar la zona a su estado original, antes de la ejecución del proyecto.

8 ASPECTOS ECONÓMICOS

8.1 Inversión material

A continuación en la siguiente tabla se muestra el desglose de la inversión que se ha estimado con las partidas principales del presupuesto, para la implantación de la central hidroeléctrica en Ceuta:

PARQUE EÓLICO	10.931.815,00 €
Equipos	10.280.000,00 €
Caminos y viales	150.150,00 €
Cimentación	280.550,00 €
Instalación eléctrica	123.435,00 €
OBRA CIVIL	13.653.888,00 €
Edificio con sistema de bombeo y turbinación	6.345.678,00 €
Conducciones forzadas	3.510.700,00 €
Depósito superior	2.340.756,00 €
Adecuación Embalse Inferior	1.456.754,00 €
EQUIPOS CENTRAL	8.534.334,00 €
Grupos turbogeneradores	5.287.545,00 €
Equipos de bombeo	3.246.789,00 €
SISTEMA ELÉCTRICO E INTERCONEXIÓN	9.710.292,00 €
Transformadores principales	1.567.894,00 €
Sistema eléctrico BT	2.145.659,00 €
Sistema eléctrico AT	3.865.996,00 €
Sistema de control	895.312,00 €
Adecuación punto de enganche	1.235.431,00 €
INGENIERÍA Y DIRECCIÓN DE OBRA	2.500.000,00 €
TOTAL	45.330.329,00 €

Tabla 8.1 Presupuesto del proyecto. Fuente: elaboración propia

8.2 Ingresos de la central

Para estimar los ingresos a percibir por la central, considerando que tendrá una vida útil de 20 años, se asume que la central va estar operativa y en funcionamiento a partir del año 2015 y durante la totalidad del año.

El esquema retributivo que se seguirá, será el explicado en la Orden IET/1711/2013, del Ministerio de Industria Energía y Turismo, publicada el Boletín Oficial del Estado. La Central de Ceuta se considerará una única instalación de tecnología Hidroeléctrica y la energía generada a efectos retributivos será la que se mida en el punto de frontera, es decir, la que se vierte a la red eléctrica Ceutí, sin tener en cuenta los flujos internos de generación y consumo de forma que se optimice el funcionamiento del bombeo.

El esquema retributivo consta de un término variable (TV) en función de la energía generada por la Central y un término fijo (TF) en concepto de garantía de potencia.

$$Retribución(€/año) = TV + TF$$

El TV se define en función de los costes variables estimados de operación y mantenimiento de la Central según la expresión:

$$TV(€) = 15,57 \frac{€}{MWh} \times MWh \text{ generados}$$

Los costes variables de la instalación se incrementarán en el importe equivalente a la aplicación de los peajes de acceso resultantes de la aplicación de la normativa en vigor, es decir actualizados con el IPC menos 100 puntos básicos a lo largo de la vida útil de la central (considerada de 20 años).

El TF corresponde con la retribución en concepto de garantía de potencia de la Central. Dicha retribución se calcula según la norma mencionada anteriormente a partir de la siguiente expresión:

$$TF(€) = P_{\text{neta hidráulica}} (MW) \times G_{\text{pot}_n} \left(\frac{€}{MW} \right) \times \text{Factor disponibilidad}$$

Siendo:

$P_{\text{neta hidráulica}}$: la potencia neta hidráulica de la central que conste en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica del Ministerio de Industria Energía y Turismo. Su valor será los 8,8 MW de la central hidráulica.

G_{pot_n} , se compone de los siguientes componentes:

$$G_{\text{pot}_n} = CIT_n + COMT_n + GLLV_n + RAn$$

CIT_n : Anualidad en el año n del coste de inversión de la Central, calculado según la expresión:

$$CITn = A + Rn = \frac{\sum i \frac{VI_i}{VU_i}}{MW \text{ hidráulicos}} + (VI - A_{n-1}) * Trn$$

Obtenemos A (retribución por amortización anual de la inversión de la Central) mediante los siguientes pasos:

VI_i: Valor en euros de cada partida de la inversión reconocida de la Central

VU_i: Vida útil de las diferentes partes de la Central expresada en años. se consideran 20 años para el parque eólico, 25 años para los grupos e instalaciones de la central de bombeo y turbinación y 65 años para la obra civil.

Por otro lado, R_n (retribución financiera en año n de la inversión de la Central) se obtiene de los siguientes parámetros:

VI: Valor de la inversión de la Central en €/MW

A_{a_{n-1}}: Amortización acumulada hasta el año n-1 de la central en €/MW

TR_n: Tasa financiera de retribución a aplicar en el año n. Se corresponderá con la media móvil de los 12 meses del año precedente del valor de las obligaciones del estado más 200 puntos básicos

COMT_n: costes de operación y mantenimiento fijos asociados a recursos humanos, los seguros obligatorios y las pérdidas por evaporación de agua. El valor de los costes fijos de operación y mantenimiento, a efectos del cálculo del valor de la garantía de potencia horaria por MW serán de 20,16 €/MW (176.601,6 €/MW en base anual).

GLLV_n: coste del llenado inicial de los vasos, no se tendrá en cuenta puesto que se llenará del embalse inferior y no se requiere de agua adicional.

RAn: Retribución adicional máxima, establecida anualmente por la Dirección General de Política Energética y Minas con el objetivo de garantizar una rentabilidad razonable del proyecto durante la vida útil de la central. (8% TIR).

8.3 Costes

A continuación se realizará un análisis del desglose de los costes de explotación de la Central.

8.3.1 Costes de operación y mantenimiento

Para el modelo financiero que se va a simular, se va a considerar como costes de operación y mantenimiento, lo propuesto por la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio de Industria, Energía y Turismo par el modelo de la Central de El Hierro como 481.507,07 IVA no incluido. Se ha descontado el

coste adicional de llenado de la central al sufrir pérdidas por evaporación, puesto que se trata de una central con exceso de en el embalse inferior.

Dichos costes de mantenimiento han sido actualizados a lo largo de la vida útil del proyecto con el valor del IPC (2,6%).

8.3.2 Costes de peaje de acceso

El Real Decreto-Ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico, que establece la obligación para los productores de energía eléctrica del pago de un peaje de acceso a las redes de transporte y distribución por un importe de 0,5 €/MWh. La red eléctrica sólo cuenta con red de distribución, pero por ponernos en el caso más desfavorable, se ha tenido en cuenta en el Modelo Financiero.

8.3.3 Seguros

Según la inversión inicial que deberá llevarse a cabo, se ha estimado un costes correspondientes a los seguros de 52.331 €.

8.4 Modelo financiero

El Modelo financiero que se ha construido para el análisis de la viabilidad económica del proyecto, se ha realizado considerando que la inversión inicial (45.330.329 €) será financiada un 20% con fondos propios y el 80% a partir de un entidad financiera, con un tipo de financiación blanda (3% de interés + 0,5% Euribor a fecha de junio de 2014).

Se detallan las anualidades a pagar del préstamo concedido:

	Cantidad a devolver	Anualidad	Intereses	Cantidad pagada	Cantidad restante
1	36.264.263,20 €	2.554.825,98 €	1.274.326,21 €	1.280.499,77 €	34.983.763,43 €
2	34.983.763,43 €	2.554.825,98 €	1.229.329,45 €	1.325.496,53 €	33.658.266,90 €
3	33.658.266,90 €	2.554.825,98 €	1.182.751,50 €	1.372.074,48 €	32.286.192,43 €
4	32.286.192,43 €	2.554.825,98 €	1.134.536,80 €	1.420.289,17 €	30.865.903,25 €
5	30.865.903,25 €	2.554.825,98 €	1.084.627,84 €	1.470.198,14 €	29.395.705,12 €
6	29.395.705,12 €	2.554.825,98 €	1.032.965,08 €	1.521.860,90 €	27.873.844,22 €

7	27.873.844,22 €	2.554.825,98 €	979.486,89 €	1.575.339,09 €	26.298.505,13 €
8	26.298.505,13 €	2.554.825,98 €	924.129,47 €	1.630.696,51 €	24.667.808,62 €
9	24.667.808,62 €	2.554.825,98 €	866.826,80 €	1.687.999,18 €	22.979.809,44 €
10	22.979.809,44 €	2.554.825,98 €	807.510,50 €	1.747.315,47 €	21.232.493,97 €
11	21.232.493,97 €	2.554.825,98 €	746.109,84 €	1.808.716,14 €	19.423.777,83 €
12	19.423.777,83 €	2.554.825,98 €	682.551,55 €	1.872.274,42 €	17.551.503,41 €
13	17.551.503,41 €	2.554.825,98 €	616.759,83 €	1.938.066,15 €	15.613.437,26 €
14	15.613.437,26 €	2.554.825,98 €	548.656,19 €	2.006.169,79 €	13.607.267,47 €
15	13.607.267,47 €	2.554.825,98 €	478.159,38 €	2.076.666,60 €	11.530.600,88 €
16	11.530.600,88 €	2.554.825,98 €	405.185,31 €	2.149.640,66 €	9.380.960,22 €
17	9.380.960,22 €	2.554.825,98 €	329.646,94 €	2.225.179,03 €	7.155.781,18 €
18	7.155.781,18 €	2.554.825,98 €	251.454,15 €	2.303.371,83 €	4.852.409,36 €
19	4.852.409,36 €	2.554.825,98 €	170.513,66 €	2.384.312,31 €	2.468.097,05 €
20	2.468.097,05 €	2.554.825,98 €	86.728,93 €	2.468.097,05 €	-0,00 €

A continuación se detallan el porcentaje que supone los costes de CAPEX y OPEX en el caso de nuestra instalación, así como cifras a considerar para el estudio del análisis financiero:

Vida útil (años)	20	Factor de disponibilidad	0,9
Potencia instalada (MW)	9,20	Potencia neta hidráulica (MW)	8,8
IPC (%)	1,50%	Producción (MWh/año)	38289

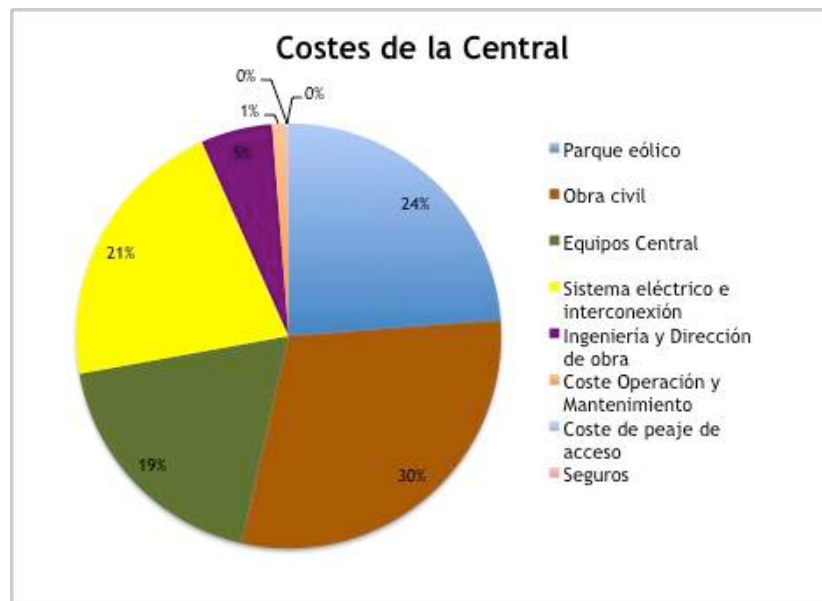


Figura 8.1 Desglose de los costes de la central. Fuente: elaboración propia

Para analizar el modelo financiero, se estudiarán varios escenarios de estudio.

Como ya se ha explicado en el apartado “Ingresos de la central”, el valor del coeficiente R_{an} , del término fijo de la retribución, será tal que permita garantizar al proyecto un TIR del 8% a lo largo de la vida del proyecto, con un valor máximo de 132.000€/MW hidráulico. Por tanto, es el que marque la rentabilidad del proyecto.

8.4.1 Modelo base

Con la producción e inversión estimada se ha realizado el estudio económico a lo largo de los 20 años de vida útil de la instalación, obteniendo los datos que se muestran en la tabla siguiente.

Ran (€/MW)	Retribución año 1 (€)	VAN (€)	TIR (%)	Pay-back
0,00	6749972,82	2.103.562,13 €	8,67	Año 9

Como se puede observar, se supera el valor del 8% de TIR sin que la instalación sea retribuida por el valor de garantía de rentabilidad R_{an} . Por lo que, la rentabilidad estaría prácticamente garantizada.

8.4.2 Modelo pesimista

Posicionándonos en un escenario más pesimista, y tomando como ejemplo la experiencia de la Central de El Hierro, se va a considerar que la inversión prevista de material se ve aumentada un porcentaje debido a complicaciones en la fase de promoción y construcción. Se va a analizar la casuística de que la inversión se vea aumentada en un 30 y un 40% sobre la prevista.

	Inversión inicial (€)	Ran (€/MW)	Retribución año 1 (€)	VAN (€)	TIR (%)	Pay-back
Aumento 30%	58.929.427,7	60.000	7566433,12	193.897,00 €	8,05	Año 9
Aumento 40%	63.462.460,6	90.000	8092026,55	118940,00	8,03	Año 9

Tal y como se observa en la tabla con los resultados obtenidos, en ambos casos se puede obtener la rentabilidad del proyecto con 8% de TIR, únicamente recibiendo parte del coeficiente por garantía de proyecto, muy lejos de los 120.000 €/MW establecidos por la norma como máximo.

En los anexos se adjuntan los flujos de caja obtenidos.

9 MARCO REGULATORIO

Las actividades de negocio de Red Eléctrica están reguladas por la legislación europea y nacional.

A nivel europeo son las siguientes normas:

[Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo](#), de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE

[Reglamento \(CE\) nº 714/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo](#), de 13 de julio de 2009, relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad y por el que se deroga el Reglamento (CE) nº 1228/2003

A nivel nacional, [la nueva Ley 24/2013, de 26 de diciembre](#), del Sector Eléctrico establece la normativa por la que se regulan las actividades de Red Eléctrica. La [Ley del Sector Eléctrico 54/1997](#) confirmó el papel de Red Eléctrica como pieza clave del sistema y la [Ley 17/2007](#) ratificó a la compañía como el transportista único y operador del sistema eléctrico español en régimen de exclusividad.

Además, la retribución de la actividad de transporte de electricidad se fija administrativamente. Durante el año 2012 y 2013, se han publicado varias disposiciones legales enfocadas a corregir el desajuste entre ingresos y costes del sector eléctrico, en las que se han establecido medidas que modifican la metodología de retribución de la actividad de transporte ejercida por Red Eléctrica:

[Real Decreto-ley 13/2012](#) de 30 de marzo

[Real Decreto-ley 20/2012](#) de 13 de julio

[Real Decreto-ley 2/2013](#) de 1 de febrero

[Real Decreto-ley 9/2013](#) de 12 de julio

Finalmente, el 27 de diciembre de 2013 fue aprobado por el Consejo de Ministros el [Real Decreto 1047/2013](#), por el que se establece un nuevo modelo para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica en España. Este nuevo marco retributivo establece una metodología clara, estable y transparente. Se refuerzan y clarifican los principios y criterios de establecimiento de la retribución de las actividades reguladas en línea con otras compañías europeas comparables.

10 CONCLUSIONES

La ciudad autónoma de Ceuta se encuentra dentro de los denominados Sistemas eléctricos Extrapeninsulares y se trata de un sistema aislado, no conectado con la península, cuya generación eléctrica se realiza exclusivamente mediante combustibles fósiles.

El objetivo del proyecto es la diversificación del mix energético de la ciudad de Ceuta al año 2030, con la introducción de energías renovables, en línea con los compromisos adquiridos derivados del paquete Energía y Cambio Climático, que establecen como objetivos para 2020, entre otros, alcanzar un 20% de participación de energías renovables en la energía primaria.

La dependencia energética exterior y el aislamiento energético hace que estos sistemas presenten unas características singulares, con mayores problemas de estabilidad, bajo mallado de su red, mayores márgenes de reserva, que conllevan unos costes de generación mucho más elevados que en el sistema peninsular, lo que hace que las Energías renovables sean muy competitivas en estos sistemas frente a la generación convencional.

La introducción de un sistema hidroeléctrico dentro del sistema de Ceuta permite la introducción de energías renovables, sin perturbaciones en la red, ya que la central de bombeo favorece la capacidad de regulación y la estabilidad del sistema y permite también que los grupos que trabajan en base no tengan que modificar su generación, lo que mejoraría sus condiciones de trabajo, rendimiento; además, con un embalse existente, el impacto ambiental es mínimo.

La Central Hidroeléctrica de Ceuta posibilitaría un ahorro energético de combustibles fósiles y un ahorro de emisiones de CO₂ en la Central Diesel actual, así como la utilización de recursos energéticos autóctonos que reducen la dependencia energética del exterior y hace que la volatilidad del petróleo tenga menos impacto en la explotación del sistema eléctrico. Todo ello, permite reducir el sobre coste de la compensación por extrapeninsularidad de la generación eléctrica en España.

Actualmente, el coste de generación de la electricidad en Ceuta ha sido de 205 €/MWh en los últimos años, muy superior a los 76,5 €/MWh que supondría la Central Hidroeléctrica, aportando un 20 % de la demanda de la ciudad, lo que supondría un ahorro importante en la generación.

Además, el almacenamiento de agua facilitado por el sistema de bombeo convierte la generación eólica originalmente intermitente en energía gestionable, lo que supone un mejor aprovechamiento de la eolicidad y una mejor gestionabilidad y mayor estabilidad para el sistema eléctrico en su conjunto.

El sistema de almacenamiento energético, además de posibilitar la regulación de la producción comprometida por la instalación, permite la prestación de servicios complementarios de regulación potencia frecuencia y de control de tensión. En este mismo sentido, los grupos hidráulicos serán capaces

de dotar al sistema de un nivel de capacidad inercial muy elevado (volantes de inercia en grupos hidráulicos) lo que redundará en una mejora de los umbrales de seguridad del sistema eléctrico.

Madrid, 11 de Julio de 2014

ANEXO 1. BIBLIOGRAFÍA

PROSPECTIVA DE
GENERACIÓN ELÉCTRICA EN
LA CIUDAD AUTÓNOMA DE
CEUTA 2030

Escuela de Organización industrial

BIBLIOGRAFÍA

- AGENCIA ESTATAL DE METEOROLOGÍA. (2011). Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente. (En línea): www.aemet.es/es.
- FLORA IBÉRICA. (En línea): www.floraiberica.es/PHP/generos_lista.php.
- RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA. (En línea): www.ree.es
- MINISTERIO DE AGRICULTURA, ALIMENTACIÓN Y MEDIO AMBIENTE. (En línea): www.magrama.es
- Sistema de Información del Operador del Sistema (En línea): www.esios.ree.es/web-publica/
- Plan General de Ordenación Urbana de Ceuta (1994)
- RESTAURACIÓN AMBIENTAL Y BIOINGENIERÍA. (En línea): www.projar.es.
- Tipos de hábitats de interés comunitario de España. Guía Básica (2005). Ministerio del medio Ambiente.
- Sistema de retribución de la isla del Hierro BOE-A-2013-9944
- El sistema eléctrico español AVANCE DEL INFORME 2013. Red eléctrica de España
- Criterio de normalización técnica para la red de distribución pública en Ceuta
- WORLDWIDE BIOCLIMATIC CLASSIFICATION SYSTEM. (En línea). www.globalbioclimatics.org.
- Base de Precios de la Construcción de la Comunidad de Madrid. Agosto 2007. (En línea): <http://www.madrid.org/bdccm/>
- Instituto Geográfico Nacional. (En línea). www.ign.es

PROYECTOS FIN DE MÁSTER CONSULTADOS

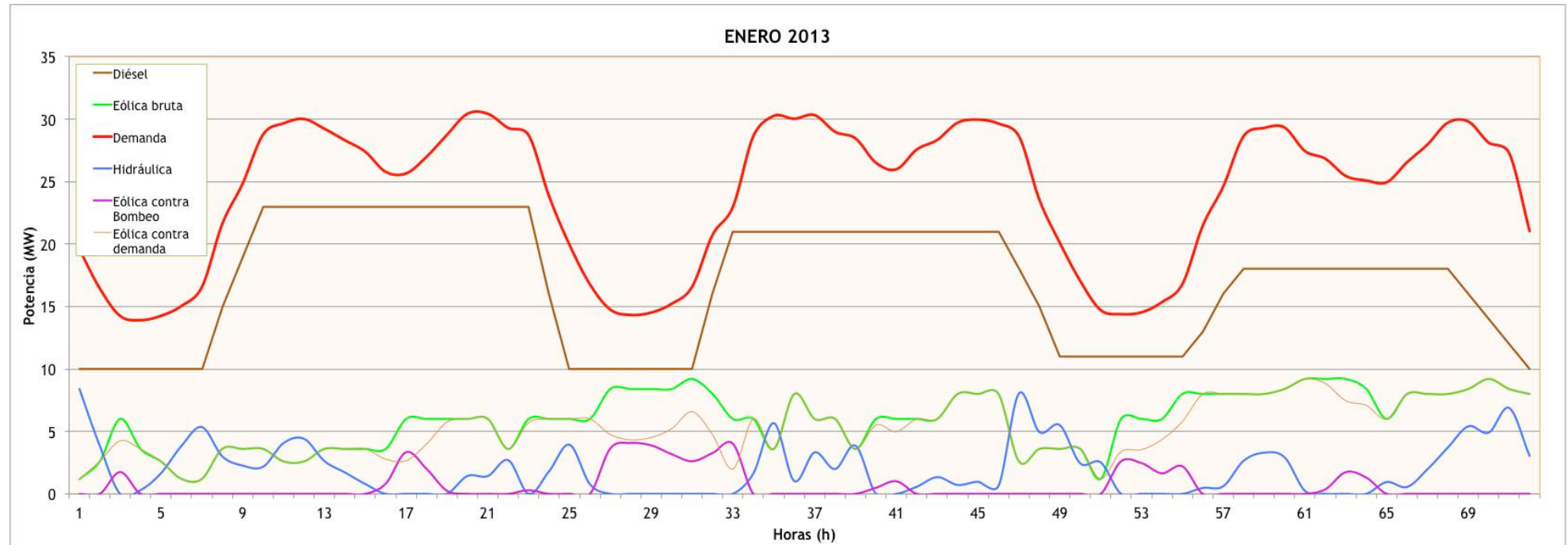
- Sistema Hidroeólico en la isla de La Gomera. Madrid, 2009. Escuela de Organización Industrial. (Publicado)
- Aprovechamiento Hidroeléctrico en la Isla la Palma. Madrid, 2010. Escuela de Organización Industrial. (Publicado)
- aprovechamiento Hidroeólico en la isla de gran canaria. Madrid, 2011. Escuela de Organización Industrial. (Publicado)

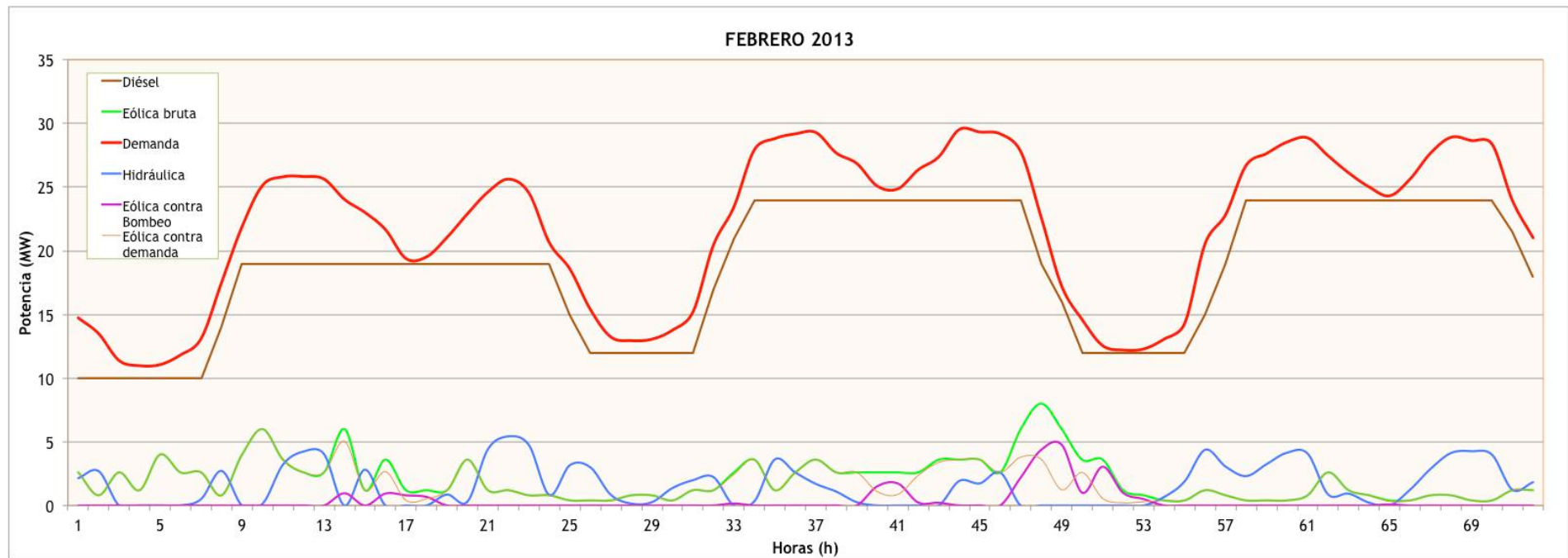
ANEXO 2. ESTRATEGIA DE EXPLOTACIÓN

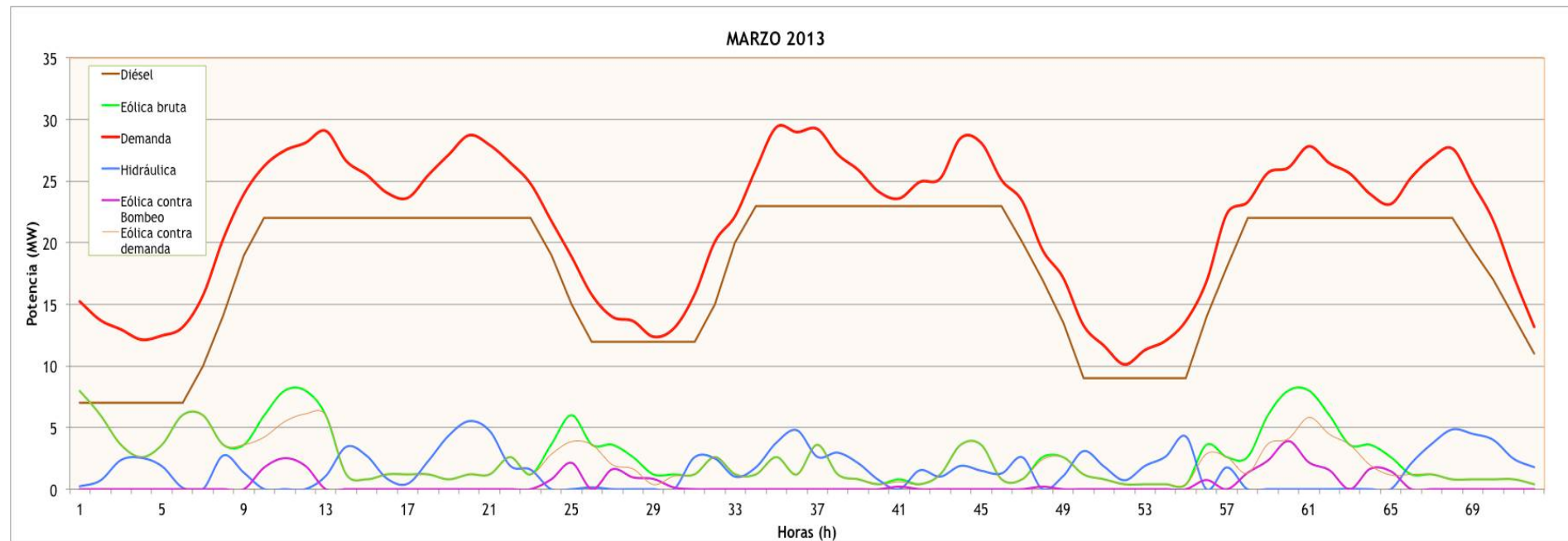
PROSPECTIVA DE GENERACIÓN
ELÉCTRICA EN LA CIUDAD
AUTÓNOMA DE CEUTA 2030

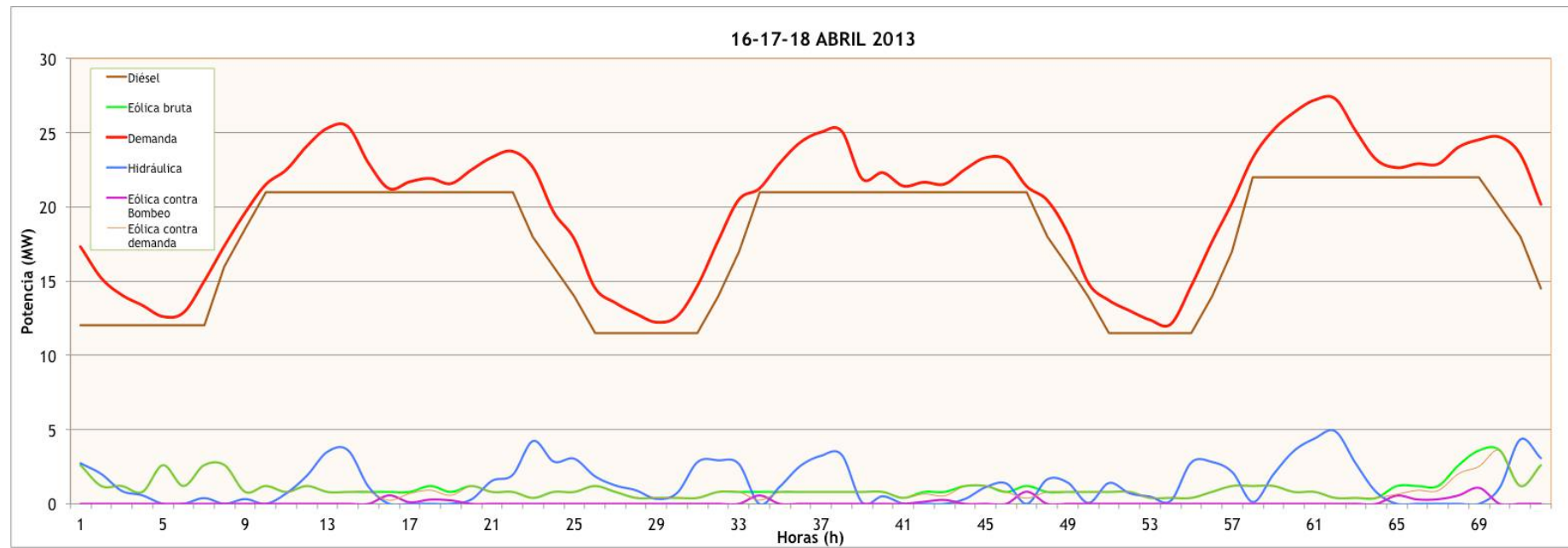
Escuela de Organización industrial

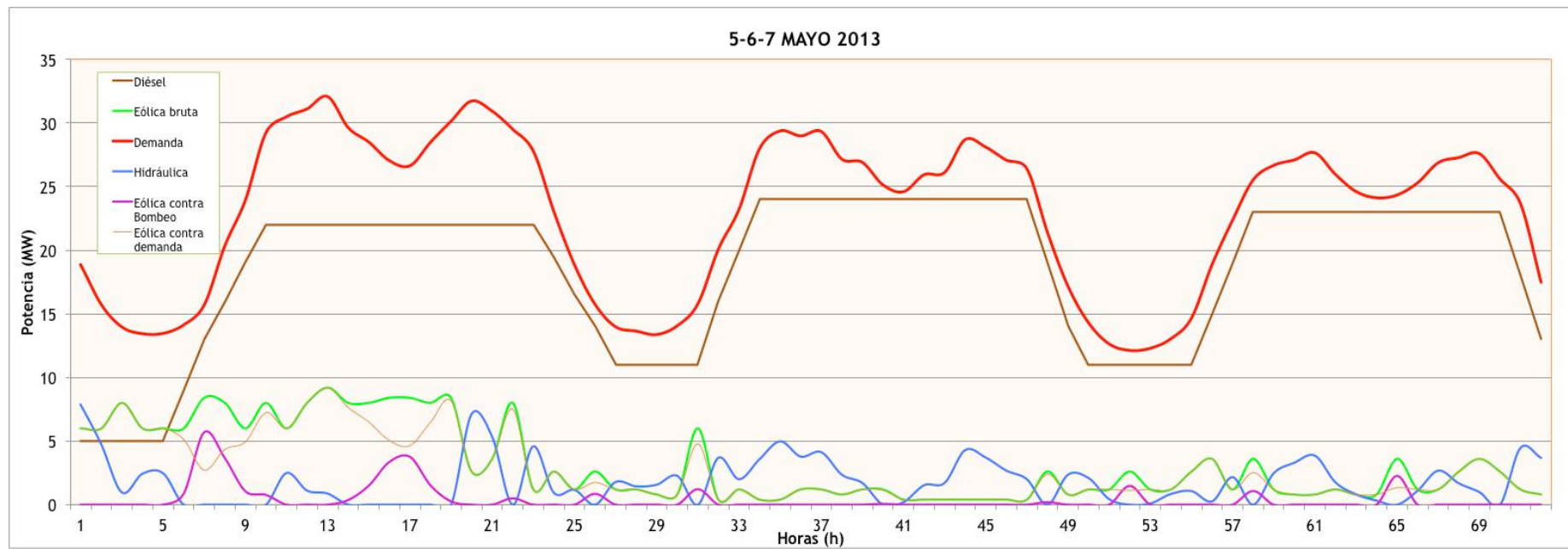
[illegible]

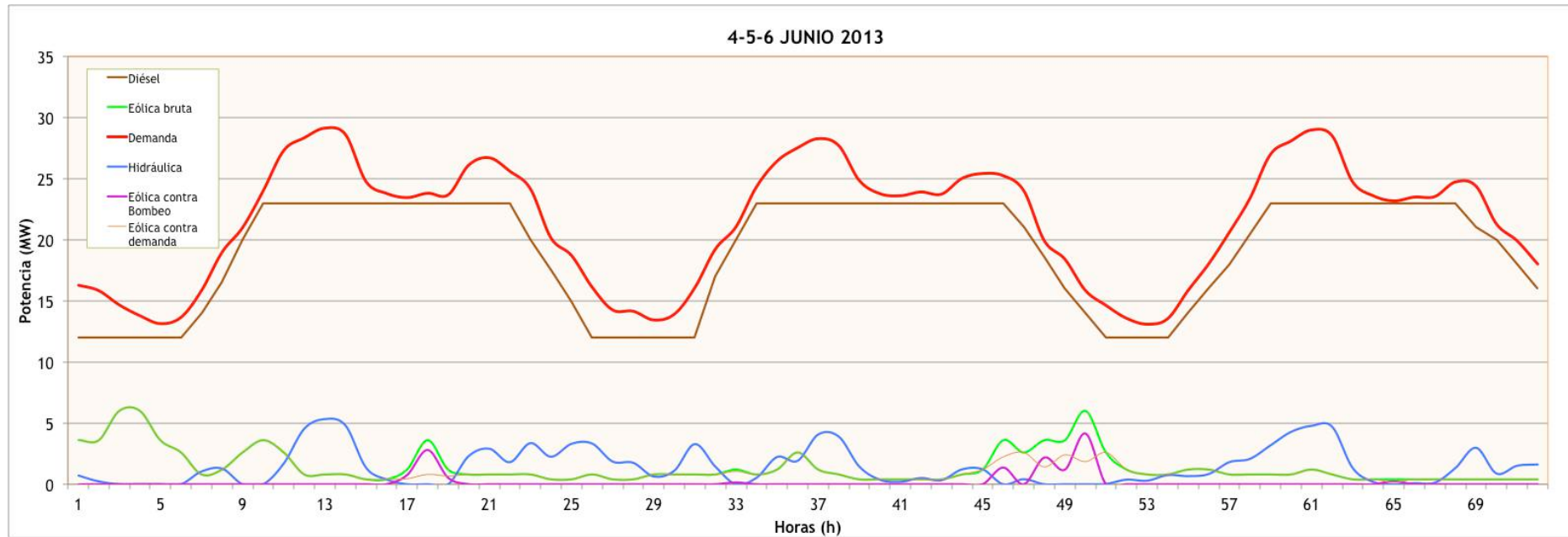


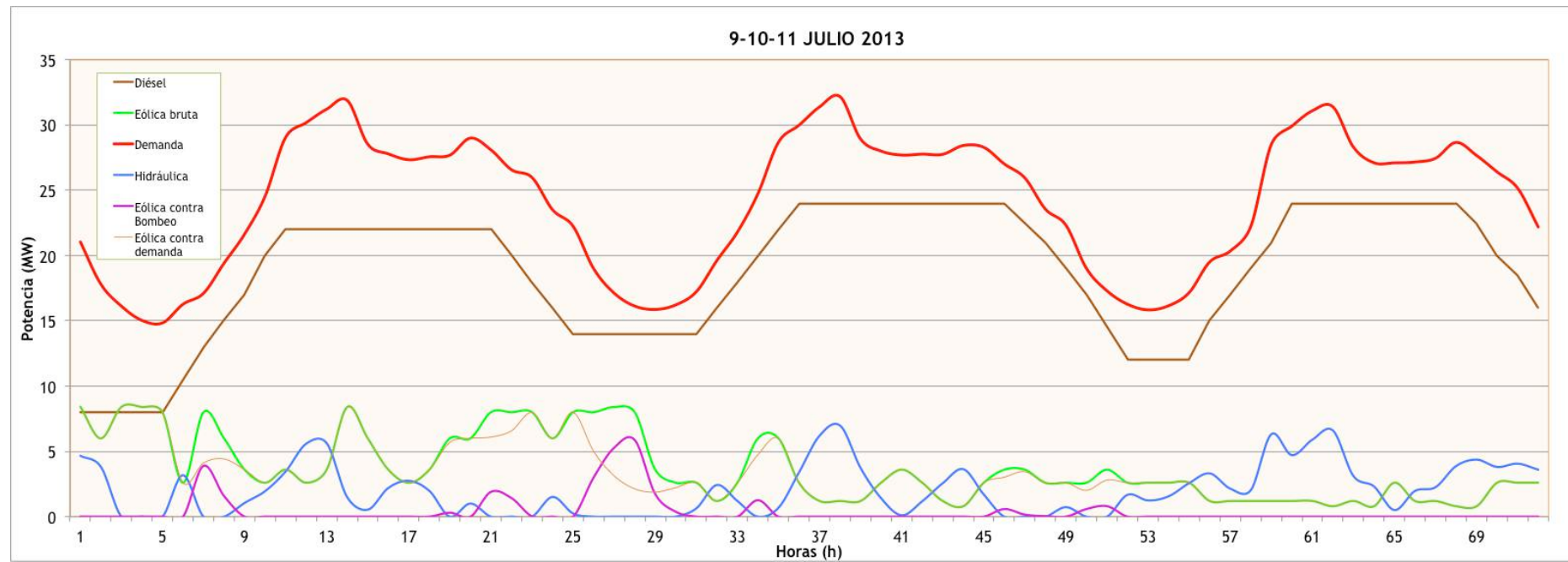








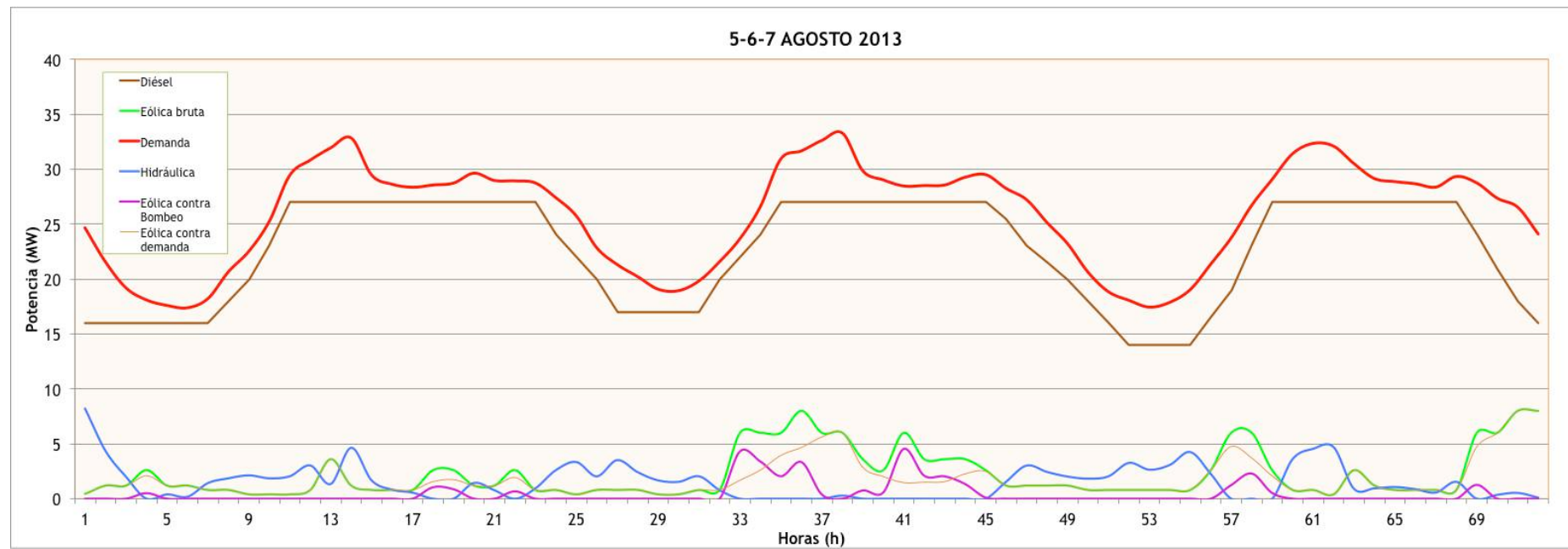




5 AGOSTO 2013																								
Hora Diaria	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
DEMANDA	24,63	21,54	19,19	18,09	17,59	17,38	18,22	20,66	22,53	25,26	29,45	30,83	31,95	32,84	29,46	28,63	28,36	28,56	28,74	29,64	28,97	28,93	28,74	27,40
DIESEL	16,00	16,00	16,00	16,00	16,00	16,00	16,00	18,00	20,00	23,00	27,00	27,00	27,00	27,00	27,00	27,00	27,00	27,00	27,00	27,00	27,00	27,00	27,00	24,00
EÓLICA	0,40	1,20	1,20	2,60	1,20	1,20	0,80	0,80	0,40	0,40	0,40	0,80	3,60	1,20	0,80	0,80	0,80	2,60	2,60	1,20	1,20	2,60	0,80	0,80
HIDRÁULICA	8,23	4,34	1,99	0,00	0,39	0,18	1,42	1,86	2,13	1,86	2,05	3,03	1,35	4,64	1,66	0,83	0,56	0,00	0,00	1,44	0,77	0,00	0,94	2,60
EÓLICA DEMANDA	0,40	1,20	1,20	2,09	1,20	1,20	0,80	0,80	0,40	0,40	0,40	0,80	3,60	1,20	0,80	0,80	0,80	1,56	1,74	1,20	1,20	1,93	0,80	0,80
EÓLICA BOMBEO	0,00	0,00	0,00	0,51	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,04	0,86	0,00	0,00	0,67	0,00	0,00

6 AGOSTO 2013																								
Hora Diaria	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
DEMANDA	25,74	22,84	21,31	20,22	19,07	18,94	19,84	21,58	23,69	26,62	30,95	31,67	32,62	33,28	29,85	29,02	28,47	28,51	28,56	29,27	29,50	28,25	27,22	25,14
DIESEL	22,00	20,00	17,00	17,00	17,00	17,00	17,00	20,00	22,00	24,00	27,00	27,00	27,00	27,00	27,00	27,00	27,00	27,00	27,00	27,00	27,00	25,50	23,00	21,50
EÓLICA	0,40	0,80	0,80	0,80	0,40	0,40	0,80	0,80	6,00	6,00	6,00	8,00	6,00	6,00	3,60	2,60	6,00	3,60	3,60	3,60	2,60	1,20	1,20	1,20
HIDRÁULICA	3,34	2,04	3,51	2,42	1,67	1,54	2,04	0,78	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,55	3,02	2,44
EÓLICA DEMANDA	0,40	0,80	0,80	0,80	0,40	0,40	0,80	0,80	1,69	2,62	3,95	4,67	5,62	6,00	2,85	2,02	1,47	1,51	1,56	2,27	2,50	1,20	1,20	1,20
EÓLICA BOMBEO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,31	3,38	2,05	3,33	0,38	0,00	0,75	0,58	4,53	2,09	2,04	1,33	0,10	0,00	0,00	0,00

7 AGOSTO 2013																								
Hora Diaria	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
DEMANDA	23,22	20,63	18,84	18,06	17,44	17,88	19,05	21,36	23,75	26,71	29,08	31,41	32,34	32,09	30,50	29,15	28,87	28,67	28,37	29,33	28,74	27,36	26,53	24,10
DIESEL	20,00	18,00	16,00	14,00	14,00	14,00	14,00	16,50	19,00	23,00	27,00	27,00	27,00	27,00	27,00	27,00	27,00	27,00	27,00	27,00	24,00	21,00	18,00	16,00
EÓLICA	1,20	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	2,60	6,00	6,00	2,60	0,80	0,80	0,40	2,60	1,20	0,80	0,80	0,80	0,80	6,00	6,00	8,00	8,00
HIDRÁULICA	2,02	1,83	2,04	3,26	2,64	3,08	4,25	2,26	0,00	0,00	0,00	3,61	4,54	4,69	0,90	0,95	1,07	0,87	0,57	1,53	0,00	0,36	0,53	0,10
EÓLICA DEMANDA	1,20	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	2,60	4,75	3,71	2,08	0,80	0,80	0,40	2,60	1,20	0,80	0,80	0,80	0,80	4,74	6,00	8,00	8,00
EÓLICA BOMBEO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,25	2,29	0,52	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,26	0,00	0,00	0,00



Prospectiva de generación eléctrica en la ciudad autónoma de Ceuta 2030

17 SEPTIEMBRE 2013

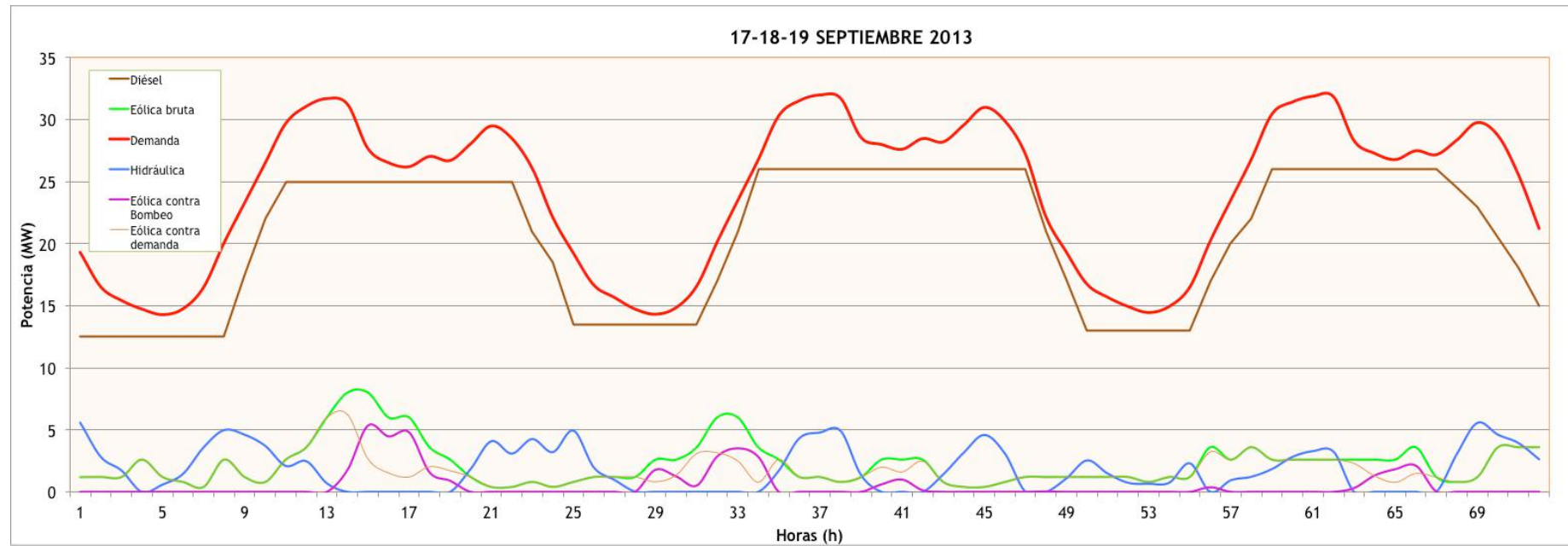
Hora Diaria	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
DEMANDA	19,29	16,52	15,43	14,73	14,28	14,76	16,49	20,08	23,30	26,51	29,70	31,07	31,69	31,24	27,66	26,53	26,20	27,03	26,71	28,05	29,48	28,49	26,05	22,11
DIESEL	12,50	12,50	12,50	12,50	12,50	12,50	12,50	12,50	17,50	22,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	21,00	18,50
EÓLICA	1,20	1,20	1,20	2,60	1,20	0,80	0,40	2,60	1,20	0,80	2,60	3,60	6,00	8,00	8,00	6,00	6,00	3,60	2,60	1,20	0,40	0,40	0,80	0,40
HIDRÁULICA	5,59	2,82	1,73	0,00	0,58	1,46	3,59	4,98	4,60	3,71	2,10	2,47	0,69	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,85	4,08	3,09	4,25	3,21
EÓLICA DEMANDA	1,20	1,20	1,20	2,60	1,20	0,80	0,40	2,60	1,20	0,80	2,60	3,60	6,00	6,24	2,66	1,53	1,20	2,03	1,71	1,20	0,40	0,40	0,80	0,40
EÓLICA BOMBEO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,76	5,34	4,47	4,80	1,57	0,89	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

18 SEPTIEMBRE 2013

Hora Diaria	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
DEMANDA	19,23	16,66	15,66	14,73	14,32	14,85	16,59	20,15	23,49	26,78	30,32	31,53	31,98	31,72	28,56	27,99	27,61	28,47	28,21	29,57	30,98	29,89	27,21	22,17
DIESEL	13,50	13,50	13,50	13,50	13,50	13,50	13,50	17,00	21,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	21,00
EÓLICA	0,80	1,20	1,20	1,20	2,60	2,60	3,60	6,00	6,00	3,60	2,60	1,20	1,20	0,80	1,20	2,60	2,60	2,60	0,80	0,40	0,40	0,80	1,20	1,20
HIDRÁULICA	4,93	1,96	0,96	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,72	4,33	4,78	4,92	1,36	0,00	0,00	0,00	1,41	3,17	4,58	3,09	0,01	0,00
EÓLICA DEMANDA	0,80	1,20	1,20	1,20	0,82	1,35	3,09	3,15	2,49	0,78	2,60	1,20	1,20	0,80	1,20	1,99	1,61	2,47	0,80	0,40	0,40	0,80	1,20	1,17
EÓLICA BOMBEO	0,00	0,00	0,00	0,00	1,78	1,25	0,51	2,85	3,51	2,82	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,61	0,99	0,13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03

19 SEPTIEMBRE 2013

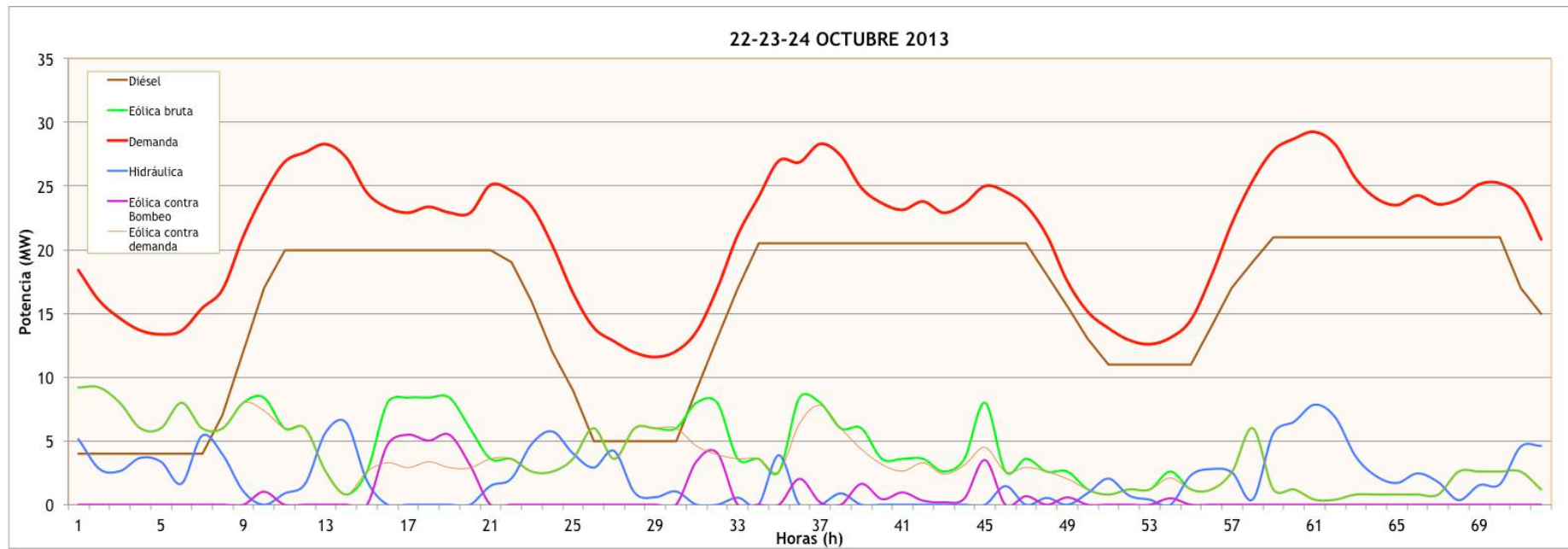
Hora Diaria	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
DEMANDA	19,30	16,74	15,69	14,94	14,45	14,95	16,50	20,23	23,54	26,82	30,44	31,42	31,88	31,83	28,29	27,28	26,77	27,49	27,18	28,35	29,76	28,71	25,53	21,23
DIESEL	17,00	13,00	13,00	13,00	13,00	13,00	13,00	17,00	20,00	22,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	24,50	23,00	20,50	18,00	15,00
EÓLICA	1,20	1,20	1,20	1,20	0,80	1,20	1,20	3,60	2,60	3,60	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60	3,60	1,20	0,80	1,20	3,60	3,60	3,60
HIDRÁULICA	1,10	2,54	1,49	0,74	0,65	0,75	2,30	0,00	0,93	1,22	1,84	2,82	3,28	3,23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,05	5,56	4,61	3,93	2,63
EÓLICA DEMANDA	1,20	1,20	1,20	1,20	0,80	1,20	1,20	3,23	2,60	3,60	2,60	2,60	2,60	2,60	2,29	1,28	0,77	1,49	1,18	0,80	1,20	3,60	3,60	3,60
EÓLICA BOMBEO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,31	1,32	1,83	2,12	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00



22 OCTUBRE 2013																								
Hora Diaria	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
DEMANDA	18,37	16,03	14,63	13,68	13,37	13,66	15,42	16,92	21,06	24,38	26,88	27,64	28,28	27,22	24,49	23,30	22,91	23,37	22,91	22,89	25,08	24,64	23,37	20,35
DIESEL	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	7,00	12,00	17,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	19,00	16,00	12,00
EÓLICA	9,20	9,20	8,00	6,00	6,00	8,00	6,00	6,00	8,00	8,40	6,00	6,00	2,60	0,80	2,60	8,00	8,40	8,40	8,40	6,00	3,60	3,60	2,60	2,60
HIDRÁULICA	5,17	2,83	2,63	3,68	3,37	1,66	5,42	3,92	1,06	0,00	0,88	1,64	5,68	6,42	1,89	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,48	2,04	4,77	5,75
EÓLICA DEMANDA	9,20	9,20	8,00	6,00	6,00	8,00	6,00	6,00	8,00	7,38	6,00	6,00	2,60	0,80	2,60	3,30	2,91	3,37	2,91	2,89	3,60	3,60	2,60	2,60
EÓLICA BOMBEO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,70	5,49	5,03	5,49	3,12	0,00	0,00	0,00	0,00

23 OCTUBRE 2013																								
Hora Diaria	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
DEMANDA	16,63	13,91	12,81	11,94	11,59	12,04	13,59	16,94	21,16	24,10	26,98	26,87	28,30	27,38	24,86	23,66	23,14	23,78	22,90	23,61	25,00	24,56	23,43	21,13
DIESEL	9,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	9,00	13,00	17,00	20,50	20,50	20,50	20,50	20,50	20,50	20,50	20,50	20,50	20,50	20,50	20,50	20,50	20,50	18,00
EÓLICA	3,60	6,00	3,60	6,00	6,00	6,00	8,00	8,00	3,60	3,60	2,60	8,40	8,00	6,00	6,00	3,60	3,60	3,60	2,60	3,60	8,00	2,60	3,60	2,60
HIDRÁULICA	4,03	2,91	4,21	0,94	0,59	1,04	0,00	0,00	0,56	0,00	3,88	0,00	0,00	0,88	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,46	0,00	0,53
EÓLICA DEMANDA	3,60	6,00	3,60	6,00	6,00	6,00	4,59	3,94	3,60	3,60	2,60	6,37	7,80	6,00	4,36	3,16	2,64	3,28	2,40	3,11	4,50	2,60	2,93	2,60
EÓLICA BOMBEO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,41	4,06	0,00	0,00	0,00	2,03	0,20	0,00	1,64	0,44	0,96	0,32	0,20	0,49	3,50	0,00	0,67	0,00

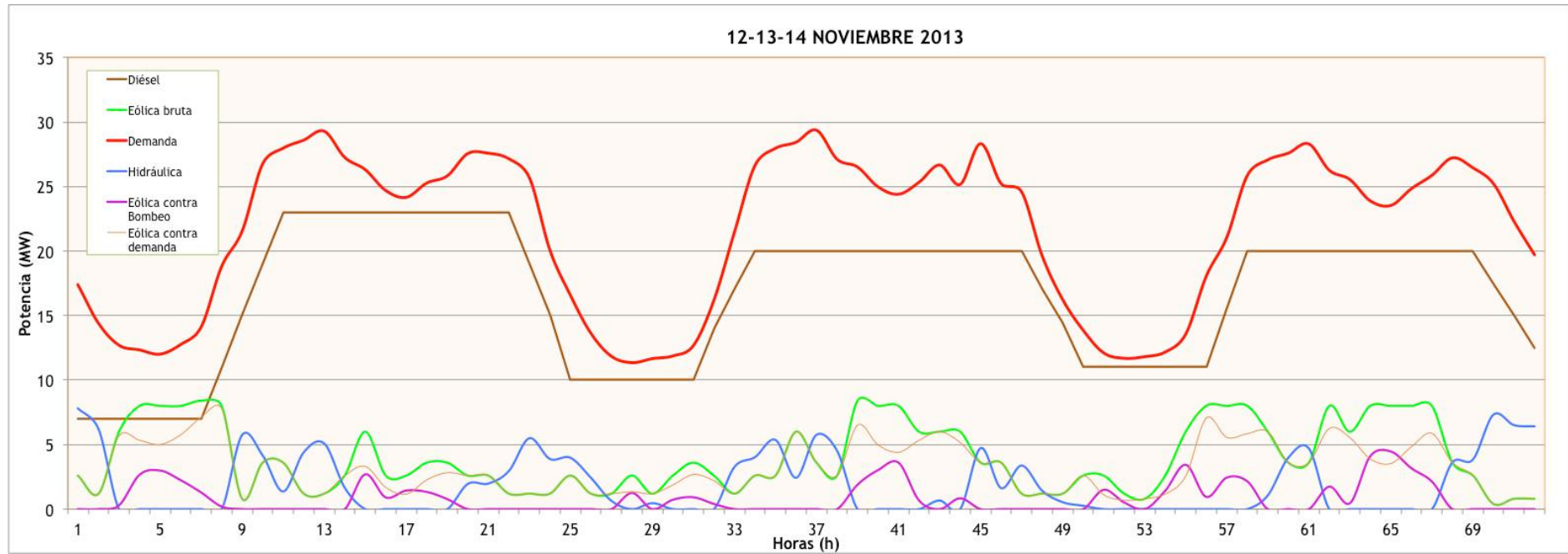
[illegible]



12 NOVIEMBRE 2013																								
Hora Diaria	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
DEMANDA	17,40	14,39	12,70	12,34	12,01	12,75	14,11	18,80	21,55	26,76	27,97	28,60	29,28	27,26	26,31	24,69	24,16	25,27	25,83	27,55	27,58	27,15	25,69	20,09
DIESEL	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	11,00	15,00	19,00	23,00	23,00	23,00	23,00	23,00	23,00	23,00	23,00	23,00	23,00	23,00	23,00	19,00	15,00
EÓLICA	2,60	1,20	6,00	8,00	8,00	8,00	8,40	8,00	0,80	3,60	3,60	1,20	1,20	2,60	6,00	2,60	2,60	3,60	3,60	2,60	2,60	1,20	1,20	1,20
HIDRÁULICA	7,80	6,19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,75	4,16	1,37	4,40	5,08	1,66	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,95	1,98	2,95	5,49	3,89
EÓLICA DEMANDA	2,60	1,20	5,70	5,34	5,01	5,75	7,11	7,80	0,80	3,60	3,60	1,20	1,20	2,60	3,31	1,69	1,16	2,27	2,83	2,60	2,60	1,20	1,20	1,20
EÓLICA BOMBEO	0,00	0,00	0,30	2,66	2,99	2,25	1,29	0,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,69	0,91	1,44	1,33	0,77	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

13 NOVIEMBRE 2013																								
Hora Diaria	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
DEMANDA	16,58	13,63	11,85	11,35	11,66	11,87	12,68	16,20	21,47	26,63	27,96	28,43	29,36	27,12	26,51	24,98	24,40	25,33	26,67	25,17	28,32	25,23	24,58	19,63
DIESEL	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	14,00	17,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	17,00
EÓLICA	2,60	1,20	1,20	2,60	1,20	2,60	3,60	2,60	1,20	2,60	2,60	6,00	3,60	2,60	8,40	8,00	8,00	6,00	6,00	6,00	3,60	3,60	1,20	1,20
HIDRÁULICA	3,98	2,43	0,65	0,00	0,46	0,00	0,00	0,00	3,27	4,03	5,36	2,43	5,76	4,52	0,00	0,00	0,00	0,00	0,66	0,00	4,72	1,63	3,38	1,43
EÓLICA DEMANDA	2,60	1,20	1,20	1,35	1,20	1,87	2,68	2,20	1,20	2,60	2,60	6,00	3,60	2,60	6,51	4,98	4,40	5,33	6,00	5,17	3,60	3,60	1,20	1,20
EÓLICA BOMBEO	0,00	0,00	0,00	1,25	0,00	0,73	0,92	0,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,89	3,02	3,60	0,67	0,00	0,84	0,00	0,00	0,00	0,00

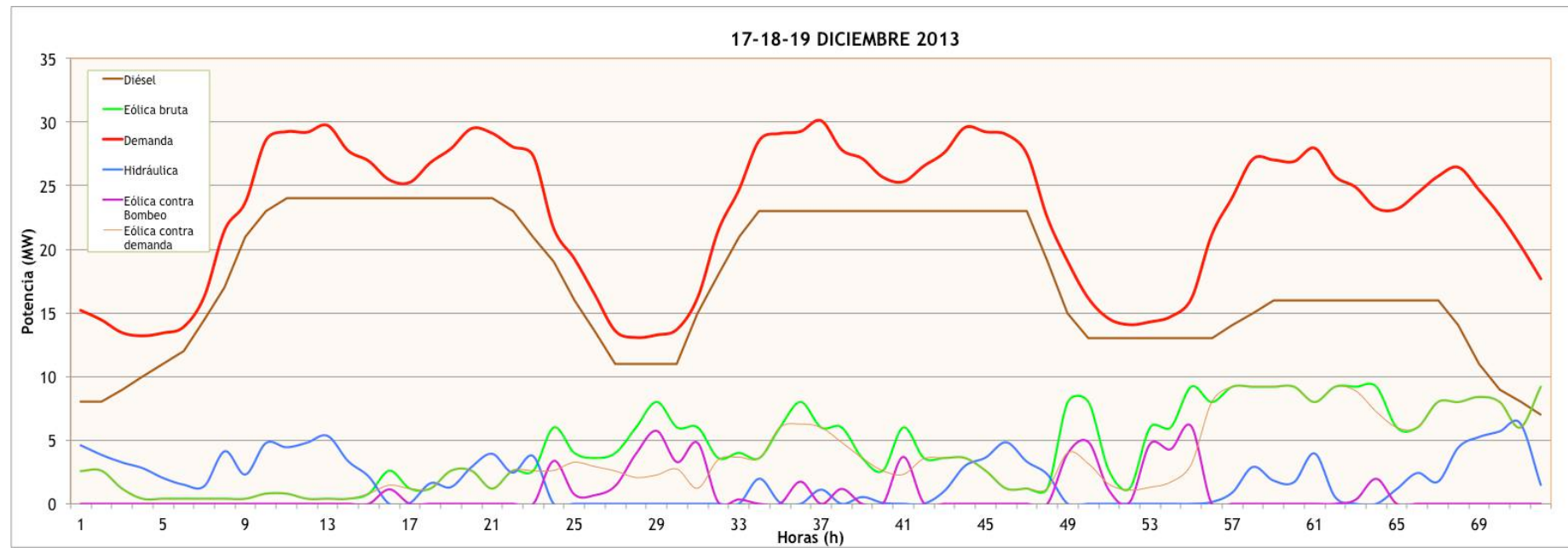
14 NOVIEMBRE 2013																								
Hora Diaria	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
DEMANDA	16,24	13,86	12,11	11,69	11,81	12,17	13,57	18,05	21,06	25,85	27,07	27,59	28,30	26,26	25,54	23,88	23,54	24,83	25,87	27,22	26,45	25,22	22,31	19,72
DIESEL	14,50	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00	15,50	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	17,50	15,00	12,50
EÓLICA	1,20	2,60	2,60	1,20	0,80	2,60	6,00	8,00	8,00	8,00	6,00	3,60	3,60	8,00	6,00	8,00	8,00	8,00	8,00	3,60	2,60	0,40	0,80	0,80
HIDRÁULICA	0,54	0,26	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,07	3,99	4,70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,62	3,85	7,32	6,51	6,42
EÓLICA DEMANDA	1,20	2,60	1,11	0,69	0,80	1,17	2,57	7,05	5,56	5,85	6,00	3,60	3,60	6,26	5,54	3,88	3,54	4,83	5,87	3,60	2,60	0,40	0,80	0,80
EÓLICA BOMBEO	0,00	0,00	1,49	0,51	0,00	1,43	3,43	0,95	2,44	2,15	0,00	0,00	0,00	1,74	0,46	4,12	4,47	3,17	2,13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00



[illegible]

18 DICIEMBRE 2013																								
Hora Diaria	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
DEMANDA	19,27	16,42	13,58	13,07	13,27	13,73	16,22	21,47	24,66	28,57	29,10	29,27	30,11	27,83	27,13	25,67	25,32	26,55	27,62	29,58	29,24	29,03	27,52	22,51
DIESEL	16,00	13,50	11,00	11,00	11,00	11,00	15,00	18,00	21,00	23,00	23,00	23,00	23,00	23,00	23,00	23,00	23,00	23,00	23,00	23,00	23,00	23,00	23,00	19,00
EÓLICA	4,00	3,60	4,00	6,00	8,00	6,00	6,00	3,60	4,00	3,60	6,00	8,00	6,00	6,00	3,60	2,60	6,00	3,60	3,60	3,60	2,60	1,20	1,20	1,20
HIDRÁULICA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,97	0,10	0,00	1,11	0,00	0,53	0,07	0,00	0,00	1,02	2,98	3,64	4,83	3,32	2,31
EÓLICA DEMANDA	3,27	2,92	2,58	2,07	2,27	2,73	1,22	3,47	3,66	3,60	6,00	6,27	6,00	4,83	3,60	2,60	2,32	3,55	3,60	3,60	2,60	1,20	1,20	1,20
EÓLICA BOMBEO	0,73	0,68	1,42	3,93	5,73	3,28	4,78	0,13	0,34	0,00	0,00	1,73	0,00	1,17	0,00	0,00	3,68	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

[illegible]



ANEXO 3. REPORTAJE FOTOGRAFICO

Prospectiva de Generación Eléctrica en
la Ciudad Autónoma de Ceuta 2030

Escuela de Organización Industrial



Ilustración 1. Embalse de El Renegado



Ilustración 2. Azud de El Renegado



Ilustración 3. Vistas embalse de El Renegado



Ilustración 4. Vista Ceuta desde la zona del embalse artificial



Ilustración 5. Vista de la zona protegida como ZEPA



Ilustración 6. Zona protegida como LIC y ZEPA



Ilustración 7. Zona de construcción del parque eólico



Ilustración 8. Panorámica Ceuta

*Todas las fotografías del siguiente reportaje se pueden encontrar en la Página del Ministerio de Agricultura Alimentación y Medio Ambiente (magrama) en la confederación hidrográfica del Guadalquivir y del visor de Google Earth.

ANEXO 4. ANÁLISIS ECONÓMICO

PROSPECTIVA DE GENERACIÓN
ELÉCTRICA EN LA CIUDAD
AUTÓNOMA DE CEUTA 2030

Escuela de Organización industrial

[illegible]

O P E X	Coste Operación y Mantenimiento		481507, 07	488729 ,6761	496060 ,6212	503501 ,5305	511054 ,0535	518719 ,8643	526500 ,6622	534398 ,1722	542414 ,1447	550550 ,3569	558808 ,6123	567190 ,7415	575698 ,6026	584334 ,0816	593099 ,0928	601995 ,5792	611025 ,5129	620190 ,8956	629493 ,7591	638936,1654
	Coste de peaje de acceso		38289,9 30	38864, 27895	39447, 24313	40038, 95178	40639, 53606	41249, 1291	41867, 86604	42495, 88403	43133, 32229	43780, 32212	44437, 02695	45103, 58236	45780, 13609	46466, 83813	47163, 84071	47871, 29832	48589, 36779	49318, 20831	50057, 98143	50808,85115
	Seguros		52331	53115, 965	53912, 70448	54721, 39504	55542, 21597	56375, 34921	57220, 97945	58079, 29414	58950, 48355	59834, 7408	60732, 26191	61643, 24584	62567, 89453	63506, 41295	64459, 00914	65425, 89428	66407, 28269	67403, 39193	68414, 44281	69440,65946
	SUBTOTAL		572128, 000	580709 ,920	589420 ,569	598261 ,877	607235 ,805	616344 ,343	625589 ,508	634973 ,350	644497 ,951	654165 ,420	663977 ,901	673937 ,570	684046 ,633	694307 ,333	704721 ,943	715292 ,772	726022 ,163	736912 ,496	747966 ,183	759185,676
	TOTAL	45330329	572128	580709 ,92	589420 ,5688	598261 ,8773	607235 ,8055	616344 ,3426	625589 ,5077	634973 ,3503	644497 ,9506	654165 ,4198	663977 ,9011	673937 ,5697	684046 ,6332	694307 ,3327	704721 ,9427	715292 ,7718	726022 ,1634	736912 ,4959	747966 ,1833	759185,676
	TV (€)		596166, 4251	599147 ,2572	602142 ,9935	605153 ,7085	608179 ,477	611220 ,3744	614276 ,4763	617347 ,8587	620434 ,598	623536 ,7709	626654 ,4548	629787 ,7271	632936 ,6657	636101 ,349	639281 ,8558	642478 ,2651	645690 ,6564	648919 ,1097	652163 ,7052	655424,5237

[illegible]

	potencia (€/MW)		710995, 7564	691322 ,8589	689920 ,5904	690507 ,9403	691315 ,2519	692150 ,1898	692991 ,8664	693838 ,0302	694688 ,455	695543 ,1353	696402 ,0893	697265 ,3381	698132 ,9032	699004 ,8061	699881 ,0685	700761 ,7122	701646 ,7592	702536 ,2314	703430 ,1509	704328,54	
	TF (€)		5631086 ,39	547527 7,042	546417 1,076	546882 2,887	547521 6,795	548182 9,503	548849 5,582	549519 7,199	550193 2,564	550870 1,631	551550 4,547	552234 1,478	552921 2,593	553611 8,064	554305 8,063	555003 2,761	555704 2,333	556408 6,952	557116 6,795	5578282,037	
	Retribución (€)		6227252 ,816	607442 4,299	606631 4,069	607397 6,596	608339 6,272	609304 9,877	610277 2,058	611254 5,057	612236 7,162	613223 8,402	614215 9,002	615212 9,205	616214 9,259	617221 9,413	618233 9,918	619251 1,026	620273 2,989	621300 6,062	622333 0,5	6233706,561	
OPERATIVO BRUTO (EBITDA)			-45330329	5655124 ,816	549371 4,379	547689 3,501	547571 4,718	547616 0,467	547670 5,535	547718 2,551	547757 1,707	547786 9,211	547807 2,982	547818 1,101	547819 1,635	547810 2,626	547791 2,081	547761 7,976	547721 8,254	547671 0,826	547609 3,566	547536 4,317	5474520,885
AMORTIZACI ÓN			2.554.82 5,98 €	2.554.8 25,98 €	2.554.8 25,98 €	2.554.8 25,98 €	2.554.8 25,98 €	2.554.8 25,98 €	2.554.8 25,98 €	2.554.8 25,98 €	2.554.8 25,98 €	2.554.8 25,98 €	2.554.8 25,98 €	2.554.8 25,98 €	2.554.8 25,98 €	2.554.8 25,98 €	2.554.8 25,98 €	2.554.8 25,98 €	2.554.8 25,98 €	2.554.8 25,98 €	2.554.8 25,98 €	2.554.825,98 €	
Impuestos sobre EBIT			3100298 ,84	293888 8,404	292206 7,525	292088 8,742	292133 4,491	292187 9,559	292235 6,575	292274 5,731	292304 3,235	292324 7,006	292335 5,125	292336 5,659	292327 6,65	292308 6,105	292279 2	292239 2,278	292188 4,85	292126 7,59	292053 8,341	2919694,909	

Tipo marginal 22%		682065,7447	646555,4488	642854,8554	642595,5233	642693,588	642813,503	642918,4464	643004,0609	643069,5117	643114,3414	643138,1275	643140,445	643120,863	643078,943	643014,2399	642926,3012	642814,667	642678,8699	642518,4351	642332,88
BENEFICIO NETO		22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%
Amortizaci n		2418233,095	229233,2955	227921,2669	227829,3219	227864,0903	227906,6056	227943,8128	227974,167	227997,3723	228013,2665	228021,6997	228022,5214	228015,5787	228000,7162	227977,776	227946,5977	227907,0183	227858,872	227801,9906	2277362,029
FLUJOS DE CAJA LIBRE	-45330329	497305,9071	484715,8931	483403,8645	483311,9195	483346,6879	483389,2032	483426,4104	483456,7646	483479,9699	483495,8641	483504,2973	483505,119	483498,1763	483483,3138	483460,3736	483429,1953	483389,6159	483341,4696	483284,5882	4832188,005
FLUJOS DE CAJA ACUMULADOS	-45330329	403572,6993	355101,11	306760,7235	258429,5316	210094,8628	161755,9425	113413,3014	650676,2497	167196,2798	316299,5843	799803,8816	128330,9001	176680,7177	225029,0491	273375,0864	321718,0059	370056,9675	418391,1145	466719,5733	51504145,34

Prospectiva de Generación Eléctrica en la Ciudad Autónoma de Ceuta 2030

M^a Elena Andrés García, Yolanda Fernández Nistal y Marta Luque Mérida.

Tutora: M^a Carmen López Ocón

Objetivo del Proyecto

“Abastecer un porcentaje de la demanda eléctrica de la Ciudad Autónoma de Ceuta, a partir de fuentes de energías renovables”

MASTER DE ENERGÍAS RENOVABLES Y MERCADO ENERGÉTICO



LAS ENERGÍAS RENOVABLES: VENTAJA COMPETITIVA EN LOS SISTEMAS EXTRAPENINSULARES DE ESPAÑA

En el sector de energías renovables, España ocupa una posición de liderazgo mundial, tanto por el desarrollo alcanzado por algunas tecnologías en nuestro territorio, como por disponer de un tejido industrial con empresas destacadas en el concierto internacional.

No obstante, en los sistemas extrapeninsulares, las circunstancias de dependencia exterior y aislamiento energético nacionales se ven fuertemente agravadas, alcanzándose unos niveles de dependencia exterior al 90%. Teniendo en cuenta estas características y considerando el aspecto medioambiental y económico, las energías renovables son muy competitivas en estos sistemas extrapeninsulares frente a la generación convencional. La principal cortapisa para su mayor implantación en los sistemas extrapeninsulares es, sin duda, la falta de gestionabilidad del recurso y su carácter temporal y estacional.

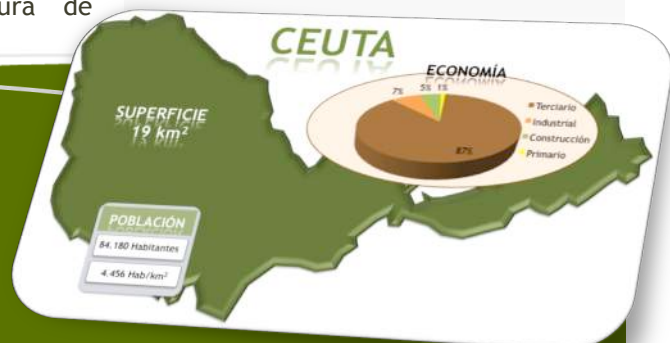
En este proyecto se analiza la posibilidad de instalar una Central Hidroeólica en la Ciudad Autónoma de Ceuta, considerada en sí misma como un sistema extrapeninsular en cuanto a su sistema eléctrico.

Esta Central combinaría dos energías renovables no gestionables, como son el viento y el agua, y con el uso de las más modernas tecnologías, se consigue un sistema de generación de energía que permite lograr la introducción de energías limpias en un sistema extrapeninsular sin perturbar el sistema eléctrico y alcanzando una cobertura de abastecimiento energético de casi el 20%.

Beneficios Central Hidroeólica

<i>Energéticos</i>	Generación de 38GWh de EERR cubriendo el 19,14% de la demanda
<i>Medio-ambientales</i>	Reducción de CO2 y otros gases de efecto invernadero
<i>Sociales</i>	Generación de empleo para técnicos altamente cualificados
<i>Económicas</i>	Crecimiento del turismo dada la singularidad del proyecto

Según datos a 1 de Julio de 2013 del Instituto Nacional de Estadística, la población de Ceuta es de 84.672 habitantes y la densidad de 4.456 hab/Km²



EL SISTEMA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA: CEUTA ISLA ENERGÉTICA

A pesar de no ser una isla, Ceuta se encuentra geográficamente aislada del resto de España, de manera que depende totalmente de la generación eléctrica mediante combustibles fósiles, con los correspondientes costes y problemas que esto conlleva.

La Ciudad Autónoma de Ceuta no cuenta con red de transporte, toda la red es de distribución, propiedad de la distribuidora Alumbrao Público de Ceuta. Las tensiones nominales son la red de media tensión de 15.000 V (se tiene previsto el paso a 20.000 V) y la red de baja tensión de 400 V.

Además del posible problema de suministro de combustible que pueda producirse al ser un sistema en isla, se asocian otras dificultades como son las infraestructuras eléctricas y las debilidades de la red, que llevan a esta Ciudad Autónoma a frecuentes interrupciones energéticas.

El aislamiento energético de Ceuta y la ausencia de toma de tierra son los principales motivos por los que la ciudad autónoma tiene una mayor incidencia en materia de suministro y distribución.

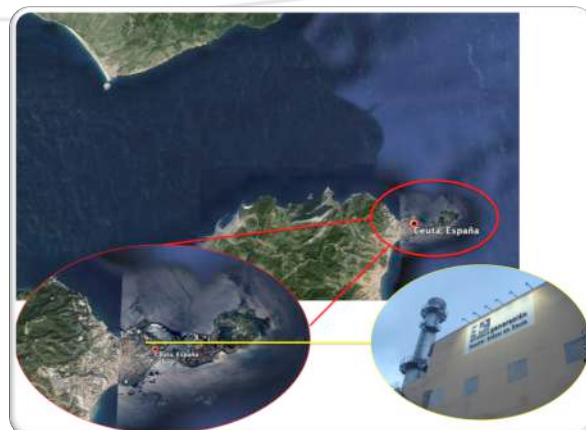
Según los datos recogidos en el 'Informe marco sobre la cobertura de la demanda de electricidad y gas 2013-2016', Ceuta tiene el suministro eléctrico de peor calidad del país. Este indicador se mide con el Tiepi (el tiempo de interrupción equivalente de la potencia instalada en media tensión) y en 2011 se situaba en Ceuta en 11,97, diez veces más que la media nacional (1,12). Las Autonomías con peores registros son, tras la ciudad norteafricana, Andalucía (1,54), Baleares (1,48) y Melilla (1,47).

Cobertura de la demanda eléctrica en los sistemas insular y extrapeninsular

A diferencia del sistema peninsular español, que está conectado al resto del sistema de la UCTE (Unión para la Coordinación del Transporte de Electricidad en Europa), en el que se considera que el índice de cobertura debe estar en torno a un valor cercano a 1,10 para las situaciones de punta extrema anual, el cálculo de la capacidad de generación necesaria en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares (SEIE) se realiza aplicando una metodología diferente. Al tratarse de sistemas aislados, toda la reserva de potencia debe residir en los propios sistemas.

Según lo establecido en la Resolución, de 28 de abril de 2006, de la Secretaría General de Energía, la potencia horaria disponible en cada sistema debe ser siempre igual o superior a la suma de la demanda horaria más dos veces el tamaño del grupo mayor del sistema. Para cada año del horizonte de estudio, la potencia instalada en cada sistema debe ser igual o superior al máximo anual de los valores de la potencia horaria disponible requerida más un margen de reserva para tener en cuenta las indisponibilidades fortuitas de los grupos generadores (se supone que los descargos de los grupos por mantenimiento se realizan fuera del período crítico).

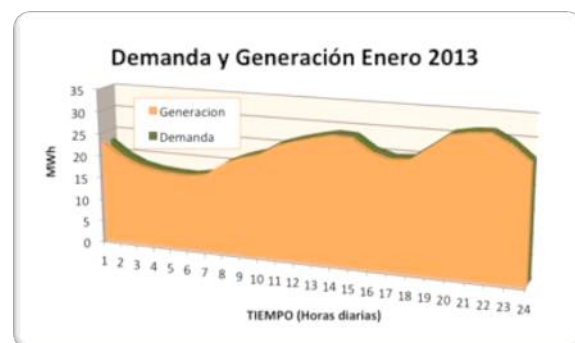
Es por ello, que actualmente se encuentran instalados en Ceuta 99 MW, siendo la punta histórica máxima menor de la mitad. En la siguiente gráfica se observa los picos máximos que se han dado:



Central Diésel de Ceuta

Actualmente Ceuta se abastece de energía eléctrica, a partir de una central diesel propiedad de Endesa, con 99 MW de Potencia instalada repartidos entre Fuel (83 MW) y Gas (16 MW). Se encuentra ubicada en Muelle Cañonero Dato, s/n, terrenos de dominio público, adquiridos mediante varias concesiones administrativas de Autoridad Portuaria de Ceuta.

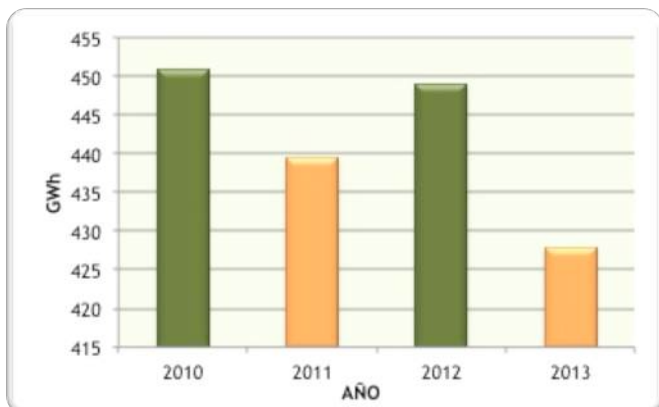
Dado que la central diésel es la única vía de generación eléctrica en Ceuta, ésta se tiene que adaptar en todo momento a la demanda que exige el sistema. A modo de ejemplo, se muestra la curva de demanda y generación para Enero de 2013. (datos extraídos de Esios de REE para SEIE)



El pico histórico máximo que requirió el sistema eléctrico de Ceuta, según datos de REE, fue en diciembre de 2008, que alcanzó la cifra de 41 MW.

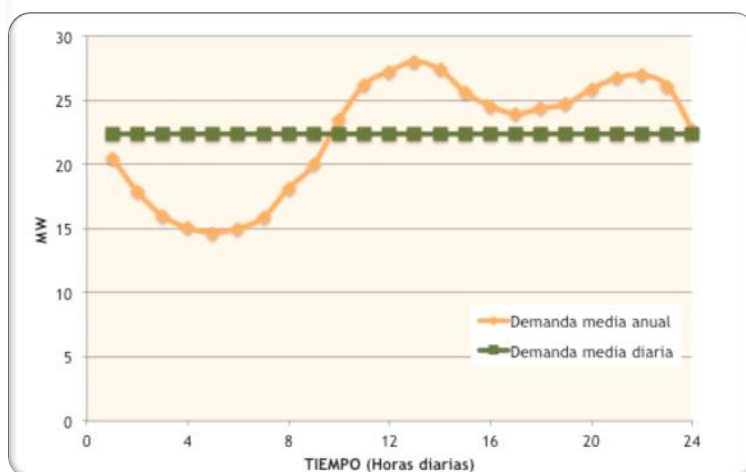
En los años siguientes, se puede comprobar cómo las máximas semestrales han ido decreciendo con el paso de los años.

PRODUCCIÓN Y DEMANDA



La producción anual de electricidad de la central Diésel, ha sufrido importantes fluctuaciones en los últimos años. Tal y como se puede comprobar en la gráfica de la izquierda, desde el año 2010 ha habido subidas y bajadas de hasta 25 GWh de diferencia. Este hecho es debido a la crisis en la que se encuentra inmerso el país, así como de la repercusión que haya tenido la climatología en cada uno de los años.

La energía eléctrica no se puede almacenar en grandes cantidades. Esto exige que la producción de energía deba igualarse a su consumo de forma precisa e instantánea, lo que requiere un equilibrio constante entre generación y consumo.



Con respecto a la demanda que se requiere en la ciudad de Ceuta, se puede observar que la curva de demanda media anual obtenida en la gráfica de la derecha en color naranja, tiene una forma común a la que suele darse en España en cuanto a la demanda energética en función de las distintas horas del día. La demanda media diaria se ha calculado estudiando la demanda diaria de Ceuta y se ha obtenido un valor aproximado de 22 MW.

En función de todos estos valores se ha hecho el diseño energético que se propone en este informe.

PREVISIONES FUTURAS

Tal y como puede apreciarse en la Previsión de Demanda (y generación por ser monopolio de Endesa), las previsiones quedaron escasas respecto a la energía eléctrica que demandó Ceuta en los últimos años. A la espera de que se realice un nuevo Informe de Planificación de sectores, se espera que las previsiones de demanda sean más pesimistas.

Ceuta. Previsión de Demanda (b.c.) (+)

Año	Energía	Punta
	GWh	MW
2006	201,8	38,2
2008	299,0	55,0
2011	346,0	63,7
2016	398,2	76,6

(+) incluye demandas singulares previstas

Previsión de la demanda en Ceuta según el Informe de Planificación de los sectores de electricidad y a 2008 - 2016 del Desarrollo de las Redes de Transporte de la Secretaría General

Solución Adoptada

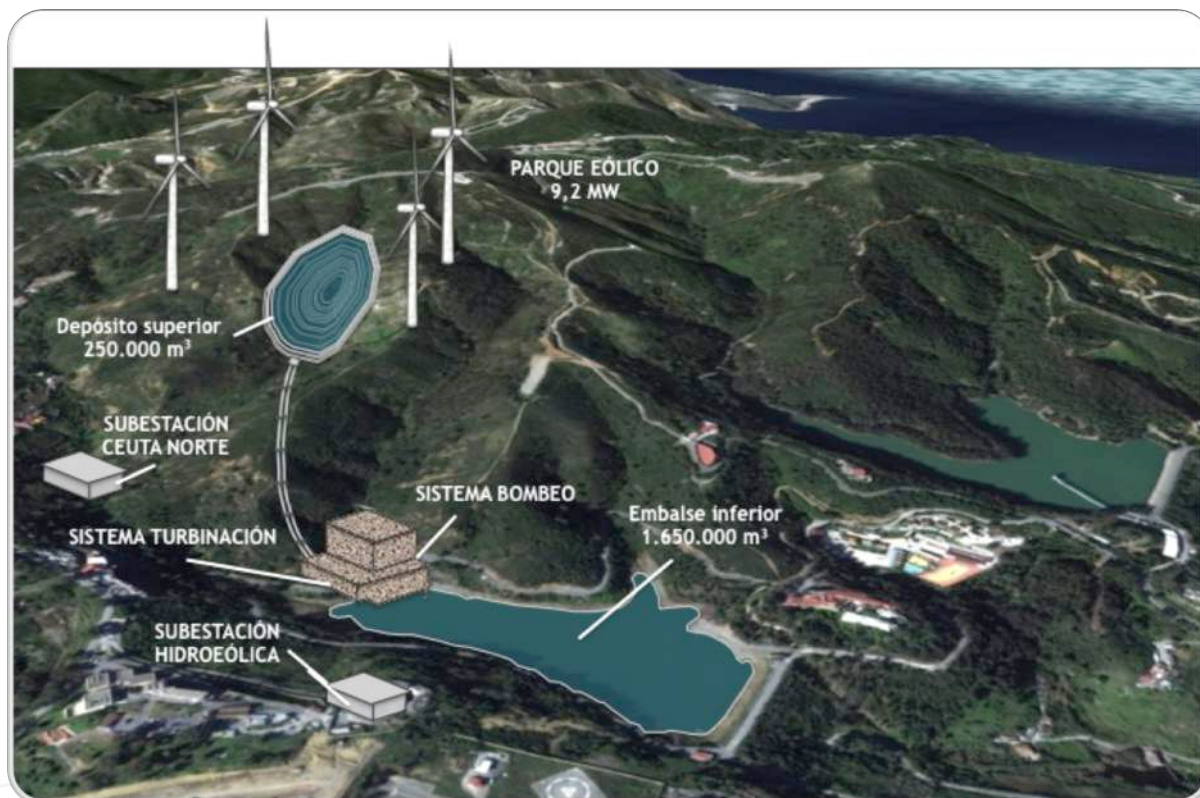
Cobertura renovable del 20% de la demanda eléctrica de Ceuta, a partir de una instalación hidroeólica, mediante la construcción de un parque eólico y una central de bombeo mixto, aprovechando un embalse ya existente, y las características orográficas del terreno para la construcción del otro.



Con el presente proyecto se pretende dar una alternativa más y abastecer un porcentaje de la demanda eléctrica a partir de fuentes de energías renovables, lo que implica una ayuda para conseguir los principios de la política energética, esto es: seguridad de suministro para todos los consumidores, al mínimo precio y con el menor impacto ambiental. Además del cumplimiento de los compromisos internacionales adoptados para el horizonte 2020.

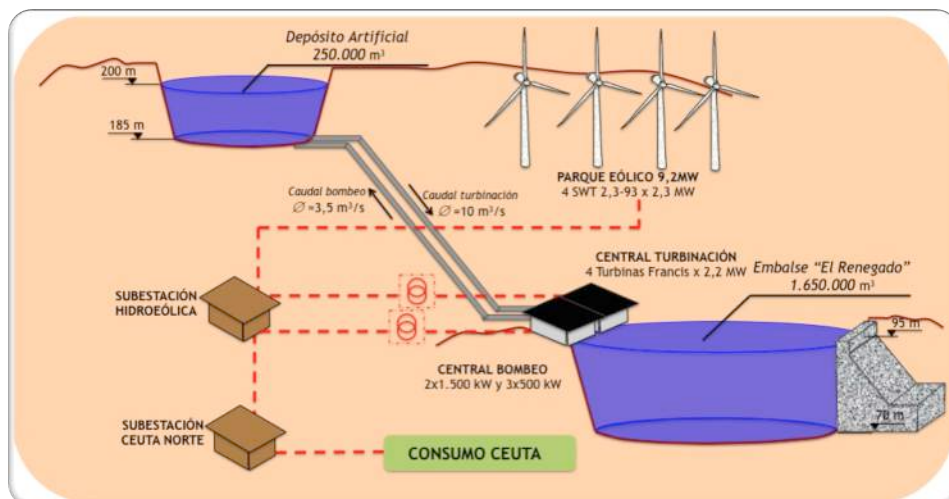
Por lo tanto, se diseñará un parque eólico que generará energía eléctrica para inyectarla a la red, además la instalación contará con un embalse inferior, ya existente, y un depósito superior, que se pretende construir aprovechando una vaguada del terreno. En los momentos que tengamos un excedente de energía eólica se usará para bombear agua del embalse inferior al superior que hará las veces de almacenamiento energético. En los momentos en los que no haya viento se turbinará el agua almacenada hasta cubrir la demanda, por lo que la parte hidráulica funciona como *back up* de nuestro sistema, siempre con una base de diésel, puesto que el sistema renovable no es capaz por sí solo, de abastecer la totalidad de la demanda de Ceuta

En el caso de no disponer de viento ni de agua, la central de motores diesel abastecerá la ciudad, única fuente de generación que utilizan a día de hoy.



ASPECTOS TÉCNICOS

A continuación se describen los aspectos técnicos de la central hidroeléctrica, distinguiéndose la parte del parque eólico, el depósito superior, el embalse inferior y el sistema hidráulico.



Parque Eólico

Se instalarán 4 aerogeneradores Siemens SWT-2.3-93, cada uno a la misma cota que el depósito superior y orientados para maximizar su producción en función de la dirección predominante de la zona. La potencia unitaria de cada aerogenerador es de 2,3 MW, su diámetro de rotor de 93 metros y la altura del buje de 80 metros.

Embalse inferior

La Central aprovechará el embalse ya construido "El Renegado" con una capacidad de 1.650.000 m³, que se utiliza para el abastecimiento de agua, pero su capacidad permite la puesta en funcionamiento del sistema de bombeo mixto objeto de estudio sin perturbar su actual uso.

Depósito superior

Se plantea la construcción de un nuevo depósito aprovechando una vaguada que existe a 200 metros de cota, que tendría una capacidad de 250.000 m³. Por su menor volumen, el depósito superior es el que limita la capacidad energética de la Central en relación con la energía hidráulica máxima almacenada.

Sistema Hidráulico

El esquema hidráulico de la central será un sistema mixto en el cual se bombeará agua desde el embalse inferior hasta el futuro depósito superior, como almacén de energía, para ser turbinada en los momentos que lo requiera el sistema, aprovechando el salto de agua disponible y restituible de nuevo al embalse inferior. Se trata de un sistema mixto porque adicionalmente debemos considerar que el embalse inferior recibe aportaciones naturales que garantizan el nivel de agua necesario para el funcionamiento del sistema. Consta de dos sistemas que están albergados en un único edificio:

- **Sistema de Turbinación**

Se instalarán las turbinas y los alternadores necesarios para la generación de electricidad a partir del agua procedente del Depósito Superior. Por otro lado se instalarán cuatro alternadores acoplados a cada una de las cuatro turbinas cuya función es la generación de energía eléctrica a partir de la energía mecánica generada por las turbinas. En concreto, se instalarán 4 turbinas Francis de 2.2 MW cada una.

- **Sistema de Bombeo**

Se instalarán bombas para impulsar agua del embalse inferior al depósito superior que serán movidas por medio de la energía eólica excedente. Se instalará una potencia total de bombeo de 4.493,13 kW



CENTRAL HIDROEÓLICA DE CEUTA

La instalación objeto de estudio es un sistema mixto en el cual se bombea agua desde un Embalse Inferior (El Renegado) hasta un Depósito Superior para posteriormente ser turbinada, aprovechando el salto de agua disponible y restituible de nuevo al Depósito Inferior

En ningún momento del día se llegará a cubrir la demanda con el sistema hidroeléctrico, ya que la máxima generación del mismo son 9,2 MW (potencia del parque eólico) y la demanda mínima de Ceuta son 12 MW.

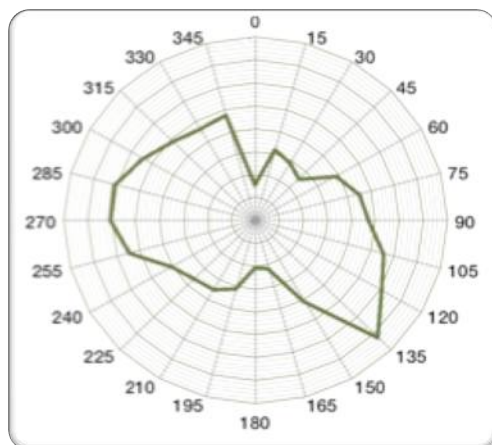
En los momentos en los que el recurso eólico disminuya y la central diesel no sea suficiente para cubrir la demanda, entrará en funcionamiento la parte hidráulica de nuestra instalación hasta cubrir la demanda, por lo que la parte hidráulica funciona como sistema de seguridad para nuestro sistema.

En los momentos en los que la generación eólica y generación diesel superen la demanda se utilizará este excedente de energía eólica para bombear el agua desde el embalse inferior al depósito superior.

Estudio Parque Eólico

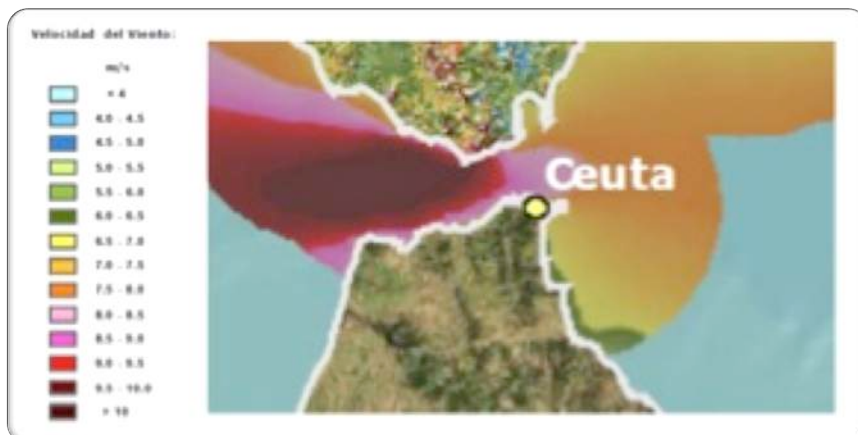
El viento, como recurso energético, viene determinado fundamentalmente por los siguientes parámetros: velocidad, dirección, densidad y perfil vertical. Es fundamental conocer las propiedades de cada uno de ellos para comprender su importancia en el contenido energético del viento.

La velocidad del viento es el parámetro más importante ya que marca el contenido de energía cinética de la masa de aire en movimiento. A mayor velocidad, mayor energía disponible en el viento.

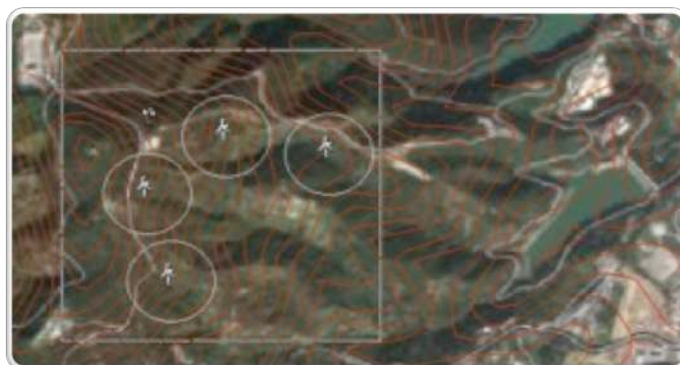
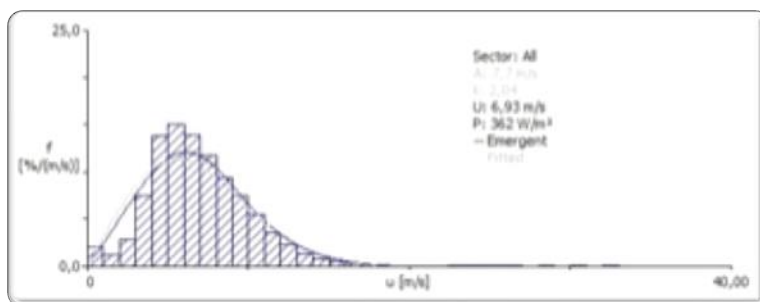


Una vez estudiado el emplazamiento y teniendo en cuenta la dirección y velocidad del viento, se colocaron los 4 aerogeneradores alrededor del depósito nuevo superior, respetando una distancia mínima de 3 diámetros de rotor en la dirección perpendicular a la dirección predominante del viento, obteniendo la distribución que se muestra.

POTENCIA DEL PARQUE EÓLICO	9,2 MW
Modelo del aerogenerador	Siemens SWT-2,3-93 de 2,3 MW
Número de aerogeneradores	4
Dirección predominante del viento	NO-SE
Velocidad media del viento	6,93 m/s
Producción (GWh)	27,621
Pérdidas por efecto estela	2,27
Horas equivalentes	2970



El anemómetro del helipuerto de Ceuta recoge datos de la velocidad del viento cada segundo (1 Hz) y almacena los valores medios obtenidos en rangos de 10 minutos (es decir, cada 600 medidas, hacen la media aritmética y se almacena 1 valor). Por lo tanto, durante un año tenemos 52.560 mediciones. Estos son los datos *diezminutales* obtenidos y con los que se ha estudiado el recurso del viento. Con ellos y el programa WasP, calculamos la rosa de los vientos y la distribución de Weibull.



Estudio Sistema Hidráulico

Sistema Turbinación

1. Potencia de turbinación.-

La potencia instalada en la central de turbinación se calcula mediante la siguiente expresión, conocido el caudal con el que el agua descenderá del depósito superior y el salto neto entre dicho depósito y el embalse inferior:

$$P = Q_{turb} \times H_N \times g \times \eta_T = 10 \frac{m^3}{s} \times 105 m \times 9,8 \frac{m}{s} \times 0,92 = 8,8 MW$$

En base al resultado obtenido, se opta por la elección de 4 turbinas Francis de 2,2 MW de potencia y un caudal de 2,5 m³/s cada una.

2. Diámetro tubería forzada.-

Una vez dimensionado la central de turbinación, se calcula el diámetro mínimo de la tubería forzada:

$$D = \sqrt{\frac{4 \times Q}{v \times \pi}} = \sqrt{\frac{4 \times 10}{5,5 \times \pi}} = 1,52 m$$

Donde:

P Potencia en bornas del generador
 Q_{turb} Caudal turbinado
 H_N Salto neto
 g Aceleración de la gravedad
 η_T Rendimiento del turbogruppo



Sistema de Bombeo

1. Potencia de bombeo.-

La potencia instalada en la central de bombeo se calcula mediante la siguiente expresión:

$$P = \frac{1}{\eta} \times \rho \times Q_{bomb} \times H_N \times g = \frac{1}{0,8} \times 997,04 \frac{kg}{m^3} \times 3,5 \frac{m^3}{s} \times 105 m \times 9,8 \frac{m}{s} = 4493,13 kW$$

Se opta por la elección de 5 bombas centrífugas de eje horizontal, 2 grupos de 1.431 kW y 3 grupos de 502 kW para cubrir las necesidades de bombeo.

P Potencia consumida
 ρ Densidad del agua
 Q_{bomb} Caudal de bombeo
 H_N Salto neto
 g Aceleración de la gravedad
 η Rendimiento del conjunto bomba motor



1. Motores eléctricos.-

Acoplados a las bombas de la central, se conectarán **motores eléctricos** cuya función es el accionamiento de las bombas. Serán motores de inducción de jaula de ardilla.



3. Variadores de velocidad.-

Los motores de inducción no pueden regular su velocidad de giro por sí solos por los que se les acoplará **variadores de velocidad**.

Características Sistema Hidráulico

Llevando a cabo los cálculos que se han detallado en el apartado anterior, se ha construido la tabla que se muestra a continuación. En ella se detalla las características de los principales componentes del sistema hidráulico.

INSTALACIÓN HIDRÁULICA: SISTEMA BOMBEO MIXTO			
Salto bruto (m)	Salto neto (m)	Potencia hidráulica (MW)	
105	90	8,8	
EMBALSE INFERIOR	Emplazamiento	El Renegado	
	Cota máxima (m)	95	
DEPÓSITO SUPERIOR (A CONSTRUIR)	Emplazamiento	Mirador Ceuta	
	Cota máxima (m)	200	
CONDUCCIÓN FORZADA: TURBINACIÓN	Capacidad (m ³)	1.650.000	
	Material	Acero alta resistencia	
	Longitud (m)	350	
CONDUCCIÓN ASPIRACIÓN	Diámetro (m)	1,6	
	Material	Acero alta resistencia	
CONDUCCIÓN IMPULSIÓN	Longitud (m)	188	
	Diámetro (m)	1	
	Material	Acero alta resistencia	
TURBINAS	Longitud (m)	350	
	Diámetro (m)	0,9	
	Modelo	Francis	
	Marca	Andritz	
	Potencia unitaria (MW)	2,2	
BOMBAS	Número de turbinas	4	
	Caudal turbinado (m ³ /s)	10	
		Modelo A	Modelo B
	Número de grupos	2	3
	Potencia (kW)	1.431	502
MOTORES	Fabricante	Flowserve	
	Tipología	Centrífugas eje horizontal	
	Caudal bombeado (m ³ /s)	3,5	3,5
		Modelo A	Modelo B
	Número de equipos	2	3
	Potencia (kW)	1.600	600
	Fabricante	ABB	ABB
	Tipología	Inducción de jaula de ardilla	Inducción de jaula de ardilla
	Rendimiento máximo	0,963	0,966

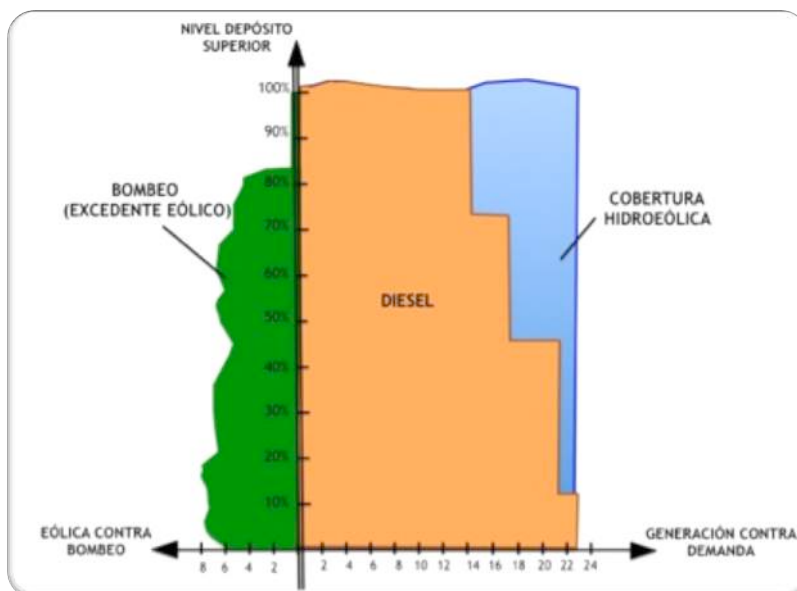


ESTRATEGIA DE EXPLOTACIÓN

Teniendo en cuenta que siempre tendremos una base mínima de generación diesel para poder cubrir la demanda, el resto de la demanda se cubrirá con los aerogeneradores, despachándose las turbinas hidráulicas en su mínimo técnico. Si no se dispone de eólica, la energía será entregada por la central diesel y por la hidráulica, de forma que la central hidroeólica no presente desvíos tanto en lo que a potencia despachada como a servicios complementarios se refiere.

Curva de funcionamiento. Programación de la generación

La estrategia de funcionamiento propuesta depende básicamente del nivel de los depósitos de acumulación de agua. El depósito superior es el que marca la capacidad hidráulica, dado que su volumen disponible es menor.



La figura de la parte superior, indica, cómo se pretende cubrir la demanda de Ceuta. Dependiendo del nivel del depósito superior, la programación se realizará con un mix de la central diesel, siempre aportando la base, y de la central hidroeólica con mayor o menor porcentaje en función de las condiciones del recurso disponible.

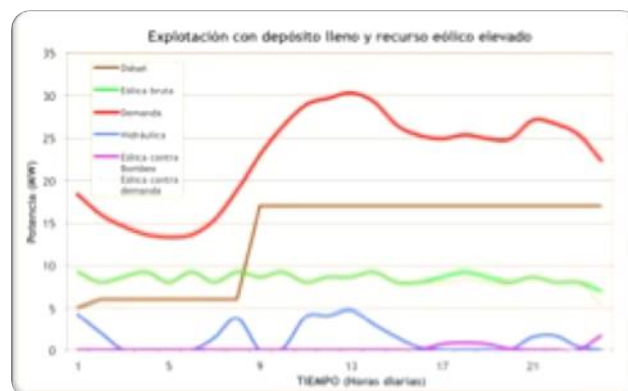
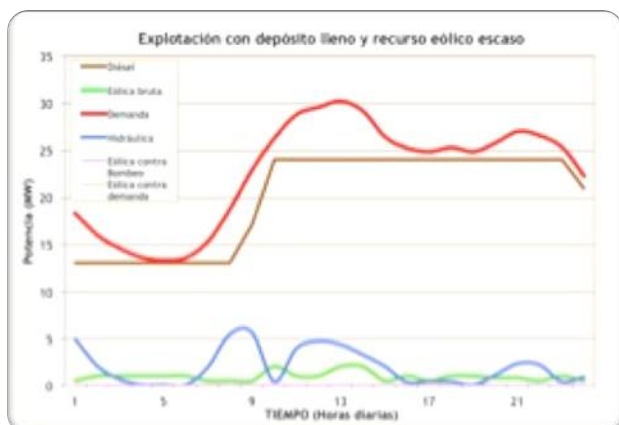
1. Depósito elevado

Con niveles de depósito superior por encima de un 80% la cobertura de la demanda de Ceuta se realizará con una base de diésel y con alta cobertura del aprovechamiento hidroeólico, pues la capacidad del depósito permite aportar prácticamente el 100% de su potencia hidráulica si no se dispone de viento.

A) Depósito elevado y recurso eólico elevado

En este caso se observa que la demanda está cubierta por la base de diésel y la eólica en el momento que la demanda es mayor que la suma de diésel y eólica, entra en funcionamiento la hidráulica para satisfacer la demanda.

Además este se considera el caso más favorable por lo que podemos bajar considerablemente el consumo de diésel cuando la demanda es mayor.



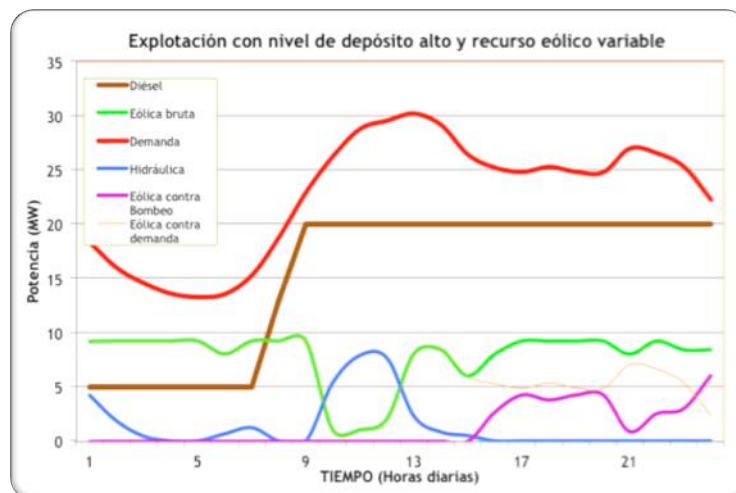
B) Depósito elevado y recurso eólico escaso

Solo cuando disminuye la velocidad del viento, la hidráulica asume parte de la demanda. La hidráulica permanecerá en funcionamiento hasta que regrese el recurso eólico. Este caso es muy desfavorable, ya que al ser el recurso eólico tan escaso, hay que aumentar el consumo de diésel para poder satisfacer la demanda.

C) Depósito elevado y recurso eólico variable

En el caso de que el recurso eólico sea variable y en algún momento la base de diesel en conjunto con la eólica no sea suficiente para cubrir la demanda de Ceuta, se cubrirá el resto de la potencia programada con hidráulica, es decir, la hidráulica funciona como apoyo para el sistema.

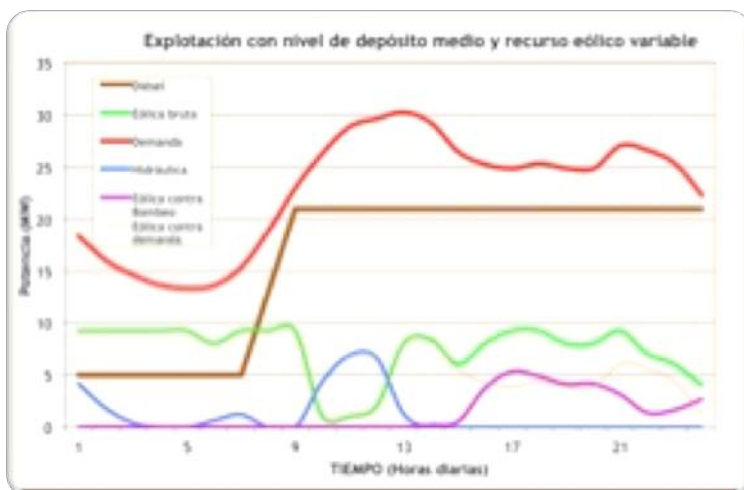
En este caso que se representa, el recurso eólico pasa de ser abundante a inexistente y vuelve posteriormente a ser abundante. Al principio se cubre la demanda con diesel y con eólica y se despacha un nivel de 0,6 MW para mantener el nivel del depósito. Posteriormente, la eólica disminuye y la demanda se va cubriendo con un mix de eólica, hidráulica y diesel, desconectándose el bombeo. En el momento en el que la eólica vuelva y haya excedente de eólica, este se usará para bombear y así aumentar el nivel del depósito superior.



2. Depósito medio

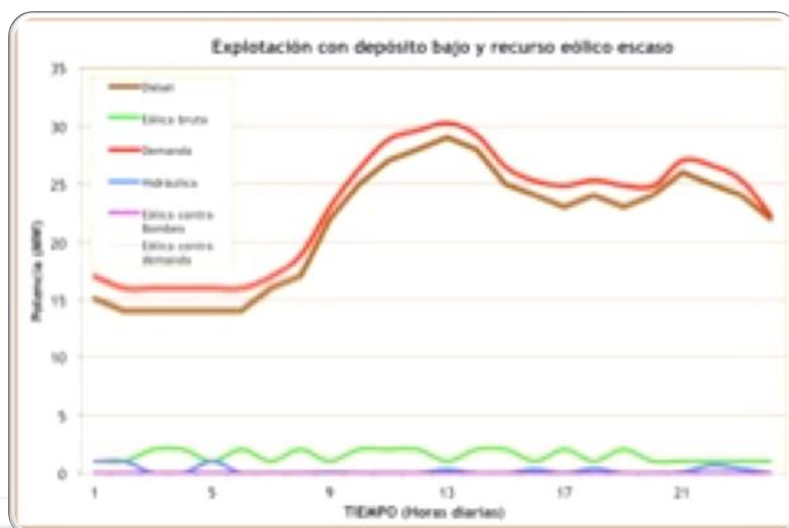
Se considera un nivel de depósito medio entre el 25% y el 80% de su capacidad. Entre estos niveles, una parte de la demanda se cubrirá con la central diesel y eólica, esta última si la hubiera, en el caso de no disponer de recurso eólico se usará el circuito hidráulico.

En este caso, como el depósito no está lleno y por tanto la capacidad hidráulica es menor, se aumenta la producción de diesel para poder cubrir la demanda.



3. Depósito bajo y recurso eólico escaso

Este caso extremo es en realidad el funcionamiento actual de la central, suponiendo que nuestro sistema está en su mínimo de producción, por lo que la central diesel tendrá que generar toda la energía eléctrica que se demanda a tiempo real. Con niveles inferiores al 25% se considera que la reserva hidráulica es baja. En tal caso, la demanda de Ceuta se cubrirá con la central diesel, que debería aportar servicios complementarios de regulación al sistema. En caso de que se disponga de recurso eólico, éste se destinará, en principio, a despachar bombeo



PRODUCCIÓN ANUAL

Producción mensual de cada tecnología

A continuación se resumen los datos de producción anual del sistema por tipo de generador, en el caso de que se explote según se ha indicado en el apartado de “Estrategia de explotación”.

El recurso eólico está condicionado a la recolección de muestras diezminutales que se ha realizado.

En la siguiente tabla se puede ver la producción anual (MWh) de cada tecnología. Como se puede apreciar, en ningún caso se utilizará el diesel para el bombeo de agua el sistema hidráulico.

	DEMANDA	DIÉSEL	EÓLICA			HIDRÁULICA	HIDROEÓLICA
	DEMANDA EN CEUTA (MWh)	ENERGÍA PRODUCIDA (MWh)	BRUTA (MWh)	CONTRA DEMANDA (MWh)	CONTRA BOMBEO (MWh)	ENERGÍA PRODUCIDA (MWh)	ENERGÍA PRODUCIDA CONTRA DEMANDA (MWh)
ENERO	17865,04	12513,67	4395,80	3910,40	485,40	1440,97	5351,38
FEBRERO	14673,33	12520,67	1379,47	1153,92	225,55	1057,07	2210,99
MARZO	16065,61	13154,33	2004,67	1713,75	290,91	1200,54	2914,29
ABRIL	14524,04	12865,00	764,00	706,49	57,51	994,48	1700,97
MAYO	17102,10	13743,33	2351,87	2037,32	314,55	1321,45	3358,77
JUNIO	15497,91	13730,00	1024,00	890,76	133,24	1028,73	1919,49
JULIO	17963,24	14017,17	2769,33	2471,95	297,38	1502,96	3974,91
AGOSTO	19252,96	16796,83	1684,33	1340,42	343,91	1115,71	2456,13
SEPTIEMBRE	17413,30	14855,00	1648,00	1255,10	392,90	1306,93	2562,03
OCTUBRE	15815,55	11640,50	3131,00	2678,15	452,85	1496,90	4175,05
NOVIEMBRE	15580,33	11940,00	2870,00	2283,65	586,35	1356,68	3640,33
DICIEMBRE	17014,09	12989,00	3306,67	2691,39	615,28	1333,70	4025,09
TOTAL	198767,51	160765,50	27329,13	23133,30	4195,83	15156,13	38289,43

El mix de generación anual obtenido con la inserción del sistema hidroeléctrico, se puede observar en la gráfica que se muestra en la izquierda. El gráfico de la derecha distingue la cobertura de cada tecnología sobre el total hidroeléctrico.



	HORAS EQUIVALENTES	
EÓLICA CONTRA DEMANDA	2514,49	2970,56
EÓLICA CONTRA BOMBEO	456,07	
HIDRÁULICA	1722,29	
TOTAL	4692,84	

Teniendo en cuenta la producción anual, se han podido calcular las horas equivalentes anuales de la central hidroeléctrica, distinguiendo el aporte de cada tecnología. Tal y como puede comprobarse, el total de horas eólicas equivalentes obtenidas, es muy semejante a las calculadas en la simulación del estudio del recurso eólico de WASP.

ASPECTOS AMBIENTALES

CARÁCTERÍSTICAS DEL MEDIO

CLIMA

Climatología tipo mediterráneo, con dos estaciones diferenciadas, una fresca y húmeda (de Octubre a Abril), y otra seca y cálida (de Mayo a Septiembre). Precipitación media anual: es de 574 mm. Temperatura media anual: 10,4°C.

GEOLOGÍA Y USOS DEL SUELO

Ceuta se encuentra en el punto de inflexión del Arco Bético-Rifeño, integrado por las Cordilleras Béticas y el Rif, dos conjuntos montañosos de origen esencialmente alpino. Imprimen a la zona un acusado grado de inestabilidad tectónica.

VEGETACIÓN

Distribución del suelo en Ceuta: 40,8% artificial, 17,7% agrícola, 41,5% forestal. La flora de Ceuta está integrada por unas quinientas especies, con predominancia de los elementos mediterráneos y macaronésicos.

FAUNA

Alberga numerosos taxones exclusivamente norteafricanos y varios endemismos tingitanos. Tiene incluidas 9 especies endémicas, en el Catálogo Nacional de Especies Amenazadas. Anfibios: Salamandra argira. Reptiles: Eslizón rifeño, Eslizón tridáctilo del atlas, culebrilla mora, culebrilla ciega de Tánger, lagarto tangerino y tres insectos coleópteros.

Espacios naturales y bienes protegidos

La Red Natura 2000 es creada en el artículo 3, punto I de la Directiva 92/43/CEE, donde es definida como una red ecológica europea coherente constituida por las Zonas Especiales de Conservación (ZEC) y las Zonas de Especial Protección para las Aves (ZEPA's).

Su implantación hace compatible la conservación del medio ambiente en Europa con la actividad agraria, forestal y turística y con los asentamientos e infraestructuras humanas.

En cuanto a las ZEPA's, Ceuta cuenta con dos zonas declaradas cuya delimitación coincide exactamente con la porción terrestre de los lugares ya propuestos como LIC's. La superficie total es de 634,42 hectáreas.

ZEPA's

	Benzú-Calamocarro	Acantilados del Monte Hacho
Código NUT	ES6310001	ES0000197
Superficie (Hectáreas)	601,81	32,61
Nº Aves Anexo I	40	28
Nº Aves migratorias	90	45

LIC's

	Benzú-Calamocarro	Zona marítimo-terrestre del Monte Hacho
Código NUT	ES6310001	ES6310002
Superficie total (Hectáreas)	601,81	871,15
Superficie terrestre (Hectáreas)	601,81	32,61
Superficie marina (Hectáreas)	0	838,54
Nº hábitats Anexo I	13	3
Nº especies Anexo II	11	3
Nº de otras especies importantes	164	219



Valoración e identificación de impactos ambientales

A continuación se detalla en una matriz causa-efecto de las distintas afecciones que sobre el medio pueden tener las acciones de cada fase del proyecto.

En el caso de los acuíferos, bienes protegidos y lugares de interés comunitario (LIC) no se produce ningún impacto puesto que las obras se realizarán en zonas alejadas.

	Desbroce de vegetación	Apertura de viales, plataformas y zanjas	Cimentaciones	Movimiento de tierras para el nuevo embalse	Montaje de aerogeneradores	Instalaciones auxiliares	Presencia y funcionamiento de instalaciones (eólicas)	Presencia y funcionamiento de instalaciones (hidráulicas)	Labores de mantenimiento	Desmantelamiento de: aerogeneradores, cimentaciones, subestación y línea eléctrica	Recuperación ambiental
Clima											
Geología											
Hidrología											
Vegetación											
Fauna											
LIC y ZEPA											
Paisaje											

Sin impacto	Impacto positivo	Impacto bajo	Impacto medio	Impacto alto
-------------	------------------	--------------	---------------	--------------

Medidas compensatorias

- Restitución del lugar una vez finalizadas las obras.
- Plantación de nuevas especies afectadas.
- Instalación salvapájaros en línea eléctrica.
- Control erosión.

Medidas preventivas y correctoras

- Medidas sobre el medio físico:** minimizar alteración en la geología, en la calidad del agua, en el paisaje, los riesgos y las posibles infecciones.
- Medidas sobre el medio biótico:** minimizar afecciones a la vegetación y a la fauna.
- Medidas sobre el sistema cultural:** control arqueológico.

Plan de vigilancia

Cada 6 meses se presentarán informes sobre el desarrollo del PVA y del grado de cumplimiento del mismo. Se propone un seguimiento de la evolución en la calidad edáfica así como de la cubierta vegetal durante un periodo de 3 a 5 años.

- ❖ Seguimiento en la fase de construcción
- ❖ Seguimiento en la fase de explotación
- ❖ Seguimiento en la fase de desmantelamiento

ASPECTOS ECONÓMICOS

Inversión material

A continuación en la siguiente tabla, se muestra el desglose de la inversión que se ha estimado con las partidas principales del presupuesto, para la implantación de la central hidroeléctrica en Ceuta:

PARQUE EÓLICO	10.931.815,00 €
Equipos	10.280.000,00 €
Caminos y viales	150.150,00 €
Cimentación	280.550,00 €
Instalación eléctrica	123.435,00 €
OBRA CIVIL	13.653.888,00 €
Edificio con sistema de bombeo y turbinación	6.345.678,00 €
Conducciones forzadas	3.510.700,00 €
Depósito superior	2.340.756,00 €
Adecuación Depósito Inferior	1.456.754,00 €
EQUIPOS CENTRAL	8.534.334,00 €
Grupos turbogeneradores	5.287.545,00 €
Equipos de bombeo	3.246.789,00 €
SISTEMA ELÉCTRICO E INTERCONEXIÓN	9.710.292,00 €
Transformadores principales	1.567.894,00 €
Sistema eléctrico BT	2.145.659,00 €
Sistema eléctrico AT	3.865.996,00 €
Sistema de control	895.312,00 €
Adecuación punto de enganche	1.235.431,00 €
INGENIERÍA Y DIRECCIÓN DE OBRA	2.500.000,00 €
TOTAL	45.330.329,00 €

Costes

- ❖ **Costes de operación y mantenimiento**
Para el modelo financiero que se va a simular, se va a considerar como costes de operación y mantenimiento, lo propuesto por la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio de Industria, Energía y Turismo par el modelo de la Central de El Hierro.
- ❖ **Coste de peaje de acceso**
Se considerará 0,5€/MWh generado según El Real Decreto-Ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico
- ❖ **Seguros**
Se ha estimado el coste correspondiente a seguros según la inversión inicial.

Ingresos de la Central

Para estimar los ingresos a percibir por la central, se considera que tendrá una vida útil de 20 años y se asume que la central va estar operativa y en funcionamiento a partir del año 2015 y durante la totalidad del año.

El esquema retributivo que se seguirá, será el explicado en la Orden IET/1711/2013, del Ministerio de Industria Energía y Turismo, publicada el Boletín Oficial del Estado. La Central de Ceuta se considerará una única instalación de tecnología Hidroeléctrica.

$$Retribución(€/año) = TV + TF$$

El TV depende de los costes variables estimados de O&M de la Central:

$$TV(€) = 15,57 \frac{€}{MWh} \times MWh \text{ generados}$$

El TF corresponde con la retribución en concepto de garantía de potencia de la Central. Según la siguiente expresión:

$$TF(€) = P_{neta \text{ hidráulica}}(MW) \times G_{potn} \left(\frac{€}{MW} \right) \times Factor \text{ disponibilidad}$$

Siendo:

Gpot_n, se compone de los siguientes componentes:

$$G_{potn} = CITn + COMTn + GLLVn + RAn$$

CIT_n: Anualidad en el año n del coste de inversión de la Central, calculado según la expresión:

$$CITn = A + Rn = \frac{\sum i \frac{V_{li}}{V_{Ui}}}{MW \text{ hidráulicos}} + (VI - A_{n-1}) * Trn$$

Obtenemos A (retribución por amortización anual de la inversión de la Central) mediante los siguientes pasos:

V_{li}: Valor en euros de cada partida de la inversión reconocida de la Central

V_{Ui}: Vida útil de las diferentes partes de la Central expresada en años.

Por otro lado, R_n (retribución financiera en año n de la inversión de la Central) se obtiene de los siguientes parámetros:

VI: Valor de la inversión de la Central en €/MW

A_{a,n-1}: Amortización acumulada hasta el año n-1 de la central en €/MW

TR_n: Tasa financiera de retribución a aplicar en el año n.

COMT_n: costes de operación y mantenimiento fijos asociados a recursos humanos, los seguros obligatorios.

GLLV_n: coste del llenado inicial de los vasos, no se tendrá en cuenta puesto que se llenará de la presa existente.

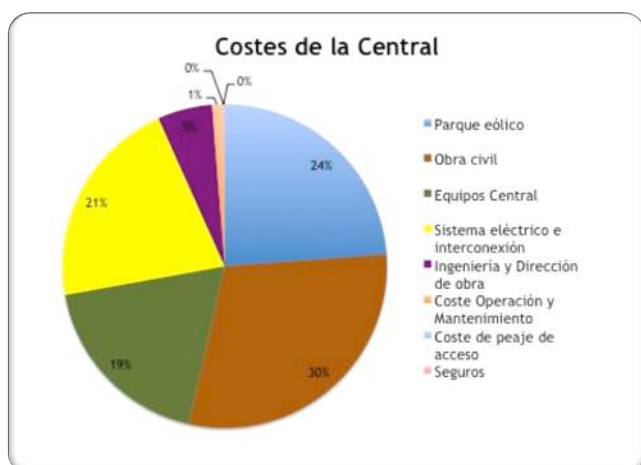
RAn: Retribución adicional máxima, establecida anualmente por la Dirección General de Política Energética y Minas con el objetivo de garantizar una rentabilidad razonable del proyecto durante la vida útil de la central. (8% TIR).

Modelo financiero

El Modelo financiero que se ha construido para el análisis de la viabilidad económica del proyecto, se ha realizado considerando que la inversión inicial (45.330.329 €) será financiada un 20% con fondos propios y el 80% a partir de un entidad financiera, con un tipo de financiación blanda (3% de interés + 0,5% Euribor a fecha de junio de 2014).

Deuda (80%)	Fondos propios (20%)	Periodos	Tasa interés (%)	Anualidad
36.264.263,2 €	9.066.065,8 €	20	3,51	2.554.825,98 €

A continuación se detallan el porcentaje que supone los costes de CAPEX y OPEX en el caso de nuestra instalación, así como cifras a considerar para el estudio del análisis financiero:



Vida útil (años)	20	Factor de disponibilidad	0,9
Potencia instalada (MW)	9,20	Potencia neta hidráulica (MW)	8,8
IPC (%)	1,50%	Producción (MWh/año)	38289

Para analizar el modelo financiero, se estudiarán varios escenarios de estudio.

Como ya se ha explicado en el apartado "Ingresos de la central", el valor del coeficiente Ran, del término fijo de la retribución, será tal que permita garantizar al proyecto un TIR del 8% a lo largo de la vida del proyecto, con un valor máximo de 132.000€/MW hidráulico. Por tanto, es el que marque la rentabilidad del proyecto

Modelo base

Con la producción e inversión estimada se ha realizado el estudio económico a lo largo de los 20 años de vida útil de la instalación, obteniendo los datos que se muestran en la tabla de la derecha.

Como se puede observar, se supera el valor del 8% de TIR sin que la instalación sea retribuida por el valor de garantía de rentabilidad Ran. Por lo que, la rentabilidad estaría prácticamente garantizada.

Ran (€/MW)	Retribución año 1 (€)	VAN (€)	TIR (%)	Pay-back
0,00	6749972,82	2.103.562,13 €	8,67	Año 9

Modelo pesimista

Posicionándonos en un escenario más pesimista, y tomando como ejemplo la experiencia de la Central de El Hierro, se va a considerar que la inversión prevista de material se ve aumentada un porcentaje debido a complicaciones en la fase de promoción y construcción. Se va a analizar la casuística de que la inversión se vea aumentada en un 30 y un 40% sobre la prevista.

	Inversión inicial (€)	Ran (€/MW)	Retribución año 1 (€)	VAN (€)	TIR (%)	Pay-back
Aumento 30%	58.929.427,7	60.000	7566433,12	193.897,00 €	8,05	Año 9
Aumento 40%	63.462.460,6	90.000	8092026,55	118940,00	8,03	Año 9

Tal y como se observa en la tabla con los resultados obtenidos, en ambos casos se puede obtener la rentabilidad del proyecto con 8% de TIR, únicamente recibiendo parte del coeficiente por garantía de proyecto, muy lejos de los 120.000 €/MW establecidos por la norma como máximo .

CONCLUSIONES

La ciudad autónoma de **Ceuta** se encuentra dentro de los denominados Sistemas eléctricos Extrapeninsulares y se trata de un sistema aislado, no conectado con la península, cuya generación eléctrica se realiza exclusivamente mediante combustibles fósiles.

El objetivo del proyecto es la diversificación del mix energético de la ciudad de Ceuta al año 2030, con la introducción de energías renovables, en línea con los compromisos adquiridos derivados del paquete Energía y Cambio Climático, que establecen como objetivos para 2020, entre otros, alcanzar un 20% de participación de energías renovables en la energía primaria.

La dependencia energética exterior y el aislamiento energético hace que estos sistemas presenten unas características singulares, con mayores problemas de estabilidad, bajo mallado de su red, mayores márgenes de reserva, que conllevan unos costes de generación mucho más elevados que en el sistema peninsular, lo que hace que las Energías renovables sean muy competitivas en estos sistemas frente a la generación convencional.

La introducción de un sistema hidroeléctrico dentro del sistema de Ceuta permite la introducción de energías renovables, sin perturbaciones en la red, ya que la central de bombeo favorece la capacidad de regulación y la estabilidad del sistema y permite también que los grupos que trabajan en base no tengan que modificar su generación, lo que mejoraría sus condiciones de trabajo, rendimiento; además, con un embalse existente, el impacto ambiental es mínimo.

La Central Hidroeléctrica de Ceuta posibilitaría un ahorro energético de combustibles fósiles y un ahorro de emisiones de CO₂ en la Central Diesel actual, así como la utilización de recursos energéticos autóctonos que reducen la dependencia energética del exterior y hace que la volatilidad del petróleo tenga menos impacto en la explotación del sistema eléctrico. Todo ello, permite reducir el sobrecoste de la compensación por extrapeninsularidad de la generación eléctrica en España.

Actualmente, el coste de generación de la electricidad en Ceuta ha sido de 205 €/MWh en los últimos años, muy superior a los 76,5 €/MWh que supondría la Central Hidroeléctrica, aportando un 20 % de la demanda de la ciudad, lo que supondría un ahorro importante en la generación.

Además, el almacenamiento de agua facilitado por el sistema de bombeo convierte la generación eólica originalmente intermitente en energía gestionable, lo que supone un mejor aprovechamiento de la eolicidad y una mejor gestionabilidad y mayor estabilidad para el sistema eléctrico en su conjunto.

El sistema de almacenamiento energético, además de posibilitar la regulación de la producción comprometida por la instalación, permite la prestación de servicios complementarios de regulación potencia frecuencia y de control de tensión. En este mismo sentido, los grupos hidráulicos serán capaces de dotar al sistema de un nivel de capacidad inercial muy elevado (volantes de inercia en grupos hidráulicos) lo que redundará en una mejora de los umbrales de seguridad del sistema eléctrico.



CENTRAL HIDROEÓLICA DE CEUTA: VALOR AÑADIDO

- ✓ Cobertura renovable a un sistema eléctrico con la totalidad de generación fósil.
- ✓ Cumplimiento con los compromisos europeos en los planes energéticos.
- ✓ Reducción costes extrapeninsulares
- ✓ Aporte sistema renovable y a la vez gestionable
- ✓ Aporte sistema que garantice estabilidad al sistema con la adición del sistema hidráulico.