



Máster en Energías Renovables y Mercado Energético

2015/2016

***SISTEMA HÍBRIDO RENOVABLE
CON ALMACENAMIENTO
PARA EL ABASTECIMIENTO DE
LA ISLA DE LA GOMERA***

TRABAJO DE FIN DE MÁSTER

Marcos Del Blanco Adán

Natalia del Cerro Díaz Jiménez

Javier Gómez De Garay

Pablo Casanova Falcón

Tutor: Luis Arribas De Paz

Contenido

1. Objetivo del proyecto.....	1
2. Introducción.....	2
2.1. Problemática de los sistemas insulares.....	2
Extracostes de generación.....	2
Subsistemas eléctricos y redes de transporte.....	4
2.2. Situación / Contexto actual de las Islas Canarias.....	5
Recurso hídrico:.....	5
Red eléctrica:.....	8
Población:.....	10
Recurso eólico y solar:.....	11
2.3. Factores para la elección de la isla.....	12
Potencia instalada de energías renovables.....	12
Evolución de la demanda y el consumo.....	15
Posible impacto al Medio Ambiente.....	16
3. Situación/Contexto actual de La Gomera.....	17
3.1. Recurso hídrico:.....	17
3.2. Red eléctrica:.....	19
3.3 Identificación y caracterización del recurso:.....	21
3.3.1. Recurso eólico:.....	21
3.3.2. Recurso solar:.....	22
3.4. Análisis de la demanda:.....	25
4. Análisis, simulación y dimensionamiento de los distintos escenarios.....	27
4.1. Caso base: sistema de generación existente:.....	27
4.2. Caso óptimo con renovables (Con/Sin almacenamiento):.....	30
4.2.1. Recursos renovables:.....	30
4.2.2. Componentes: Aerogenerador.....	33
4.2.3 Componentes: central hidráulica reversible.....	34
4.2.4 Resultados: Caso óptimo con almacenamiento.....	38
4.2.5. Resultados caso óptimo sin almacenamiento.....	39
4.3. Escenario 100 % Renovables:.....	40
5. Diseño de detalle del escenario óptimo.....	41
5.1. Parque eólico.....	41
5.1.1. Evaluación y selección del emplazamiento.....	41

5.1.2. Datos de partida e hipótesis previas.....	49
5.1.3. Simulación.	59
5.1.4. Configuración del parque eólico.....	60
5.1.5. Producción del parque.....	63
5.1.6. Esquema unifilar y esquema de la instalación.	65
5.2. Parque fotovoltaico:	67
5.2.1. Evaluación de emplazamientos y selección.	67
5.2.2. Conexión a red y esquema unifilar.	76
5.2.3. Simulación y resultados de producción del parque.	79
5.3. Central hidráulica de bombeo.	84
5.3.1. Evaluación de emplazamientos y selección.....	84
5.3.2. Depósito superior.....	87
5.3.3. Depósito inferior.	89
5.3.4. Simulación y cálculo de resultados.....	89
5.3.5 Estrategia de explotación	92
5.3.6. Construcción y montaje.....	93
6. Perspectivas a futuro.....	96
6.1. Transporte sostenible para exceso de producción eléctrica.....	96
Sustitución del sistema principal de transporte público por vehículos eléctricos.	97
Sustitución de la flota de barcos por barcos eléctricos.	98
6.2. Interconexión con Tenerife y refuerzo de la red.	100
6.4. Análisis de sensibilidad.....	103
7. Conclusiones:	106
8. Anexos:.....	107
8.1. Análisis económico:.....	108
.....	115
8.2. Evaluación ambiental	116
8.2.1. Estudio del entorno: Variables o componentes ambientales susceptibles de ser afectadas.....	117
8.2.2. Valoración Ambiental de las Componentes (VAC).....	129
8.2.3. Identificación de impactos.	133
8.2.4. Valoración de impactos	136
8.2.5. Medidas de mitigación	141
8.2.6. Plan de seguimiento, vigilancia y monitoreo ambiental.	142

8.3. Pliego de condiciones técnicas-Legislación.	143
8.4. Memoria de ordenación.	147
8.5. Aspectos técnicos:	160
8.5.1 Descripción técnica del aerogenerador seleccionado.....	160
8.5.2 Cableado interior y protecciones del circuito.	163
8.5.3. Construcción y montaje del parque eólico.	165
8.5.4. Transporte y montaje	168
8.5.5. Mantenimiento y PRL	172
8.5.6. Logística y organización.	176
8.5.7. Criterios de fundamentales del Plan de Seguridad y Salud.....	177
8.5.8. Configuración del parque fotovoltaico.	179
8.5.9. Construcción y montaje del parque fotovoltaico	184
8.5.10. Suministradores y transporte.	187
8.5.11. Mantenimiento.....	189
8.5.12. Obtención de los parámetros de diseño.....	191
Determinación del salto neto	191
Determinación del caudal	191
Diseño de la tubería forzada	191
Diseño de la chimenea	193
Válvulas	194
Central Hidroeléctrica	195
8.5.12. Equipos electromecánicos.....	195
Turbina	195
Generador	197
9. Bibliografía.	198
Tabla 1: Población de las distintas islas del archipiélago canario.2015.	10
Tabla 2: Configuración del parque de generación de cada isla según potencia eléctrica.MW. Año 2014. [8].....	
Tabla 3: Estructura tecnológica del parque de generación que utiliza productos petrolíferos en Canarias, y desglosado por islas. Año 2014. [8].....	
Tabla 5: Datos del depósito inferior usados para modelizar la batería.	35
Tabla 6: Equivalencias usadas entre una central hidroeléctrica y una batería.	36
Tabla 7: Zonas delimitadas para la instalación de parques eólicos en La Gomera. [11]	
Tabla 8: Comparativa de los principales factores para la instalación de un parque eólico para los distintos emplazamientos designados.	47

Tabla 9: Descripción de los parques eólicos instalados en La Palma (año 2014). [8]	49
Tabla 10: Datos de generación dieminutal de La Palma para el 9 de Enero de 2015. (MW) [12]	50
Tabla 11: Valores de la norma UNE-EN61400-1	
Tabla 12: Ejemplo de velocidades de viento obtenidas a partir de la producción eólica de La Palma para el día 1 de Enero de 2015.	56
Tabla 13: Ejemplo de datos de dirección de viento para el 1 de enero de 2015. [14]	57
Tabla 14: Distribución de producciones y efectos estela para los distintos aerogeneradores. ...	63
Tabla 15: Especificaciones técnicas del rotor de la V80.	162
Tabla 16: Componentes de la V80.....	162
Tabla 17 Logística de transporte	169
Tabla 18: Descripción de los emplazamientos designados por la memoria de ordenación de La Gomera.	
Tabla 19: Comparativa de los distintos factores para los distintos emplazamientos posibles.	72
Tabla 20: Parámetros generales del módulo A-230-P de Atersa.	179
Tabla 21: Parámetros eléctricos del módulo A-230-P	180
Tabla 22: Características eléctricas del inversor fotovoltaico escogido.	182
Tabla 23: Resultados de los cálculos de la configuración eléctrica del generador fotovoltaico.	75
Tabla 24: Resultados y balances principales.	83
Tabla 25: Listado de emplazamientos para centrales de bombeo.	
Tabla 26: Usos del agua para los distintos embalses de La Gomera. [15]	87
Tabla 27: Datos del depósito superior a utilizar.[15].....	88
Tabla 28: Tiempo de maniobra en válvula de mariposa motorizadas con desmultiplicador. ...	194
Tabla 29: Suministro de gasoil para las distintas islas del archipiélago canario en toneladas métricas para el sector de la navegación marítima (año 2014)	98
Tabla 30: Reducción de emisiones del caso óptimo respecto al caso base.	113
Tabla 31: Criterios de evaluación de las componentes ambientales que rodean los proyectos.	129
Tabla 32: Valoración de las componentes ambientales de la zona del proyecto eólico.	130
Tabla 33: Valoración de las componentes ambientales de la zona del proyecto fotovoltaico.	131
Tabla 34 : Valoración de las componentes ambientales de la zona destinada al depósito inferior.	132
Tabla 35: Determinación del VIA para impactos en la fase de construcción del proyecto eólico.	137
Tabla 36: Determinación del VIA para impactos en la fase de construcción del proyecto fotovoltaico.	138
Tabla 37: Determinación del VIA para impactos en la fase de construcción del depósito inferior.	138
Tabla 38: Determinación del VIA para impactos en la fase de explotación en el proyecto eólico.	139
Tabla 39: Determinación del VIA para impactos en la fase de explotación en el proyecto fotovoltaico.	139

Tabla 40 : Determinación del VIA para impactos en la fase de explotación del depósito inferior.	139
Tabla 41: Determinación del VIA para impactos en la fase de desmantelamiento todos los proyectos.	140

Ilustración 1: Evolución mensual del precio medio del mercado diario de la electricidad para distintos años para la península. [1]	3
Ilustración 2: Evolución mensual del precio medio del mercado diario de la electricidad para distintos años para Canarias y Baleares. [1]	3
Ilustración 3: Distribución del origen del agua destinada a consumo humano en las Islas Canarias. Año 2015. [3]	5
Ilustración 4: Orígenes del agua destinada a consumo humano por islas. Año 2015. [Elaboración propia con datos del Gobierno de Canarias]	6
Ilustración 5: Esquema de la formación de la lluvia horizontal.	9
Ilustración 6: Captadores de niebla empleados en las Islas Canarias.	9
Ilustración 7: Infraestructuras de red eléctrica en las Islas Canarias.2012. [4]	9
Ilustración 8: Consumo de energía (MWh/ Habitante) en el año 2015 para las distintas islas. [Elaboración propia a partir de datos del Gobierno de Canarias]	9
Ilustración 9: Comparación de la población en las distintas islas del archipiélago canario. 2015.	10
Ilustración 10: Distribución de recurso eólico a 80 metros para las islas del archipiélago canario y disposición de los parques eólicos. [6]	10
Ilustración 11 : Mapa de radiación solar (WH/m ²) de las Islas Canarias. [7].....	13
Ilustración 12: Estructura tecnológica del parque de generación de cada isla (Año 2014). [8] ..	13
Ilustración 13: Evolución de la potencia eléctrica instalada en Canarias a 31 de diciembre de 2014. [8]	13
Ilustración 14: Grupos de generación instalados en las centrales térmicas a 31 de diciembre de 2014. La Gomera.	13
Ilustración 15: Evolución mensual de la energía eléctrica puesta en red en Canarias, por islas. Año 2014.....	15
Ilustración 16 Relación área espacios naturales/ área isla para cada isla. [Elaboración propia a partir de datos del Gobierno de Canarias]	16
Ilustración 17 Mapa de La Gomera con las delimitaciones de los acuíferos. [9]	18
Ilustración 18: Distribución del consumo de agua en La Gomera.2014. [Elaboración propia a partir de 9]	18
Ilustración 19: Potencias de los grupos diésel de la central térmica el Palmar. 2014. [8]	19
Ilustración 20: Red de distribución y sistema de generación actual de La Gomera.	20
Ilustración 21: Mapa de recurso eólico para la isla de La Gomera a 80 m.2016. [8]	22
Ilustración 22: Distribución de velocidades de viento por meses y horas para el año 2015.	22
Ilustración 23: Promedio mensual de la irradiación global diaria en La Gomera con las zonas más idóneas señaladas. [7]	24
Ilustración 24: Distribución de recurso solar para un año tipo.....	24
Ilustración 25: Perfiles diarios de demanda medios para los 12 meses en La Gomera. [Elaboración propia mediante el software HOMER a partir de los datos de REE]	25

Ilustración 26: Variabilidad de la demanda mensual respecto a la media anual (%) [Elaboración propia].....	26
Ilustración 27: Perfil de demanda horaria para los 12 meses en La Gomera. (Año 2015) [Elaboración propia mediante el software HOMER]	26
Ilustración 28: Datos de entrada de los generadores en HOMER.....	28
Ilustración 29: Resultados de la simulación del escenario base.	29
Ilustración 30: Introducción de datos de recurso solar en HOMER.	30
Ilustración 31: Introducción de datos de velocidad de viento en el software HOMER.....	31
Ilustración 32: Datos relacionados con el módulo fotovoltaico.	32
Ilustración 33: Curva de potencia del aerogenerador V80	33
Ilustración 34: Datos relacionados con el aerogenerador.	34
Ilustración 35: Detalles de la batería diseñada.....	37
Ilustración 36: Resultados de la simulación del escenario óptimo con almacenamiento.....	38
Ilustración 37: Resultados de la simulación del escenario óptimo sin almacenamiento.	39
Ilustración 38: Resultados de la simulación del escenario de cobertura del 100 % con renovables.....	40
Ilustración 39: Zonas delimitadas por el PLOG para el establecimiento de estructuras de generación no convencional y almacenamiento. [11].....	
Ilustración 40: Recurso eólico a 60 metros para la isla de la Gomera. [7]	
Ilustración 41: Recurso eólico a 60 metros para los emplazamientos del este de la isla. [7]	
Ilustración 42: Altimetría para los emplazamientos del sureste de la isla. [7].....	
Ilustración 43: Distribución de pendientes para los emplazamientos del sureste de la isla. [7].....	
Ilustración 44: Cercanía de la red eléctrica y las subestaciones a los emplazamientos del sureste de la isla. [Elaboración propia a partir de 7]	
Ilustración 45: Código de colores de la intensidad de turbulencia a 80 m en el emplazamiento del proyecto eólico. [7]	51
Ilustración 46: Ejemplo de valor puntual de intensidad de turbulencia. [7]	
Ilustración 47: Página de estimación de recurso eólico del Instituto Tecnológico Canario. [5]	
Ilustración 48: Modelos de aerogeneradores de Vestas según su clase. [13]	
Ilustración 49: Producción de los principales tipos de aerogeneradores Vestas en función de la velocidad del viento incidente. [13]	
Ilustración 50: Curva de potencia del aerogenerador V80 de 2 MW. [13]	
Ilustración 51: Curva de potencia adecuada a la potencia eólica instalada de La Palma.....	
Ilustración 52: Ajuste por tramos de la curva de potencia invertida de la V80.	
Ilustración 53: Valores de rugosidad para el emplazamiento del parque eólico. [7]	58
Ilustración 54: Rosa de vientos de 16 sectores para la torre de medición ficticia.	59
Ilustración 55: Situación general del parque eólico	60
Ilustración 56: Situación de los aerogeneradores, distanciados 3 diámetros.	61
Ilustración 57: Recurso eólico a 60 metros en la situación del parque eólico. [7]	62
Ilustración 58: Producción y efecto estela de los aerogeneradores.	
Ilustración 61: Esquema unifilar del parque eólico.	
Ilustración 62: Conexión del parque eólico a la subestación de El Palmar.	
Ilustración 71: Zonas delimitadas para la construcción de parques eólicos, huertas fotovoltaicas o centrales de bombeo. Resalto de las zonas destinadas a huertas fotovoltaicas. [11]	

Ilustración 72: Recurso solar en la isla de La Gomera y en los emplazamientos destinados a huertas fotovoltaicas. [7]	
Ilustración 73: Distribución de pendientes para los emplazamientos destinados a huertas fotovoltaicas. [7]	
Ilustración 74: Cercanía de los emplazamientos para huertas fotovoltaicas a la red y detalle del emplazamiento más cercano. [Elaboración propia a partir de 7].....	
Ilustración 80: Configuración del parque fotovoltaico.	
Ilustración 81: Conexión a red del parque fotovoltaico.	77
Ilustración 82: Esquema unifilar del parque fotovoltaico.	
Ilustración 83: Datos de radiación utilizados para la simulación.	
Ilustración 84: Trayectoria solar en las coordenadas del parque fotovoltaico.	
Ilustración 85: Temperaturas mensuales proporcionadas por Meteonorm (izqda) y proporcionadas por la estación meteorológica de San Sebastián de La Gomera del SiAr.....	
Ilustración 86: Configuración obtenida mediante la herramienta PVsyst.	81
Ilustración 87: Producciones mensuales del parque fotovoltaico.	82
Ilustración 88: Evolución mensual del Performance Ratio.	82
Ilustración 89: Diagrama de pérdidas del Sistema fotovoltaico.	83
Ilustración 94: Situación en el mapa de los emplazamientos destinados a centrales de bombeo. [11].....	85
Ilustración 95: Presa de Amalahuigue.	88
Ilustración 99: resultado de la simulación del sistema hidráulico como batería.	90
Ilustración 100: Funcionamiento diario del sistema hidráulico.....	91
Ilustración 101: Demanda frente a carga y descarga del sistema hidráulico para un día.	92
Ilustración 102: Generación renovables frente a demanda y carga y descarga del sistema hidráulico.	93
Ilustración 103: Distribución de la central hidroeléctrica.	94
Ilustración 104: Esquema del sistema hidráulico y de la conexión a red.....	
Ilustración 105: Exceso de electricidad frente a generación renovable, demanda y almacenamiento energético del sistema hidráulico.....	96
Ilustración 106: Red de líneas de Guaguamera. [17]	97
Ilustración 107: Puerto de san Sebastián de La Gomera.	99
Ilustración 108: Recorrido del cableado en la interconexión Tenerife-La Gomera.....	
Ilustración 109: Futura nueva red de distribución (66 kV) (amarillo) [Elaboración propia a partir de datos de REE]	102
Ilustración 110 Aumento del coste de combustible	103
Ilustración 111 Descenso del precio del combustible	104
Ilustración 112 Descenso brusco del precio del combustible.....	105
Ilustración 113 : Comparación de costes de los distintos escenarios	106
Ilustración 114: Resultados económicos del escenario base.....	109
Ilustración 115: Resultados económicos del escenario óptimo.....	110
Ilustración 116: Desglose de costes de las distintas tecnologías renovables para el caso base.	111
Ilustración 117: Resultados económicos del caso óptimo. Ahorro frente al caso base.	111
Ilustración 118: Curva de costes comparativa entre el caso base y el sistema óptimo.	
Ilustración 119: Principales resultados del estudio económico.....	112

Ilustración 120: Coste de generación de la energía para los 4 escenarios propuestos.....	113
Ilustración 121: Reducción porcentual de las emisiones respecto al caso base.	114
Ilustración 122: Análisis cash flow final.	115
Ilustración 123: Ámbito de aplicación de los distintos procedimientos de EIA.....	116
Ilustración 124: Lugares de importancia comunitaria (LIC)	117
Ilustración 125: Zonas especiales de conservación (ZEC)	118
Ilustración 126: Zonas de especial protección para las aves (ZEPA)	118
Ilustración 127: Red Canaria de Espacios Naturales Protegidos.....	119
Ilustración 128: Áreas prioritarias de la reproducción, alimentación, dispersión y concentración de las especies amenazadas de la avifauna.	119
Ilustración 129: Áreas importantes para las aves (IBAS)	120
Ilustración 130: Climograma de La Gomera.	120
Ilustración 131: Diagrama de temperaturas de La Gomera.....	121
Ilustración 132: Litología de la zona del proyecto fotovoltaico.	
Ilustración 133: Litología de la zona del proyecto eólico.....	
Ilustración 134: Litología de la zona del depósito inferior.....	
Ilustración 135: Distribución de acuíferos de La Gomera.	
Ilustración 136: Vegetación en la zona del proyecto eólico.	
Ilustración 137: Palmera canaria y cardonal gomero.	
Ilustración 138: Alcavarán y gorrión chillón.....	125
Ilustración 139: Vegetación en la zona del proyecto fotovoltaico.	125
Ilustración 140: Distribución de la vegetación en la zona del proyecto del depósito inferior.	126
Ilustración 141: Sabinar gomero y tabaiba dulce.....	126
Ilustración 142: Distribución de la población activa en La Gomera. [23]	127
Ilustración 143: Variación anual del paro por sectores en La gomera (2015-2016). [23].....	128
Ilustración 59: Especificaciones técnicas de la turbina V80	161
Ilustración 60: Curva de potencia V80	161
Ilustración 63: Cimentación superficial del aerogenerador.....	
Ilustración 64: Descarga de las piezas en puerto	168
Ilustración 65: Transporte terrestre en La Gomera	169
Ilustración 66 Transporte de aerogenerador.	
Ilustración 67: Montaje de aerogenerador	171
Ilustración 68. Costes de explotación de un parque eólico. Fuente: IDEA	172
Ilustración 69 Principales gastos del gran correctivo.....	173
Ilustración 70 Curva de bañera de la tasa de fallos con el tiempo.	174
Ilustración 75: Detalle de la estructura del módulo A-230-P.....	180
Ilustración 76: Curva I-V para diferentes irradiaciones incidentes.....	181
Ilustración 77: Curva I-V para diferentes temperaturas.	181
Ilustración 78: Curva potencia-tensión para diferentes irradiaciones.	182
Ilustración 79: Estructura del inversor Ingeteam Ingecom Sun 1070TL M240 DC Indo.	183
Ilustración 90: Detalle pernos de anclaje de la estructura metálica a la zapata	185
Ilustración 91: Estructura soporte.....	186
Ilustración 92: Transporte terrestre en La Gomera	188
Ilustración 93: Termografía en un modulo.....	190

Ilustración 96: Longitud de la tubería forzada.....	192
Ilustración 97: Estructura de una turbina Pelton.....	
Ilustración 98: Curva de rendimiento de la turbina Pelton.	196

1. Objetivo del proyecto.

El objetivo de este proyecto es la realización del análisis técnico, ambiental y económico del abastecimiento eléctrico mediante fuentes renovables de la isla de La Gomera (Comunidad de las Islas Canarias), mediante un sistema renovable eólico-solar hibridado con el sistema de generación convencional.

Para ello, partiendo de la situación existente, se analizará la demanda y los recursos de la isla de La Gomera dentro del contexto actual de las Islas Canarias.

Se llevará a cabo el estudio de las distintas alternativas para el desarrollo del sistema:

- 1) Porcentaje de cobertura óptimo (según criterios técnicos y económicos) con energías renovables, tanto con almacenamiento como sin él.
- 2) Porcentaje total de cobertura con renovables.

Se realizará el diseño de detalle del sistema óptimo según los resultados obtenidos del análisis.

2. Introducción.

2.1. Problemática de los sistemas insulares.

Extracostes de generación.

El suministro energético en este tipo de sistemas depende fuertemente de los combustibles fósiles y por tanto, la dependencia energética es mucho mayor y están influenciados por un mercado volátil como es el del petróleo, que conlleva unos elevados costes asociados a su transporte debido al aislamiento geográfico. Estos costes terminan reflejándose en el precio de la electricidad, como se puede apreciar comparando la ilustración 1, en la que se ilustra la evolución mensual del precio medio del mercado diario de la electricidad para distintos años para la península, con la ilustración 2, en la que se ilustra lo mismo, pero para Canarias y Baleares.

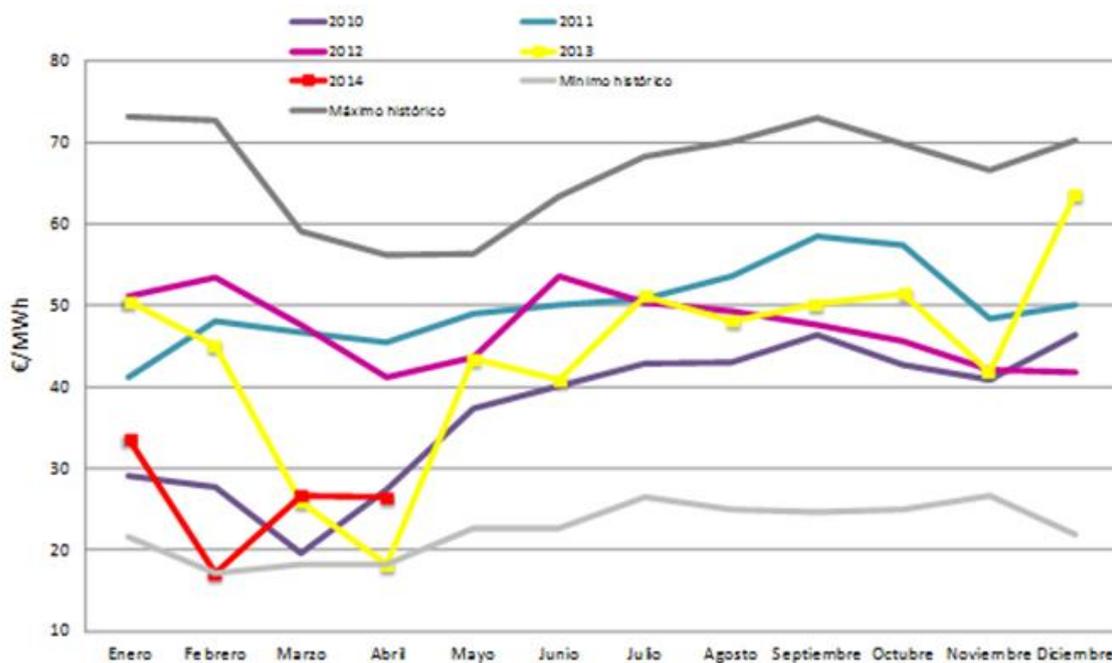


Ilustración 1: Evolución mensual del precio medio del mercado diario de la electricidad para distintos años para la península. [1]



Ilustración 2: Evolución mensual del precio medio del mercado diario de la electricidad para distintos años para Canarias y Baleares. [1]

Para los años que aparecen en la gráfica, los precios para la península se establecieron entre 15 y 75 €/MWh, mientras que en Baleares se establecieron entre 130 y 170 €/MWh y en Canarias entre 185 y 230 €/MWh, llegando a existir una diferencia de precio entre máximos de 170 €/MWh y de 215 €/MWh respectivamente.

Estos precios no son tan altos realmente para los habitantes de dichas islas, ya que esos sobrecostes se reparten entre todos los ciudadanos españoles, siendo una de las causas del llamado “déficit de tarifa” del sistema eléctrico, que se produce porque los costes reconocidos de la actividad regulada son inferiores a los ingresos obtenidos a través de los peajes¹. Este déficit se situó en 1.296 millones de euros en Abril de 2016.

¹ Ver Anexos 8.1. Legislación en materia de energía: [Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril](#)
[Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio](#)
[Ley 17/2012, de 27 de diciembre](#)

Subsistemas eléctricos y redes de transporte.

Este tipo de redes aisladas tienen grandes limitaciones, impuestas por criterios de estabilidad, para la integración a la red de energías renovables. Esto, unido al hecho de que deben usar grupos de generación de potencia nominal inferior y comúnmente menos eficientes, hace que las emisiones contaminantes en este tipo de sistemas eléctricos sean también superiores si los comparamos con los grandes sistemas eléctricos.

2.2. Situación / Contexto actual de las Islas Canarias.

Recurso hídrico:

Canarias cuenta con un total de 606 zonas de abastecimiento notificadas al SINAC (Sistema de Información Nacional de Agua de Consumo). El 30% de estas zonas distribuye menos de 10 m³/día pero está asociado a actividades comerciales. El 28% de las zonas distribuye entre 10 y 100 m³/día, un 32% entre 100 y 1.000 m³/día y un 10% más de 1.000 m³/día.

Los tipos de origen del agua contemplados en el Sistema son:

- Superficial (río, embalse, lago, arroyo, acequia, canal, lluvia horizontal).
- Subterránea (pozo, manantial, galería de filtración)
- Agua de mar.

En Canarias el 67% del agua utilizada para la producción de agua de consumo humano es de origen subterráneo y el 25% de agua de mar, los dos orígenes principales para el abastecimiento de la población de las islas. Un 4% de las captaciones no se han identificado y un 4% de aguas superficiales proceden de embalses. Respecto a las aguas subterráneas el 67% procede de pozo entubado o excavado, el 25% de galería y el 8% de manantial.

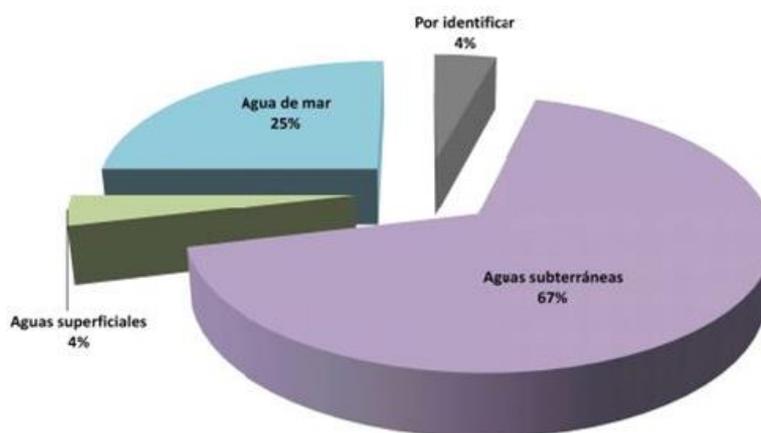


Ilustración 3: Distribución del origen del agua destinada a consumo humano en las Islas Canarias. Año 2015. [3]

En cuanto al origen del agua destinada a consumo humano por islas se encuentra representado en la ilustración 4.

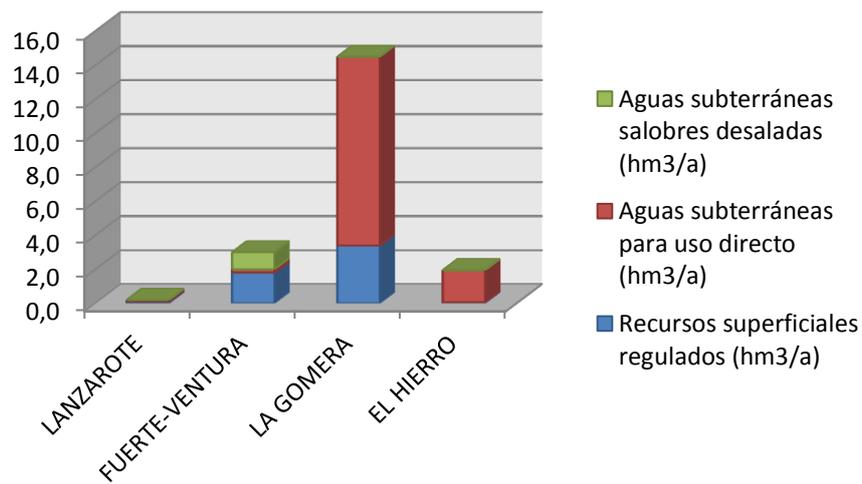
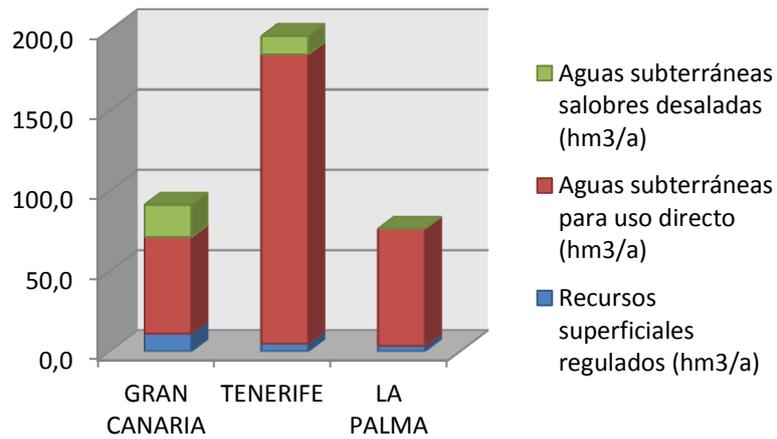


Ilustración 4: Orígenes del agua destinada a consumo humano por islas. Año 2015. [Elaboración propia con datos del Gobierno de Canarias]

Un fenómeno que se produce y se aprovecha en el archipiélago es el conocido como la lluvia Horizontal, el cual es un fenómeno natural propio de bosques nublados presentes en zonas de gran altitud. Éste es producto del choque constante de nubes bajas o bruma con la vegetación presente en estas áreas. Esto ocasiona que las plantas condensen la humedad del ambiente formando gotas de agua, las cuales se precipitan engrosando los caudales de aguas subterráneas, ríos y arroyos.



Ilustración 5: Esquema de la formación de la lluvia horizontal.

Se utilizan captadores de niebla para recoger toda esa agua. Según la superficie de los captadores se capta más o menos agua: Por ejemplo, un captador de 3x2 metros recogería 240 litros/día.



Ilustración 6: Captadores de niebla empleados en las Islas Canarias.

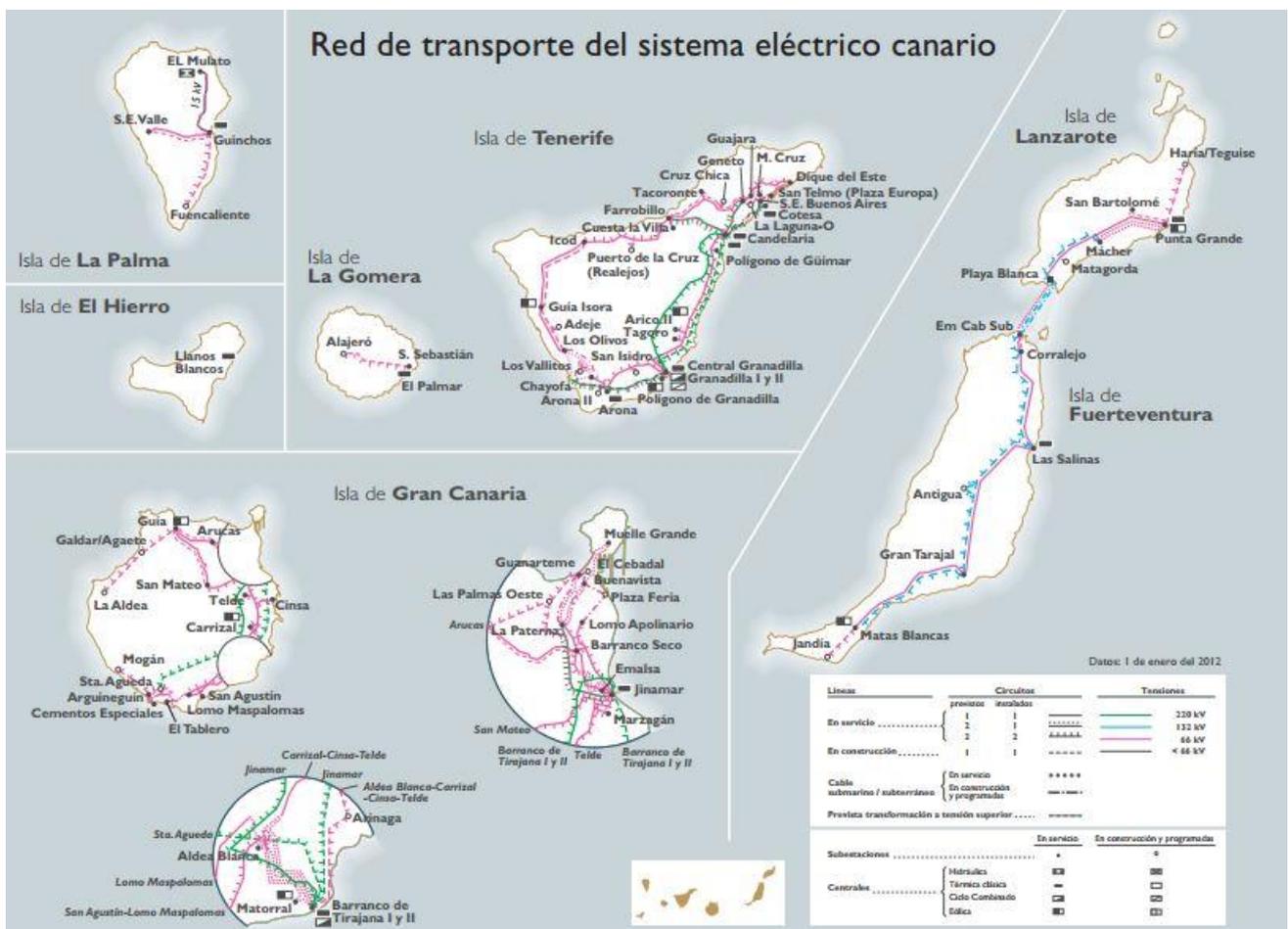
Red eléctrica:

El sistema eléctrico canario cuenta con seis subsistemas eléctricamente aislados y de pequeño tamaño. Esta circunstancia hace que la calidad de servicio y la estabilidad de los mismos resulte más complicada que en los grandes sistemas interconectados.

Estos subsistemas carecen actualmente de interconexión entre sí, a excepción de las islas de Lanzarote y Fuerteventura², que están interconectadas mediante un cable submarino. Los límites tecnológicos al tendido de cables submarinos que imponen las grandes profundidades marinas existentes dificultan la interconexión entre el resto de las islas.

La red de transporte en Canarias está formada por los siguientes elementos:

- Líneas y subestaciones de tensión igual o superior a 66 kV.
- Cable submarino entre Lanzarote y Fuerteventura.
- Transformadores de 220/132/66 kV.



² Ver capítulo 6.2.Perspectivas a futuro: interconexión con Tenerife y mejoras en la red.

Líneas	Circuitos		Tensiones	
	previstos	instalados		
En servicio	1	1		220 kV
	2	1		132 kV
En construcción	2	2		66 kV
	1	1		< 66 kV
Cable submarino / subterráneo	En servicio			
	En construcción y programadas			
	Prevista transformación a tensión superior			
Subestaciones			En servicio	En construcción y programadas
Centrales	Hidráulica			
	Térmica clásica			
	Ciclo Combinado			
	Eólica			

Ilustración 7: Infraestructuras de red eléctrica en las Islas Canarias.2012. [4]

Las islas que poseen el mayor consumo de energía son Lanzarote, Tenerife y La Palma.

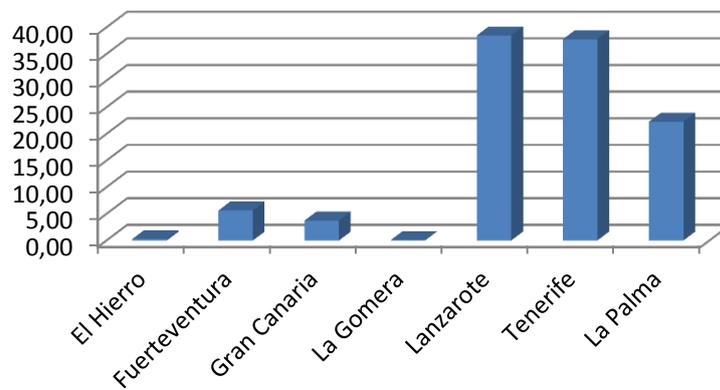


Ilustración 8: Consumo de energía (MWh/ Habitante) en el año 2015 para las distintas islas. [Elaboración propia a partir de datos del Gobierno de Canarias]

Población:

A continuación se muestran los datos del censo de población del año 2015 de las diferentes islas del archipiélago:

Tabla 1: Población de las distintas islas del archipiélago canario.2015.

	Población
LANZAROTE	143,209
FUERTEVENTURA	107,367
GRAN CANARIA	847,830
TENERIFE	888,184
LA GOMERA	20,783
LA PALMA	82,346
EL HIERRO	10,587

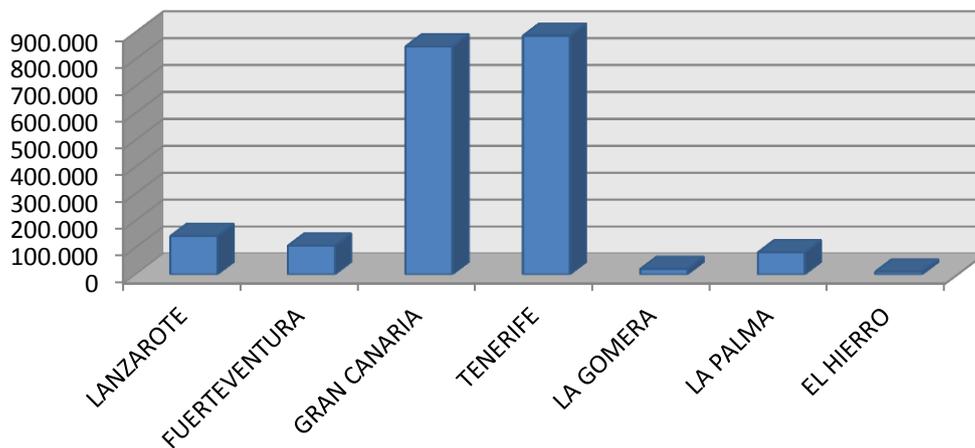


Ilustración 9: Comparación de la población en las distintas islas del archipiélago canario. 2015.

La población femenina es mayoritaria, con 1.058.249 mujeres, lo que supone el 50.38% del total, frente a los 1.042.050 hombres que son el 49.61%.

Canarias tiene densidad de población media, con 282 habitantes por Km², está en el puesto 15 de las CC.AA. en cuanto a densidad.

Recurso eólico y solar:

El recurso eólico en las Islas Canarias es mayor en las islas del centro y el oeste del archipiélago, si bien todas cuentan con un buen potencial eólico. De forma mayoritaria, el recurso eólico consta de los vientos alisios que recorren la zona, los cuales, soplan de manera relativamente constante en verano (hemisferio norte) y menos en invierno.

Circulan entre los trópicos, desde los 30-35º de latitud hacia el ecuador. Se dirigen desde las altas presiones subtropicales, hacia las bajas presiones ecuatoriales. A continuación se muestra un mapa del recurso eólico en las Islas Canarias.

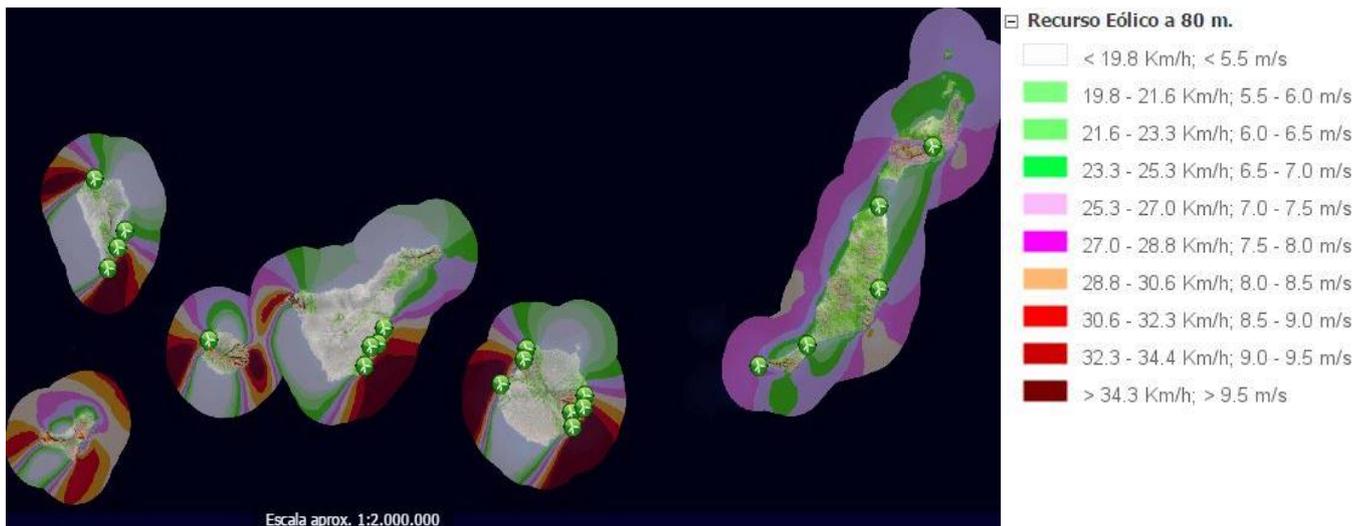


Ilustración 10: Distribución de recurso eólico a 80 metros para las islas del archipiélago canario y disposición de los parques eólicos. [6]

A continuación se muestra el mapa de radiación solar global (Wh/m^2) de las Islas Canarias. Como se puede apreciar, la isla con más recurso es Lanzarote, aunque todas las islas presentan zonas, generalmente las más elevadas, con un buen potencial de recurso:

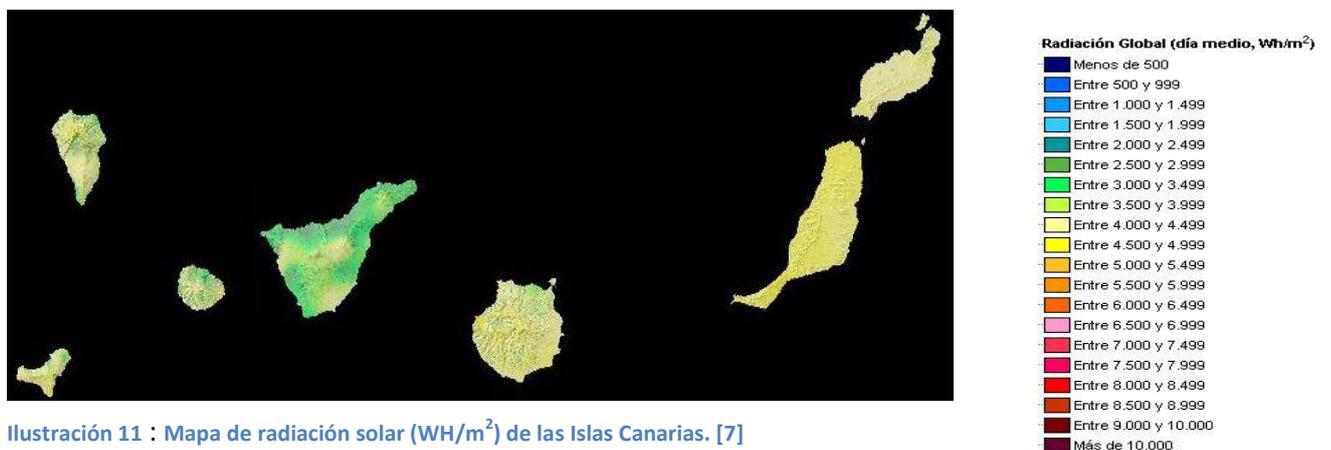


Ilustración 11 : Mapa de radiación solar (Wh/m^2) de las Islas Canarias. [7]

2.3. Factores para la elección de la isla.

Potencia instalada de energías renovables.

Actualmente, prácticamente todas las islas poseen algún tipo de generación renovable, que cubre en mayor o menor medida, un porcentaje de la potencia instalada de dicha isla. Por tanto, para el desarrollo de este estudio, se optará por aquellas islas con menor generación renovable existente, con objeto de aumentarla y reducir costes de generación.

Tabla 2: Configuración del parque de generación de cada isla según potencia eléctrica.MW. Año 2014. [8]

Fuentes de energía primaria	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
PRODUCTOS DERIV. PETRÓLEO								
Centrales térmicas	1.000,6	1.051,1	232,4	187,0	105,3	22,9	13,0	2.612,3
Refinería	-	25,9	-	-	-	-	-	25,9
Cogeneración	24,9	39,2	-	-	-	-	-	64,1
Total prod. derivados petróleo	1.025,5	1.116,2	232,4	187,0	105,3	22,9	13,0	2.702,3
FUENTES RENOVABLES								
Eólica ^{(1) (2)}	85,9	36,7	8,8	13,1	7,0	0,4	-	151,8
Fotovoltaica ⁽¹⁾	39,3	114,9	7,7	13,0	4,6	0,01	0,03	179,6
Minihidráulica	-	1,2	-	-	0,8	-	-	2,0
Hidroeólica	-	-	-	-	-	-	22,8	22,8
Biogás (vertedero)	-	1,6	2,1	-	-	-	-	3,7
Total fuentes renovables	125,2	154,4	18,6	26,1	12,4	0,4	22,9	359,9
TOTAL	1.150,7	1.270,6	251,0	213,1	117,7	23,2	35,9	3.062,1

Valores en bornes del alternador. ⁽¹⁾ Sólo instalaciones conectadas a red. ⁽²⁾ No se contempla la potencia eólica asociada a la central hidroeólica de El Hierro.

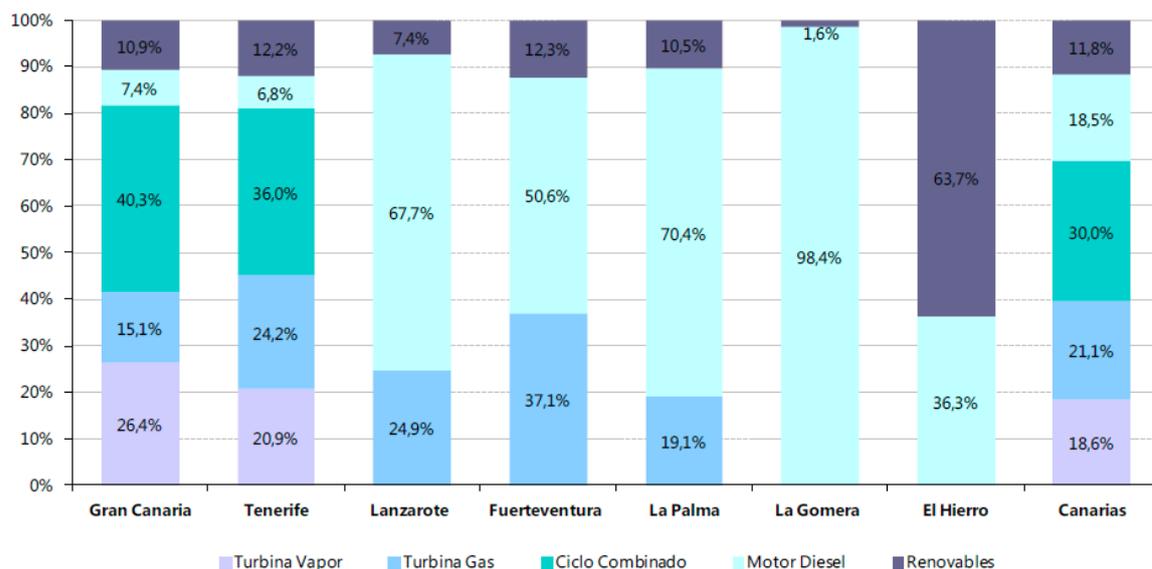
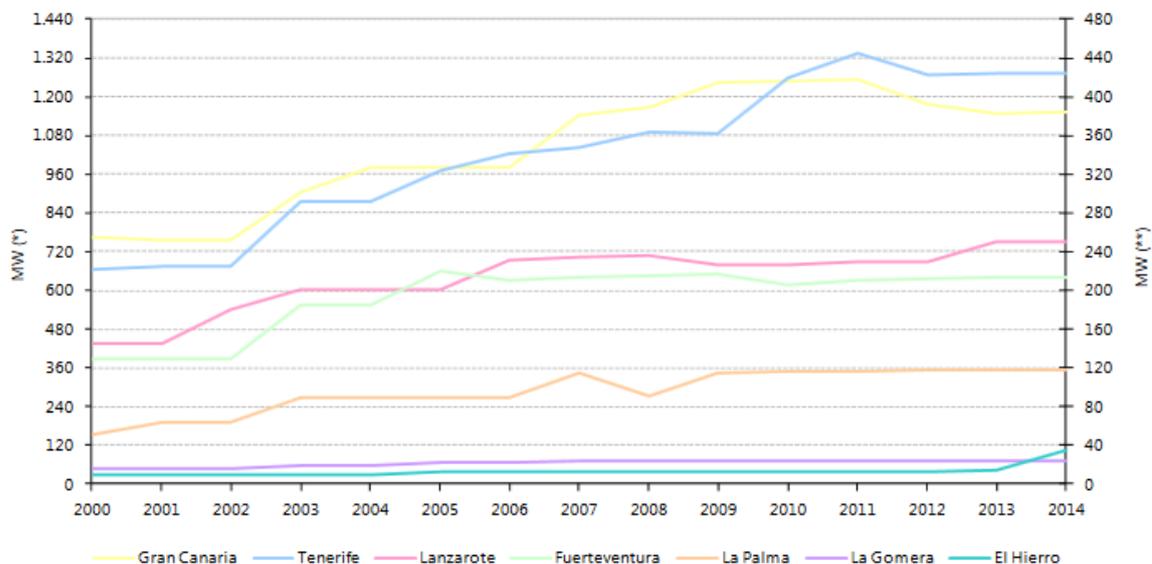


Ilustración 12: Estructura tecnológica del parque de generación de cada isla (Año 2014). [8]

Se puede observar en la tabla 2 y en la Ilustración 12 como la isla de La Gomera es la que menos contribución renovable posee.

Tanto La Gomera como El Hierro son las islas que menor potencia instalada total poseen, tal y como se observa en la ilustración 13. Además, en el caso de La Gomera la potencia instalada apenas ha crecido en los últimos 8 años, mientras que en El Hierro se implantó en 2014 un emblemático proyecto hidroeléctrico.



(*) Gran Canaria y Tenerife. (**) Lanzarote, Fuerteventura, La Palma, La Gomera y El Hierro

Ilustración 13: Evolución de la potencia eléctrica instalada en Canarias a 31 de diciembre de 2014. [8]

También se aprecia en la Tabla 2 como en ambas islas la generación con combustibles fósiles es a partir de centrales térmicas exclusivamente. La Tabla 3 revela que esas centrales térmicas son exclusivamente de motores diésel.

Tabla 3: Estructura tecnológica del parque de generación que utiliza productos petrolíferos en Canarias, y desglosado por islas. Año 2014. [8]

	Tecnología	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
Centrales térmicas	Turbina Vapor	280,0	240,0	-	-	-	-	-	520,0
	Motor Diesel	84,0	84,0	169,9	107,9	82,8	22,9	13,0	564,5
	Turbina Gas	173,5	270,3	62,5	79,1	22,5	-	-	607,9
	C. Combinado	463,2	456,8	-	-	-	-	-	920,0
Refinería	Turbina Vapor	-	25,9	-	-	-	-	-	25,9
Cogeneración	Turbina Vapor	24,2	-	-	-	-	-	-	24,2
	Motor Diesel	0,7	2,2	-	-	-	-	-	2,9
	Turbina Gas	-	37,0	-	-	-	-	-	37,0

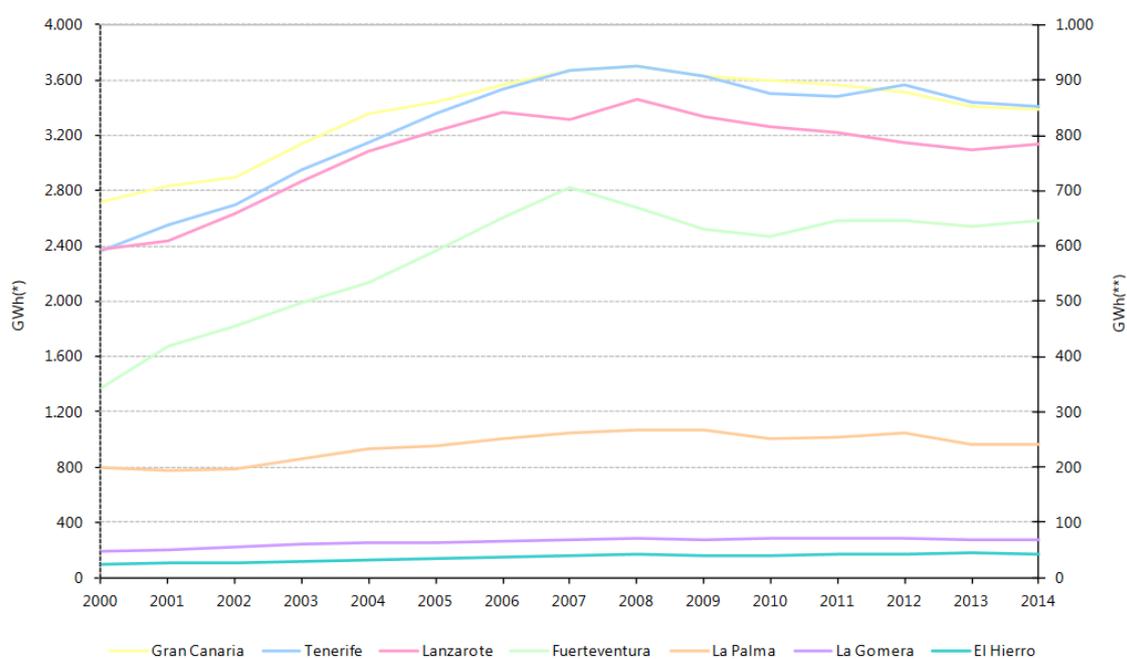
Unidades: Megavatios (MW). Valores en bornes del alternador

Fuente: Dirección General de Industria y Energía. Gobierno de Canarias

Evolución de la demanda y el consumo.

El consumo de electricidad es un factor clave, ya que el terreno donde poder implementar instalaciones de energías renovables es muy limitado, por lo que las potencias de estos sistemas no serán muy altas. Cuanto menor sea la demanda y el consumo de energía eléctrica, mayor será el porcentaje que podrá cubrir la instalación renovable.

La energía puesta en red de forma mensual permite hacerse una idea de la evolución de la demanda de energía eléctrica. Esta se encuentra representada en la ilustración 15, donde se observa la menor variabilidad en el caso de La Palma, El Hierro y La Gomera.



(*) Gran Canaria y Tenerife. (**) Lanzarote, Fuerteventura, La Palma, La Gomera y El Hierro

Ilustración 15: Evolución mensual de la energía eléctrica puesta en red en Canarias, por islas. Año 2014.

Posible impacto al Medio Ambiente.

La presencia de parques o reservas naturales en una isla será un limitante importante de la posible zona de construcción y de la viabilidad de desarrollo de nuestro proyecto. En la ilustración 17 se muestra la relación entre el área de reservas/parques naturales en una isla respecto al área de dicha isla.

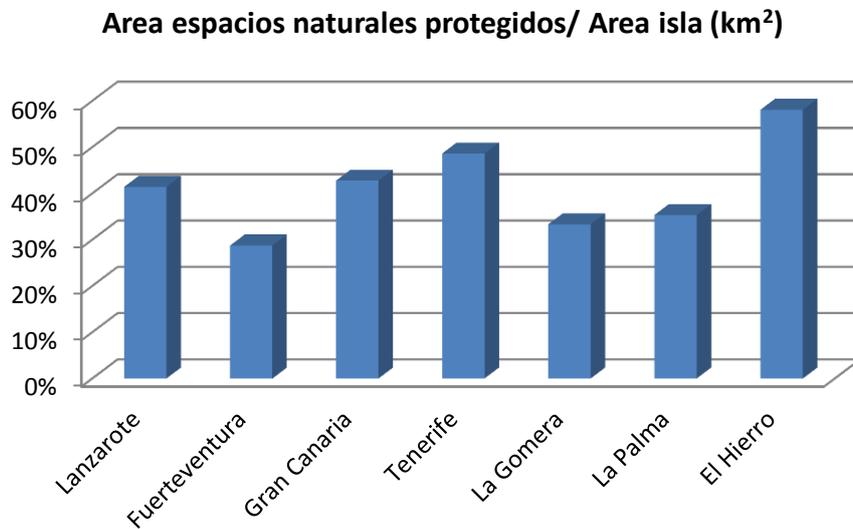


Ilustración 16 Relación área espacios naturales/ área isla para cada isla. [Elaboración propia a partir de datos del Gobierno de Canarias]

Se puede observar como Fuerteventura y La Gomera presentan los menores ratios o porcentajes, de un 29% y un 33 % respectivamente.

Selección final

Por estos factores principalmente, se ha seleccionado la isla de La Gomera para realizar el presente estudio: menor potencia renovable instalada, baja demanda energética y bajo porcentaje de zonas protegidas.

En realidad cualquiera de las islas canarias resulta atractiva pero La Gomera presenta las características especiales que se han comentado que la seleccionan como candidata principal.

3. Situación/Contexto actual de La Gomera.

3.1. Recurso hídrico:

El Complejo Basal se comporta como la base impermeable del acuífero. La recarga (36 hm³/año) se produce por infiltración del agua de lluvia, generalmente a través de los barrancos, en especial en las regiones del Sur y Este de la isla. El consumo total de agua subterránea se sitúa alrededor de 10 hm³/año.

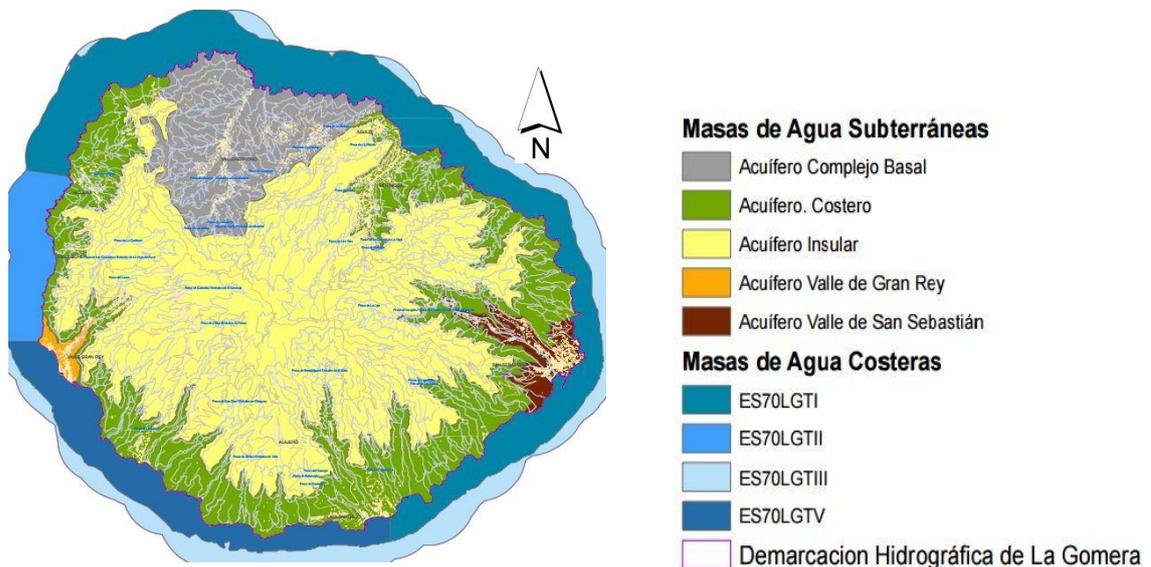


Ilustración 17 Mapa de La Gomera con las delimitaciones de los acuíferos. [9]

Actualmente, el acuífero costero (en color verde) presenta una salinidad cercana a los 1000 mS/m, cuando lo normal del agua dulce y potable es una conductividad entorno a los 5-50 mS/m, lo cual indica cierto grado de sobreexplotación. Es el único caso leve de mala gestión del recurso hídrico de la isla.

En cuanto a los tipos de consumo, el más importante de la isla es el destinado a riego agrícola, por encima del destinado a consumo humano, tal y como se refleja en la ilustración 21.

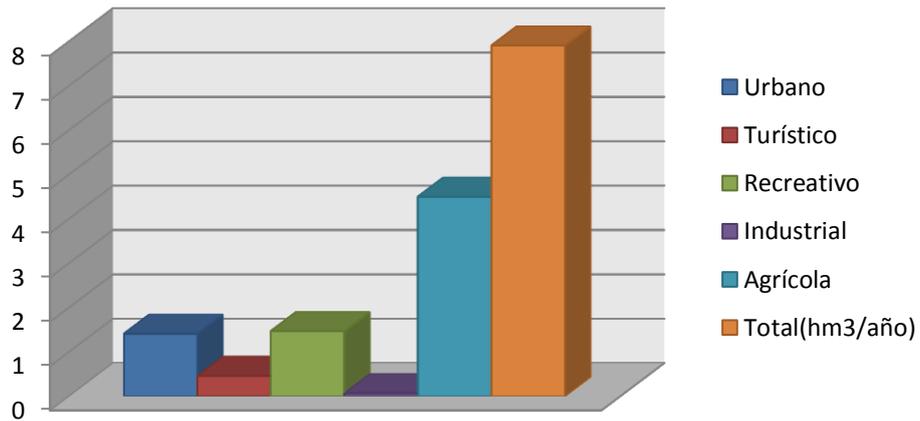


Ilustración 18: Distribución del consumo de agua en La Gomera.2014. [Elaboración propia a partir de 9]

El consumo de agua total de la isla fue de 1.207.268 m3/año en 2012. Es notable que en la isla de La Gomera, a diferencia de lo que ocurre en otras islas del archipiélago, no existen desaladoras para uso público, pues el abastecimiento con fuentes naturales de agua cubre toda la demanda de manera sostenible.

3.2. Red eléctrica:

El parque generador de La Gomera se compone de la Central Térmica Diésel “El Palmar”, con 12 motores diésel, localizada en el término municipal de San Sebastián de La Gomera, de 22,86 MW de potencia y el Parque Eólico de Epina localizado en el término municipal de Vallehermoso, de 0,4 MW de potencia.

Central	Grupo	Nº	Pot. neta unitaria (kW)	Pot. bruta unitaria (kW)	Pot. neta total (kW)	Pot. bruta total (kW)
LA GOMERA						
El Palmar	Diesel 12 y 13	2	1.400	1.600	2.800	3.200
	Diesel 14 y 15	2	1.840	2.240	3.680	4.480
	Diesel 16 y 17	2	2.510	2.850	5.020	5.700
	Diesel 18 y 19	2	3.100	3.500	6.200	7.000
	Diesel móvil 2	1	1.060	1.460	1.060	1.460
	Diesel móvil 3	1	970	1.020	970	1.020
Total La Gomera		10			19.730	22.860

Ilustración 19: Potencias de los grupos diésel de la central térmica el Palmar. 2014. [8]

Tanto La Gomera como El Hierro son las dos únicas islas donde no existe red de transporte.

La red eléctrica de 20 kV La Gomera tiene una disposición anular alrededor del Parque Natural de Garajonay y a su vez, cerca de la costa, donde se encuentran los mayores núcleos de población (puntos de consumo) de la isla así como su capital, San Sebastián de La Gomera.

Del anillo antes descrito, parten ramificaciones para distribuir la energía eléctrica hasta llegar a cada una de las poblaciones.

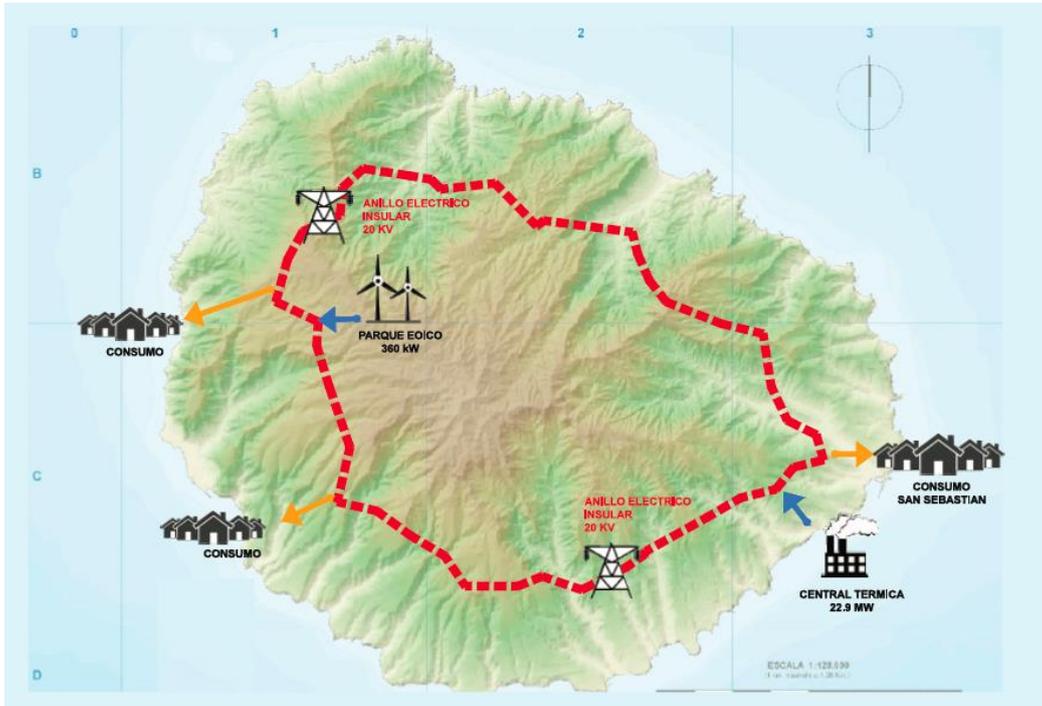


Ilustración 20: Red de distribución y sistema de generación actual de La Gomera.

3.3 Identificación y caracterización del recurso:

3.3.1. Recurso eólico:

El recurso eólico en La Gomera se encuentra principalmente en los sectores este y oeste de la isla, habiendo muy buen recurso en las zonas elevadas de estos sectores. De forma mayoritaria, el recurso eólico consta de los vientos alisios y de las borrascas provenientes de latitudes mayores.

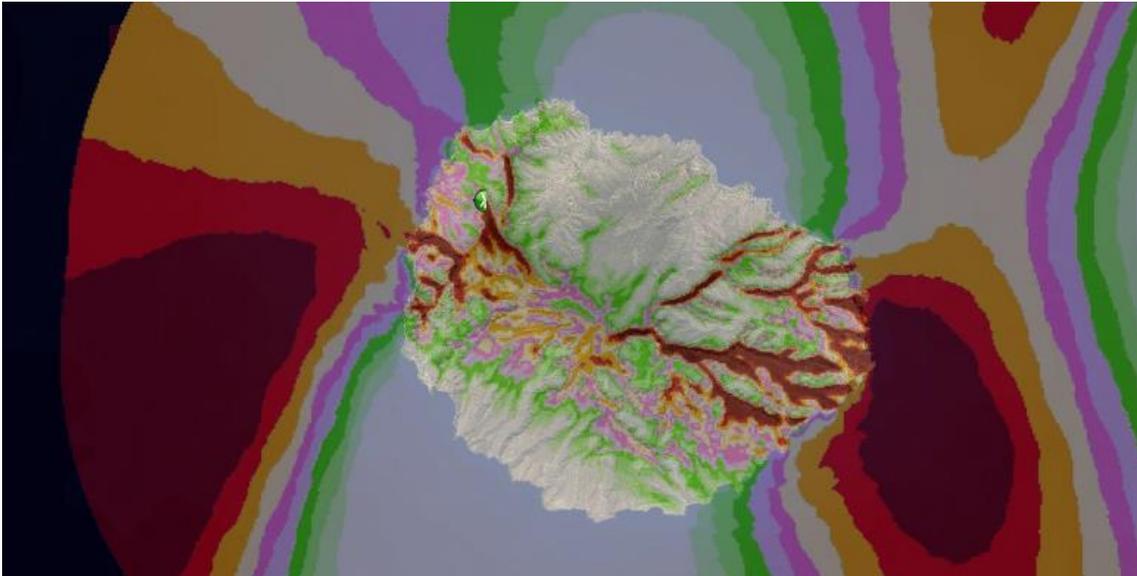


Ilustración 21: Mapa de recurso eólico para la isla de La Gomera a 80 m.2016. [8]

Debido a la falta de datos reales y a la necesidad de estudiar el recurso eólico con un nivel de detalle al menos horario para poder establecer una simulación del comportamiento del sistema a desarrollar en tiempo real y con unos datos lo más verídicos posibles, se ha estudiado la producción eólica diezminutal de la vecina isla de La Palma para el año 2015, para obtener mediante extrapolación que posteriormente será descrita, la velocidad de viento estimada en la isla, suponiéndola igual en La Gomera por proximidad y condiciones climáticas.

Para la obtención de la serie horaria de datos de dirección del viento se recurre a la estación meteorológica de Las Galanas, en San Sebastián de La Gomera, que proporciona los datos de dirección horarios medidos, así como los de velocidad. No se han utilizado los datos de velocidad de viento, no nos resultan válidos por considerar que están perturbados debido a la escasa altura de la ubicación de la estación meteorológica; pero los de dirección se han considerado representativos, a falta de otra fuente de datos. Como los datos están en escala horaria, se han transformado a diezminutales, basándonos en la suposición de que la dirección no variará durante esa hora. Se utilizan los datos del año 2015³.

En la ilustración 22 se representa la distribución de velocidades de viento extrapoladas para el año 2015, una vez introducidos los datos en el software HOMER. Las mayores velocidades se dan para los meses de verano y para Noviembre.

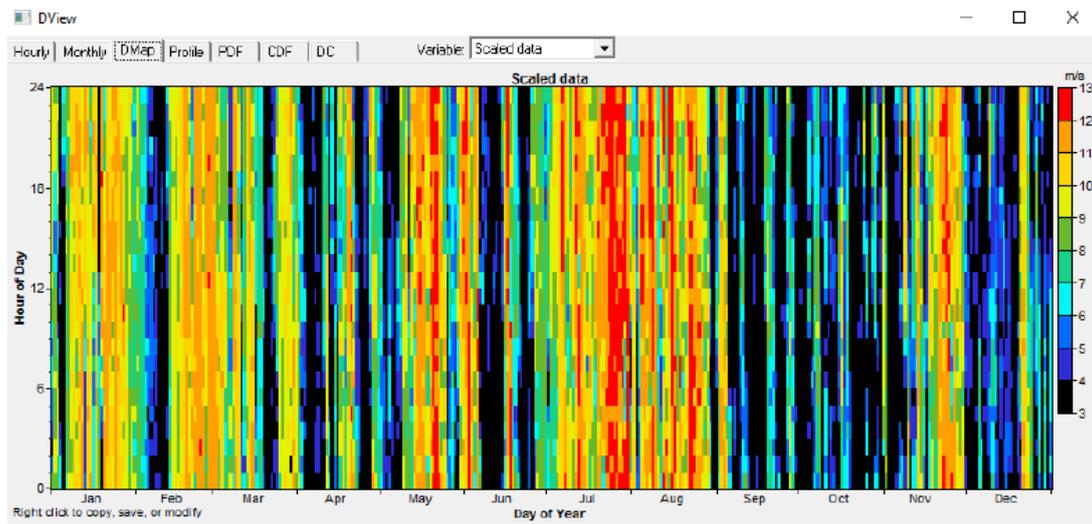


Ilustración 22: Distribución de velocidades de viento por meses y horas para el año 2015.

3.3.2. Recurso solar:

A continuación se muestra el mapa de radiación solar global (Wh/m^2) de La Gomera. Como se observa en el mapa, rodeados se encuentran las dos mejores zonas de la isla para la instalación de una planta solar, ya que el recurso en estas dos zonas es más alto (entre 4000 y 4999 Wh/m^2) que en el resto de la isla:

³ Estudio detallado en capítulo 5.1.2: Datos de partida e hipótesis previas.

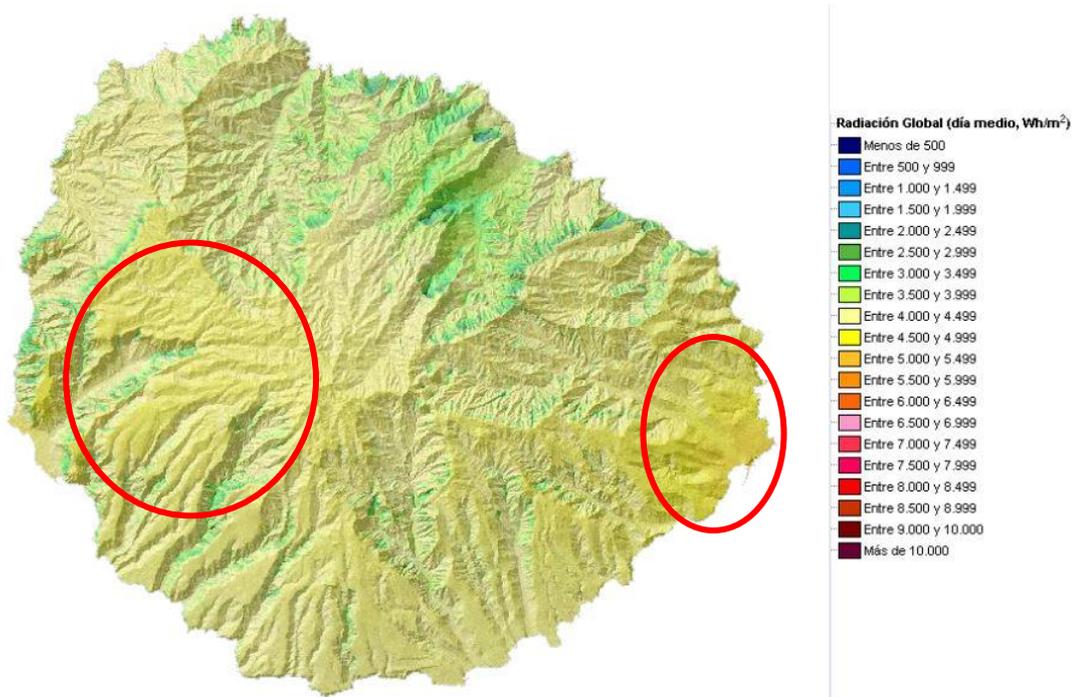


Ilustración 23: Promedio mensual de la irradiación global diaria en La Gomera con las zonas más idóneas señaladas. [7]

Para caracterizar el recurso solar se recurrió a los datos mensuales de radiación global diaria horizontal ($G_{d,m}(0)$) a través de la base de datos de la NASA-SEE para la caracterización en HOMER y a la de MeteoNorm 7.1 para la caracterización mediante el software PVsyst. Ambos softwares proporcionan dichas bases de datos.

Unicamente se cambiaron los valores de temperatura usados en PVsyst, al no ser fiables los proporcionados por la base de datos MeteoNorm 7.1, usando así la estación meteorológica de San Sebastián de la Gomera del Sistema de Información Agroclimática para el Regadío (SiAR).

En la ilustración 24 se representa la distribución de recurso solar, una vez introducidos los datos en el software HOMER. El mayor recurso solar se da en los meses centrales del año y dentro de un día, en las horas centrales del mismo.

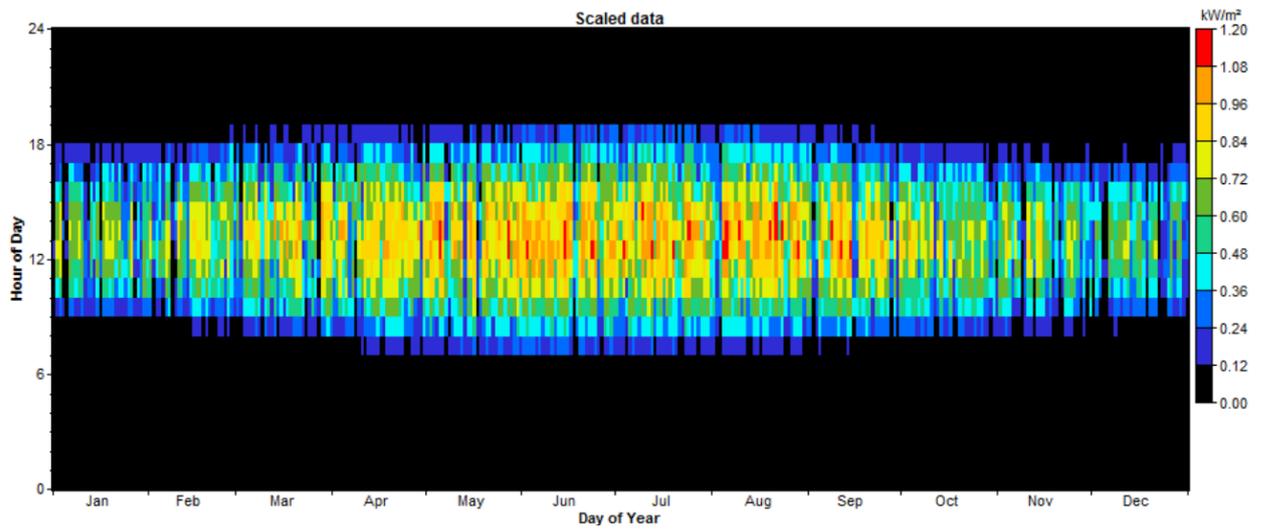


Ilustración 24: Distribución de recurso solar para un año tipo.

3.4. Análisis de la demanda:

Se han obtenido los datos reales de consumo y de generación de La Gomera a partir de los datos de generación eléctrica proporcionados por la REE. Suponemos despreciable la aportación a la generación del parque eólico Epina, ya que en la propia información proporcionada por Red Eléctrica, no se desglosa la generación de este parque (el parque eólico tiene una potencia nominal de 0.4 MW, frente a los 22 MW de la central diésel), por lo que consideramos como única fuente generadora la central térmica de El Palmar⁴.

Estos datos, del año 2015, se muestran en forma de potencia promediada cada 10 minutos. Es necesaria la caracterización con este nivel de detalle temporal porque en el diseño tendrá un gran interés la adecuación en el tiempo entre la generación y la demanda.

El consumo total de la isla es de 187 MWh/día y con un pico de potencia de consumo de 12,1 MW, y el consumo total del año 2015 fue de **68,31 GWh/año**.

Gracias a la frecuencia de los datos, se puede estudiar la evolución de la demanda en detalle. A continuación, se muestran los perfiles diarios de demanda medios para todos los meses para comprobar su evolución. El clima de La Gomera hace que la curva de demanda no presente grandes variaciones a lo largo del año.

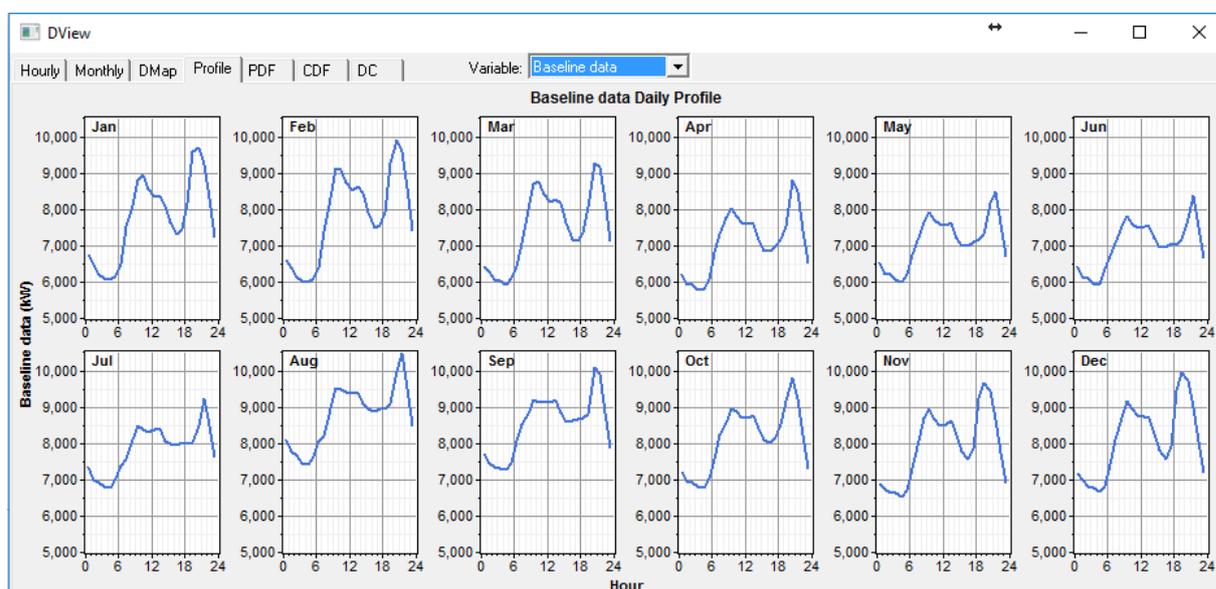


Ilustración 25: Perfiles diarios de demanda medios para los 12 meses en La Gomera. [Elaboración propia mediante el software HOMER a partir de los datos de REE]

La variabilidad máxima de un mes a otro no supera el 15%, alcanzándose el máximo de demanda para el mes de agosto, coincidiendo con la máxima generación fotovoltaica.

⁴ Ver capítulo 3: Contexto actual de La Gomera. Red eléctrica.

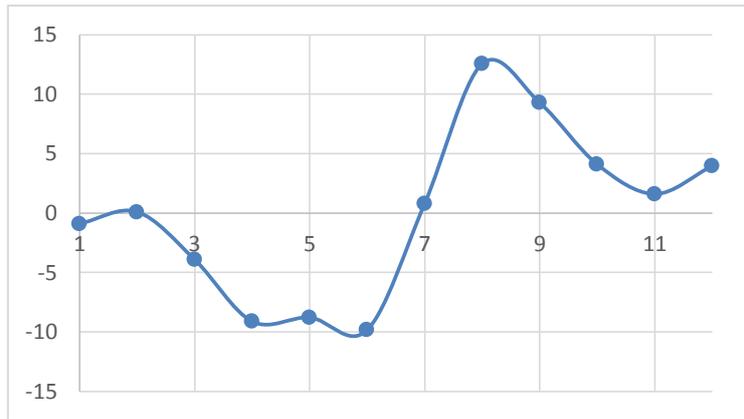


Ilustración 26: Variabilidad de la demanda mensual respecto a la media anual (%) [Elaboración propia]

La demanda se ha mantenido bastante constante para los años de estudio debido a la irregularidad de la evolución demográfica de La Gomera, así como un envejecimiento progresivo de su población, la cual hace impredecible su evolución en los años venideros.

La mayor parte de la demanda se concentra en las horas centrales del día (ilustración 31), por lo que se espera que la generación solar salga beneficiada en este caso. Sin embargo, también hay una punta de demanda importante en las últimas horas del día.

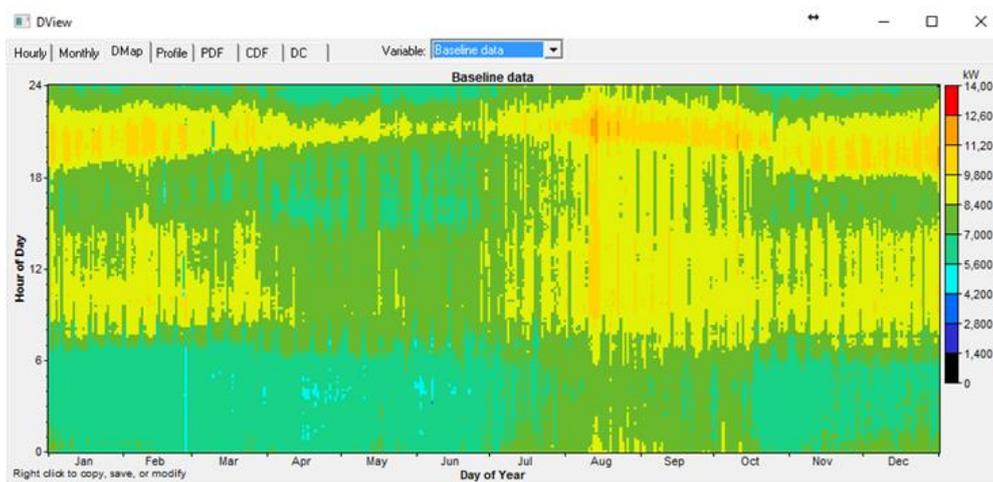


Ilustración 27: Perfil de demanda horaria para los 12 meses en La Gomera. (Año 2015) [Elaboración propia mediante el software HOMER]

4. Análisis, simulación y dimensionamiento de los distintos escenarios.

Se han definido unos escenarios para cubrir el análisis de las distintas posibilidades de electrificación de La Gomera:

- Caso base: es la situación de partida, la existente actualmente
- Sistema óptimo con renovables
 - o Sin almacenamiento: qué combinación de renovables añadidas al sistemas existente conducen al óptimo
 - o Con almacenamiento: lo mismo que en el caso anterior, pero ahora considerando que se añade un sistema almacenamiento de energía
- Sistema 100% renovables: qué sistema sería capaz de abastecer todo el consumo eléctrico sin incluir generación convencional de energía

Para la simulación de estos escenarios se utilizará el software HOMER® (www.homerenergy.com). Gracias a la ayuda del software HOMER Energy se pueden analizar distintos escenarios para un sistema eólico-fotovoltaico, pasando desde el caso inicial con los grupos diésel, por el caso óptimo y hasta el caso de 100% renovable. Se estudiarán los diferentes casos en búsqueda del óptimo, el cual se va a desarrollar en profundidad. Nótese que, aunque los precios en HOMER estén en dólares por defecto, se van a meter los precios en euros por lo que cualquier cuantía de la que se hable en adelante esta expresada en euros.

4.1. Caso base: sistema de generación existente:

Se parte del caso existente en la actualidad en La Gomera (hay un pequeño parque eólico de 0.4 MW que, como ya se ha comentado, no se tiene en cuenta en este caso base), constituido por la Central Diésel de El Palmar, que está formada por los siguientes grupos diésel:

LA GOMERA						
Central	Grupo	Nº	Pot. neta unitaria (kW)	Pot. bruta unitaria (kW)	Pot. neta total (kW)	Pot. bruta total (kW)
El Palmar	Diesel 12 y 13	2	1.400	1.600	2.800	3.200
	Diesel 14 y 15	2	1.840	2.240	3.680	4.480
	Diesel 16 y 17	2	2.510	2.850	5.020	5.700
	Diesel 18 y 19	2	3.100	3.500	6.200	7.000
	Diesel móvil 2	1	1.060	1.460	1.060	1.460
	Diesel móvil 3	1	970	1.020	970	1.020
	Total La Gomera		10			19.730

Para definir en HOMER cada grupo se consideran los siguientes parámetros:

Vida útil: 30000 horas

Mínimo porcentaje de carga con el que opera: 30%

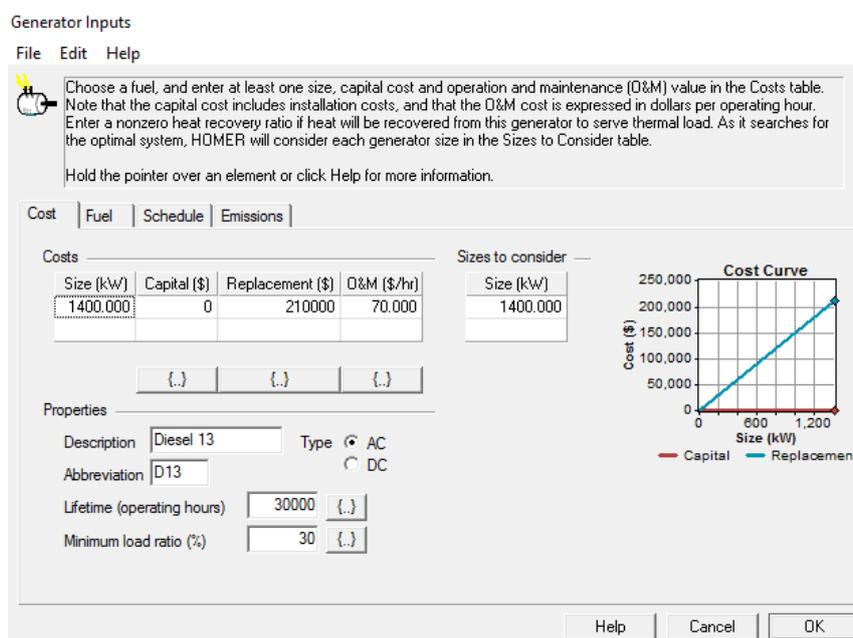


Ilustración 28: Datos de entrada de los generadores en HOMER.

Es deseable ajustar el comportamiento técnico de los motores diésel en HOMER para que sean una reproducción lo más fiel posible de los que se encuentran instalados en La Gomera actualmente. Sin embargo, no se ha podido conseguir la información técnica de dichos grupos, pero se conoce el consumo total de combustible, por lo que se ha ajustado la curva de consumo de combustible que se encuentra por defecto en el software HOMER para que coincida el consumo anual con el dato de consumo real: 18.2 millones de litros de combustible diésel.

El precio del combustible para la generación eléctrica según el anuario energético de Canarias de 2014 es de 0.5 €/l, y debe de introducirse en el HOMER para una mayor fiabilidad. Si bien es cierto que ahora se encuentra en un escenario de bajo coste.

La inversión inicial es 0, ya que actualmente existen y no es necesario instalar nuevos. No obstante sí se considera un coste de reposición de 210.000 euros y un coste de operación y mantenimiento de 70.000 euros.

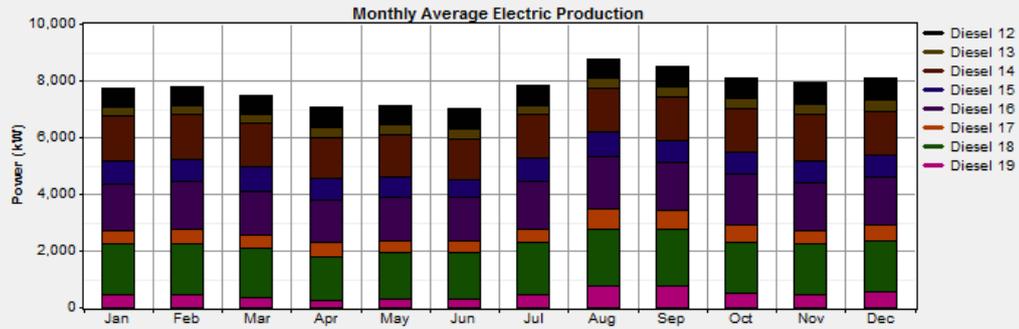
La simulación del caso actual queda con un LCOE de 0.194 €/kWh, que es el punto de partida a mejorar a través de la instalación renovable, valor acorde con los datos de costes reales de generación para Canarias, mostrados en la Ilustración 2.⁵ En la siguiente figura se muestran los resultados obtenidos para este Caso Base.

⁵ Se puede comprobar la fiabilidad de este coste con el Anuario Energético Canario de 2014

Simulation Results

System Architecture: 1,400 kW Diesel 12 1,840 kW Diesel 15 3,100 kW Diesel 18 Total NPC: \$ 169,464,560
 1,400 kW Diesel 13 2,510 kW Diesel 16 3,100 kW Diesel 19 Levelized COE: \$ 0.194/kWh
 1,840 kW Diesel 14 2,510 kW Diesel 17 Operating Cost: \$ 13,256,656/yr

Production			Consumption			Quantity		
	kWh/yr	%		kWh/yr	%		kWh/yr	%
Diesel 12	6,148,800	9	AC primary load	68,312,864	100	Excess electricity	0.00	0.00
Diesel 13	3,089,800	5	Total	68,312,864	100	Unmet electric load	0.00	0.00
Diesel 14	13,420,960	20				Capacity shortage	0.00	0.00
Diesel 15	6,825,670	10						
Diesel 16	14,489,121	21						
Diesel 17	4,590,854	7						
Diesel 18	15,507,623	23						
Diesel 19	4,241,442	6						
Total	68,314,272	100						



XML Report HTML Report Help Close

Ilustración 29: Resultados de la simulación del escenario base.

4.2. Caso óptimo con renovables (Con/Sin almacenamiento):

En este escenario se va a analizar la inclusión de generación con fuentes renovables de energía al caso actual existente (Caso base). Este análisis incluye dos Casos: el caso en el que no existe un almacenamiento de energía y el caso en el que sí existe. En ambos casos se propone el análisis de la generación eólica y solar fotovoltaica como fuentes de generación renovable debido a su mayor implantación a nivel mundial y a su importante caída de costes en los últimos años.

Se describirán a continuación la caracterización de los componentes contemplados, así como de los recursos renovables involucrados. Por último, se mostrarán los resultados obtenidos para este escenario, en sus dos modalidades (con y sin almacenamiento)

4.2.1. Recursos renovables:

Lo primero es introducir en el programa el recurso solar y el eólico. Introducir el recurso solar es un paso muy simple debido a que el software es capaz de obtener los valores medios mensuales de radiación sobre plano horizontal de la base de datos de la NASA a partir de las coordenadas del emplazamiento elegido (posteriormente se muestra cómo se ha seleccionado el emplazamiento). Posteriormente, el mismo software genera la serie horaria de datos de radiación para un año, y permite igualmente el cálculo de la radiación sobre un plano definido por una inclinación y una orientación determinadas.

Solar Resource Inputs

File Edit Help

 HOMER uses the solar resource inputs to calculate the PV array power for each hour of the year. Enter the latitude, and either an average daily radiation value or an average clearness index for each month. HOMER uses the latitude value to calculate the average daily radiation from the clearness index and vice-versa.

Hold the pointer over an element or click Help for more information.

Location

Latitude ° ' North South Time zone

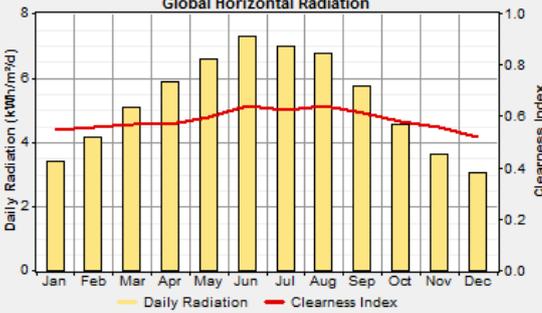
Longitude ° ' East West

Data source: Enter monthly averages Import time series data file

Baseline data

Month	Clearness Index	Daily Radiation (kWh/m ² /d)
January	0.548	3.413
February	0.558	4.142
March	0.567	5.074
April	0.569	5.866
May	0.596	6.606
June	0.641	7.278
July	0.624	6.978
August	0.643	6.781
September	0.611	5.733
October	0.580	4.555
November	0.557	3.612
December	0.521	3.043
Average:	0.592	5.262

Global Horizontal Radiation



Plot... Export...

Scaled annual average (kWh/m²/d)

Help Cancel OK

Ilustración 30: Introducción de datos de recurso solar en HOMER.

Para introducir el recurso eólico se va a importar la serie de datos diezminutales obtenidos mediante la generación de La Palma. Debido a que estos datos se obtienen a través de la producción de un aerogenerador, se considera que han sido medidos a la altura de buje del aerogenerador empleado (67 metros).

La distribución de velocidades que resulta de este método es muy atípica y no representativa, ya que los datos han sido obtenidos directamente según la potencia generada original. Estos datos llevan las pérdidas intrínsecas de generación, por lo que se han anulado todos los parámetros que afectan a la producción en el software (altitud, perfil vertical).

Wind Resource Inputs
File Edit Help

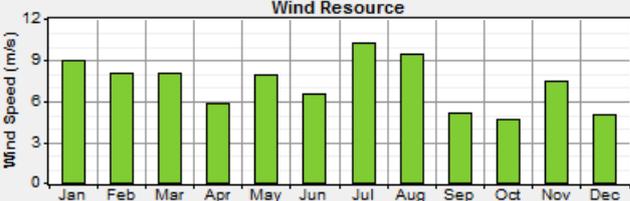
HOMER uses wind resource inputs to calculate the wind turbine power each hour of the year. Enter the average wind speed for each month. For calculations, HOMER uses scaled data: baseline data scaled up or down to the scaled annual average value. The advanced parameters allow you to control how HOMER generates the 8760 hourly values from the 12 monthly values in the table.

Hold the pointer over an element or click Help for more information.

Data source: Enter monthly averages Import time series data file

Baseline data (from Recurso eolico para HOMER revisado.txt)

Month	Wind Speed (m/s)
January	8.934
February	8.047
March	7.986
April	5.803
May	7.963
June	6.508
July	10.281
August	9.394
September	5.114
October	4.635
November	7.497
December	4.976
Annual average:	7.266



Other parameters: Altitude (m above sea level) Anemometer height (m)

Advanced parameters: Weibull k Autocorrelation factor Diurnal pattern strength Hour of peak windspeed

Scaled annual average (m/s)

Ilustración 31: Introducción de datos de velocidad de viento en el software HOMER.

4.2.2. Componentes: generador fotovoltaico.

Los módulos fotovoltaicos se han establecido con una inclinación de 25 grados y un factor de corrección (*Derating Factor*) del 83,5 %, valores obtenidos para el parámetro PR (*Performance Ratio*) a partir del software PVSyst, utilizado en el diseño de detalle del sistema fotovoltaico, que se mostrará posteriormente. Las estructuras son estáticas, sin ningún sistema de seguimiento, y una vida de 25 años, la misma del proyecto.

También se ha tenido en cuenta los efectos de la temperatura activando la pestaña apropiada, y se han rellenado los datos técnicos del módulo fotovoltaico con el que se va a emplear, el Atersa A-230P.

PV Inputs
File Edit Help

Enter at least one size and capital cost value in the Costs table. Include all costs associated with the PV (photovoltaic) system, including modules, mounting hardware, and installation. As it searches for the optimal system, HOMER considers each PV array capacity in the Sizes to Consider table.

Note that by default, HOMER sets the slope value equal to the latitude from the Solar Resource Inputs window.

Hold the pointer over an element or click Help for more information.

Size (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/yr)
1.000	1140	1140	20
{.}	{.}	{.}	{.}

Sizes to consider

- Size (kW)
- 0.000
- 15000.000
- 17000.000
- 19000.000
- 20000.000
- 21000.000
- 22000.000

Cost Curve

Cost (000 \$)

Size (kW)

Capital Replacement

Properties

Output current AC DC

Lifetime (years) 25 {.}

Derating factor (%) 80.7 {.}

Slope (degrees) 25 {.}

Azimuth (degrees W of S) 0 {.}

Ground reflectance (%) 20 {.}

Advanced

Tracking system No Tracking

Consider effect of temperature

Temperature coeff. of power (%/°C) -0.46 {.}

Nominal operating cell temp. (°C) 47 {.}

Efficiency at std. test conditions (%) 14.1 {.}

Help Cancel OK

Ilustración 32: Datos relacionados con el módulo fotovoltaico.

4.2.2. Componentes: Aerogenerador.

El aerogenerador eólico que se ha utilizado para la simulación con HOMER es un aerogenerador genérico creado para la ocasión, de 500 kW, pues se ha considerado que esta es una resolución apropiada a la hora de definir la potencia eólica. Para su curva de potencia se ha tomado la de un generador tipo de 2 MW, en este caso el V80 de Vestas (utilizado posteriormente en el diseño del parque mediante el programa WAsP), y se ha normalizado para una potencia máxima de 500 kW.

La curva de potencia utilizada se muestra en la ilustración 37.

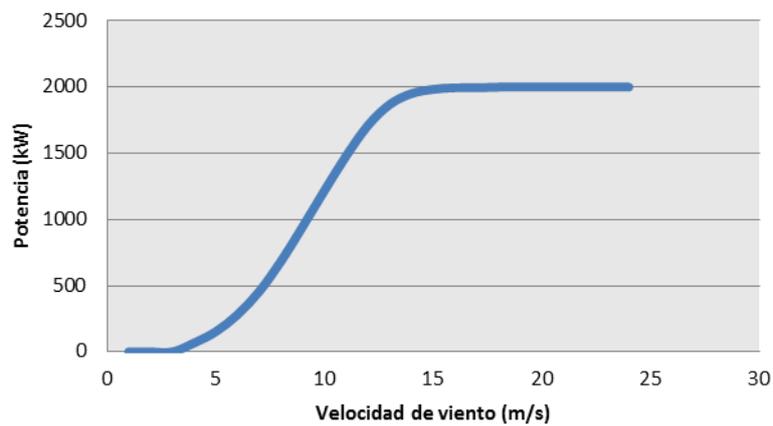


Ilustración 33: Curva de potencia del aerogenerador V80

La altura del eje se ha establecido en los 67 metros que mide el V80, y el coste de kW de la instalación se ha fijado en 1320 €/kW.

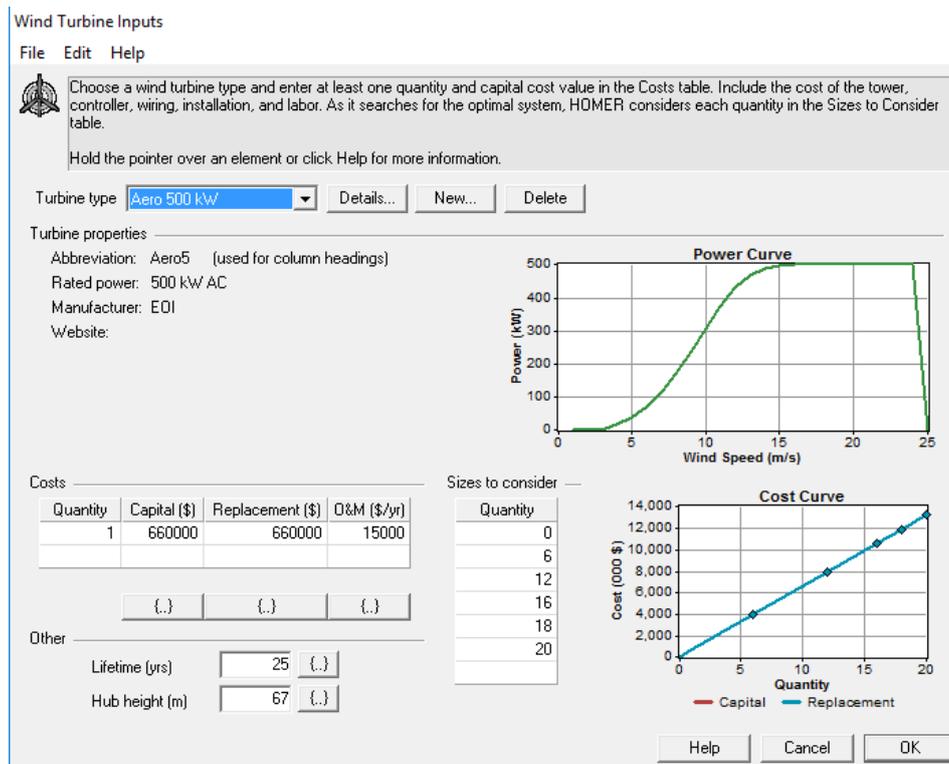


Ilustración 34: Datos relacionados con el aerogenerador.

4.2.3 Componentes: central hidráulica reversible

De todas las posibilidades existentes actualmente para el almacenamiento de energía, se ha seleccionado el bombeo hidráulico reversible porque es la tecnología más robusta actualmente y con mayor capacidad de almacenamiento de energía.

El almacenamiento en este caso es una central hidráulica reversible, pero su caracterización es diferente a la de los otros componentes, porque HOMER no tiene la opción de incluir este componente directamente. La solución aportada ha sido modelar el bombeo reversible a través de una batería, siguiendo el procedimiento sugerido en [24] para ello, y que se describe con más detalle a continuación, dada su peculiaridad.

Esta batería se ha ajustado a los parámetros del emplazamiento elegido y de los dos depósitos, sin embargo, se ha fraccionado al igual que en el caso del aerogenerador para que HOMER calcule el tamaño del depósito inferior óptimo, en intervalos de 10.000 m³.

La capacidad de una batería C_B está normalmente especificada en (A·h), es decir, entrega una cantidad de Amperios en un cierto tiempo. Esta relación no es lineal en el caso de las baterías, ya que cuanto más rápido es la descarga, más energía se pierde por la resistencia interna de la batería. Sin embargo, el sistema de bombeo hidráulico no se ve afectado por este factor, por lo que es necesario definir una nueva batería en HOMER cuya curva de descarga represente fielmente el comportamiento de un bombeo hidráulico.

La energía que contiene una batería se expresa como

$$E_S = V \cdot \frac{C_B}{1000}$$

Siendo

$$E_S = \text{Energía almacenada (kWh)}$$

$$V = \text{Voltaje (V)}$$

$$C_B = \text{Capacidad (Ah)}$$

Por otro lado, la potencia producida por una planta hidroeléctrica se obtiene a través del caudal medio que cae a una altura determinada, todo ello afectado por el rendimiento de la turbina

$$P = 9.81 \cdot \eta \cdot Q \cdot H$$

Si no se tienen en cuenta las pérdidas por evaporación, infiltración y otras pérdidas durante el periodo de generación, la energía almacenada total en una planta hidroeléctrica puede ser descrita por el volumen efectivo del depósito (en m³) y la media de la potencia producida (en kW) durante las horas necesarias para vaciar el depósito a un caudal medio (en m³/s).

$$E_S = \frac{Vol \cdot P}{Q \cdot 3600}$$

Combinando las dos ecuaciones resulta

$$E_S = \frac{Vol \cdot 9.81 \cdot \eta \cdot H}{3600}$$

Los datos del depósito inferior que se utilizan (posteriormente se mostrará cómo se obtienen estos datos del emplazamiento propuesto) para modelizar el bombeo reversible mediante una batería son:

Tabla 4: Datos del depósito inferior usados para modelizar la batería.

<i>Características</i>	<i>Valor</i>
Tamaño del depósito (m³)	10.000 m ³
Diferencia de cotas (m)	511.5
Caudal turbinado (m³/s)	0.2-1
Eficiencia de conversión (%)	90
Horizonte temporal (años)	25
Caudal bombeado (m³/s)	4

También es necesario seleccionar un voltaje, el cual no es representativo ya que el voltaje y las intensidades de una batería no se equivalen al generador que ira acoplado en la turbina. Por ello, la elección de este parámetro es arbitraria, pero hay que ser consecuente con los resultados para trasladarlos al escenario correctamente. En este caso, el voltaje elegido es de 66.000 V.

Con las ecuaciones anteriores mencionadas, el modelo de batería para un depósito inferior de 10.000 m3 es:

Tabla 5: Equivalencias usadas entre una central hidroeléctrica y una batería.

Central hidroelectrica reversible			Bateria equivalente		
Q (m3/s)	Horas de vaciado	Es (MWh)	P (kW)	Cb (Ah)	I(A)
0,2	13,89	11.240,75	809,33	170,314	12,263
0,4	6,94	11.240,75	1.618,67	170,314	24,525
0,6	4,63	11.240,75	2.428,00	170,314	36,788
0,8	3,47	11.240,75	3.237,34	170,314	49,051
1	2,78	11.240,75	4.046,67	170,314	61,313

Aún quedan parámetros necesarios para definir una batería en HOMER. La “Round trip efficiency” son las pérdidas que se producen al suministrar la energía almacenada en una batería. Aunque la literatura recomienda dejarlo al 100%, para que sea un caso más realista se ha establecido el parámetro en un 90%, teniendo en cuenta las distintas perdidas de generación por rendimientos.

El mínimo estado de carga se ha establecido en un 10% para no considerar escenarios en que se vacíe totalmente el depósito superior. Para establecer la velocidad de llenado de una batería, se ha establecido que se puede bombear toda el agua desde el depósito inferior en 4,63 horas, lo que significa un caudal de 0,6 m3/s. Para la batería equivalente significa que la máxima intensidad de carga son 36,788 A y un ratio máximo de carga de 0,6 A/Ah. Sin embargo, para representar con mayor fiabilidad una central hidráulica reversible el factor limitante de la carga debe ser la intensidad de la carga y no el ratio, por lo que dicho ratio se ha multiplicado por 20 para que no sea un obstáculo en el llenado del depósito, siendo de un valor de 12 A/Ah.

Como la vida del proyecto son 25 años, se va a considerar así la vida útil de la central hidroeléctrica. Para trasladar este valor a una batería hay que tener en cuenta los ciclos de la batería con la siguiente ecuación, suponiendo un ciclado diario del almacenamiento:

$$\begin{aligned}
 \text{Lifetime throughput} &= 25 \text{ años} \cdot 365 \frac{\text{dias}}{\text{año}} \cdot \text{Energia almacenada} \frac{\text{kWh}}{\text{dia}} \\
 &= 102285991,7 \text{ kWh}
 \end{aligned}$$

$$\text{Cycles to failure} = 25 \text{ años} \cdot 365 \frac{\text{ciclos}}{\text{año}} = 9125 \text{ ciclos}$$

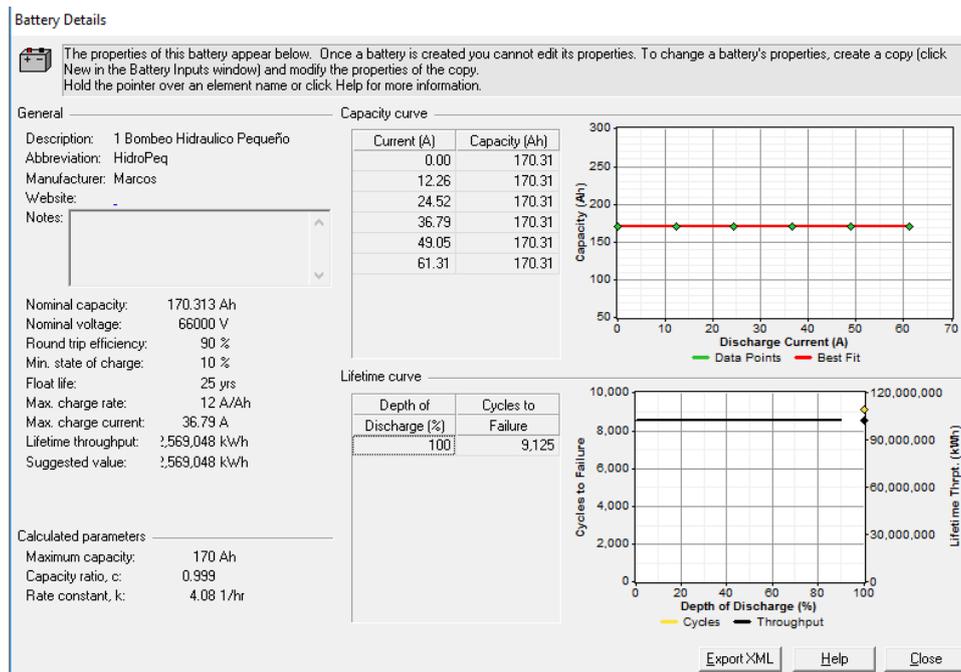


Ilustración 35: Detalles de la batería diseñada.

El modelo de la batería está finalizado, pero la batería produce en continua mientras que nuestro sistema y las cargas están en alterna, por lo que se necesita un inversor totalmente inocuo para el sistema, ya que realmente dicho inversor no va a existir y es solo para que HOMER conecte las redes AC y DC sin pérdidas.

Entonces, tanto la eficiencia del inversor como del rectificador se van a establecer al 100%, con un coste cero tanto de inversión inicial como de reemplazo y mantenimiento. El tamaño del inversor está considerado para un depósito inferior de 110.000 m3 para que HOMER no de un aviso de que el tamaño del inversor es demasiado bajo, por lo que se sobredimensiona para evitar problemas.

4.2.4 Resultados: Caso óptimo con almacenamiento.

Con todos los sistemas y recursos definidos ya se puede lanzar la simulación del sistema. Los resultados muestran que el escenario óptimo con almacenamiento energético es una combinación de 20 MW de fotovoltaica, 10 MW de eólica y una central hidráulica con un depósito inferior de 40.000 m³. Esta combinación cubre el 79.2 % de la demanda con renovables y consigue un LCOE de 0.114 €/kWh. Se consigue una mejora sustancial en el LCOE respecto al escenario base o actual (LCOE=0,194 €/kWh)

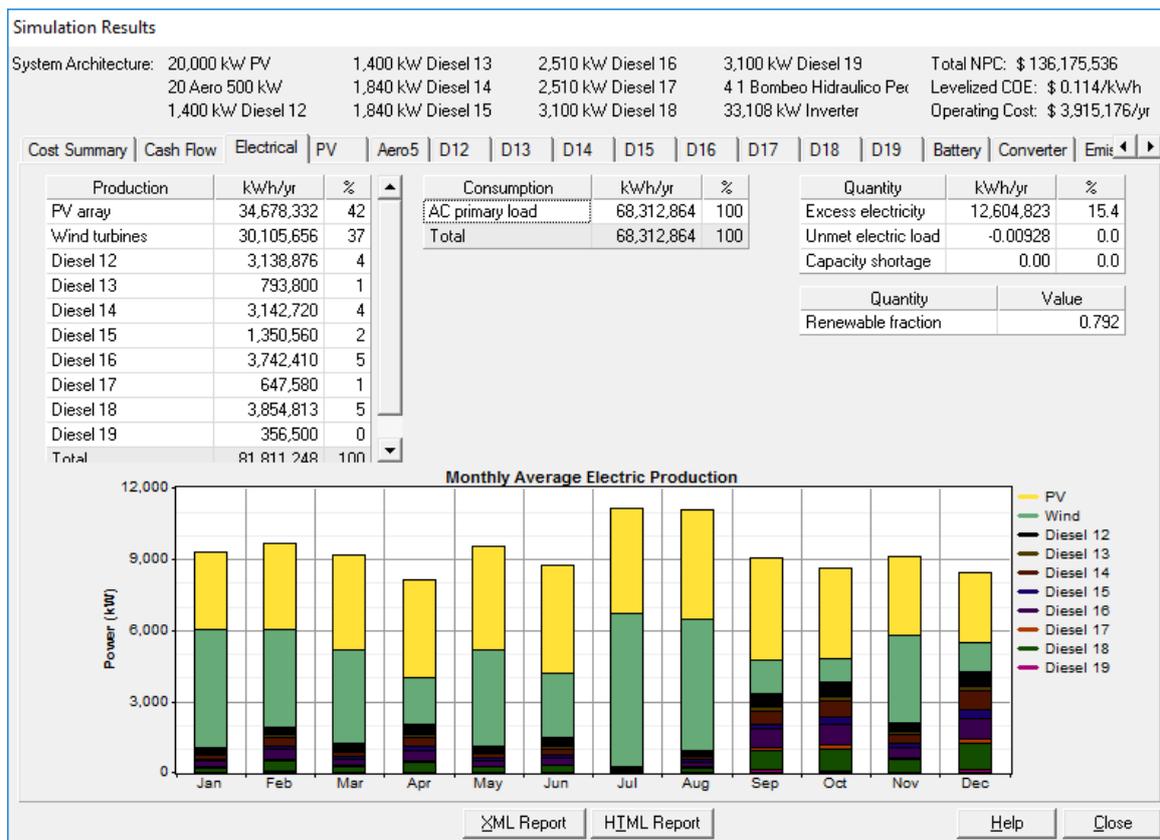


Ilustración 36: Resultados de la simulación del escenario óptimo con almacenamiento.

4.2.5. Resultados caso óptimo sin almacenamiento.

El resultado para el escenario óptimo sin almacenamiento está compuesto por 17 MW de fotovoltaica y 10 MW de eólica, cubriendo el 69 % de la demanda con renovables y con un LCOE de 0.129 €/kWh. En este caso, el exceso de electricidad es más alto que en el caso de almacenamiento, de un 20,9%.

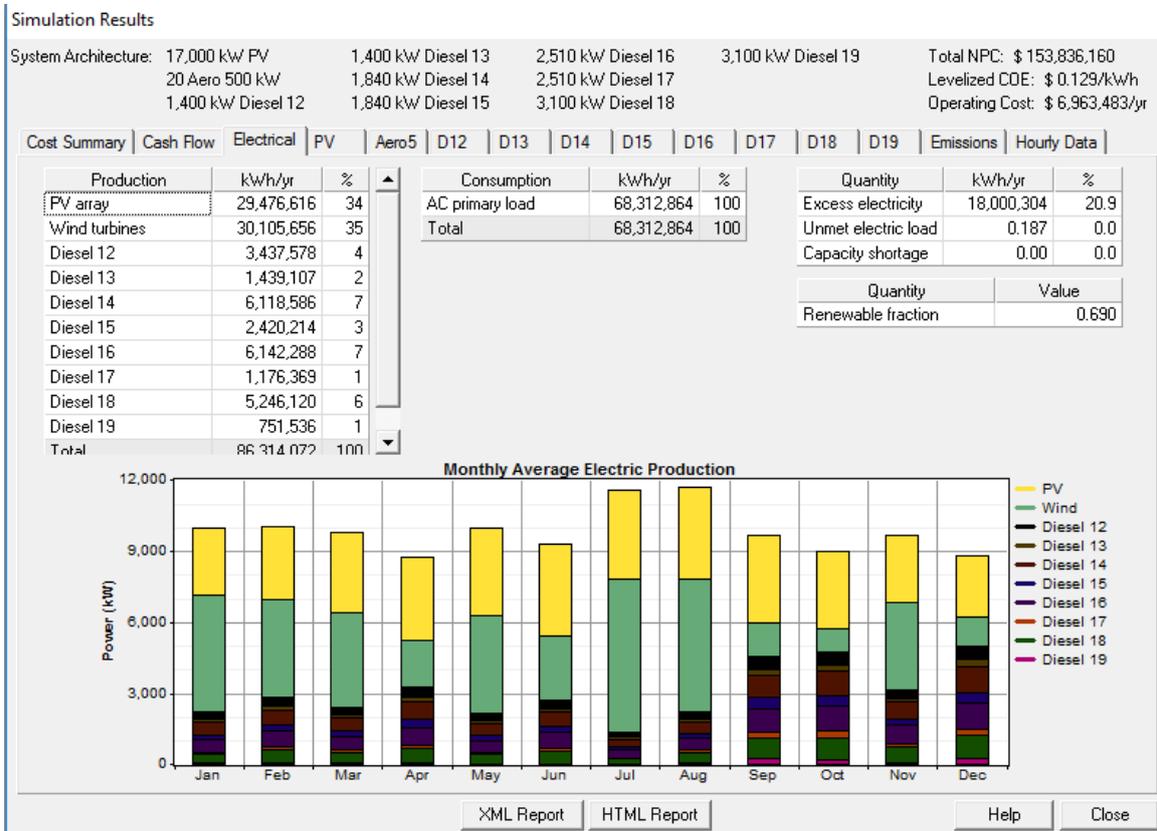


Ilustración 37: Resultados de la simulación del escenario óptimo sin almacenamiento.

4.3. Escenario 100 % Renovables:

También se ha estudiado el caso extremo de una generación totalmente renovable, pero se espera que no sea la óptima desde un punto de vista económico, más cuando el combustible está actualmente a un precio tan bajo. Para ello, se debe forzar al software a usar el 100% de renovables a través de una restricción. Los recursos renovables y los modelos de los componentes son los mismos que los ya descritos en el escenario del Caso óptimo.

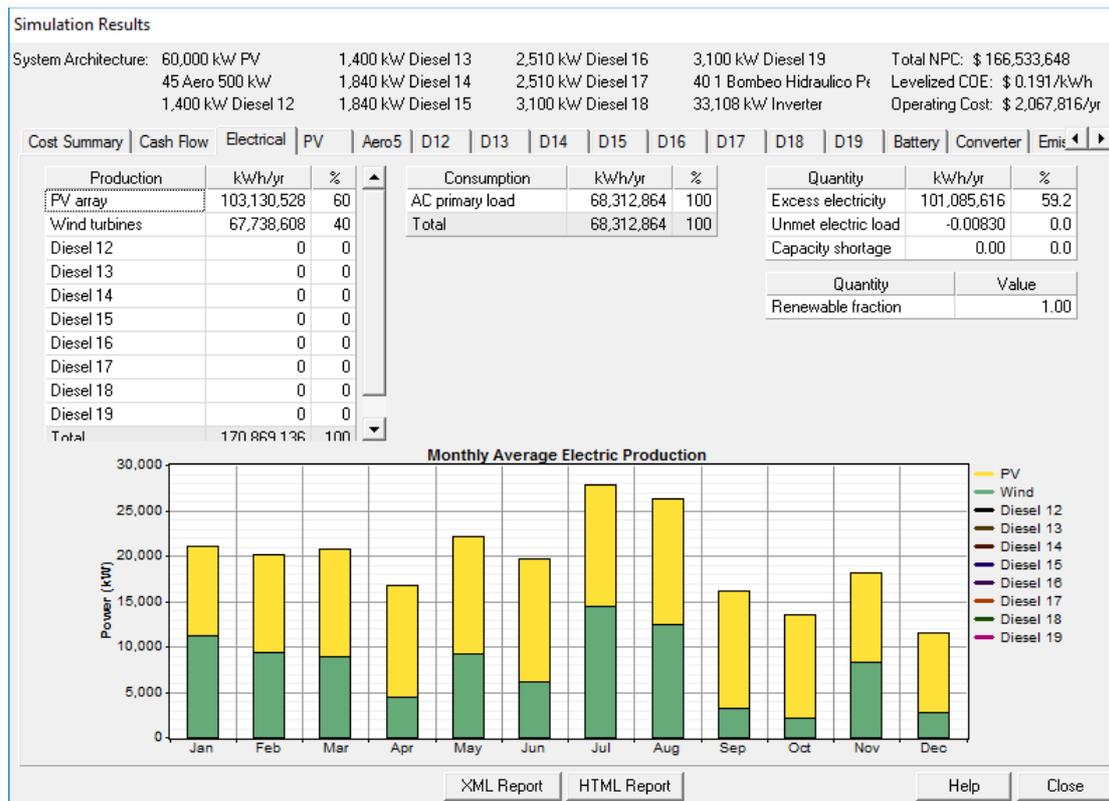


Ilustración 38: Resultados de la simulación del escenario de cobertura del 100 % con renovables.

Los resultados son la instalación de 24.5 MW de eólica, 60 MW de solar y una central hidráulica reversible con un depósito inferior de 400.000 m³ de capacidad, el cual está dentro del límite que se contempla. Sin embargo, un volumen de agua de ese calibre requiere la aportación de agua al sistema a través de una desaladora (cuyo coste no ha sido contabilizado en este análisis), ya que de forma natural solo hay disponible 110.000 m³. El LCOE en este caso es de 0.191 €/kWh, que si bien dista del coste obtenido en el caso óptimo (0.114 €/kWh), está en el mismo orden del coste del Caso base, la situación actual, donde el LCOE era de 0.194 €/kWh)..

5. Diseño de detalle del escenario óptimo

El escenario óptimo desde un punto de vista económico se correspondería con la siguiente configuración:

- Potencia diésel: 22,9 MW, la existente
- Potencia eólica: 10 MW
- Potencia FV: 20 MW
- Almacenamiento hidráulico reversible: 40.000 m³

En principio, la Central Térmica permanecería en su estado actual, por lo que se describirán a continuación de una forma más detallada el diseño de los otros elementos del sistema.

5.1. Parque eólico.

5.1.1. Evaluación y selección del emplazamiento.

El *Plan Territorial Especial de Ordenación de Infraestructuras Energéticas de la isla de La Gomera*⁶ (PIOG) delimita los territorios en los que se pueden instalar infraestructuras energéticas de generación, tanto convencional como no convencional y sistemas de almacenamiento. El objetivo del plan es garantizar la producción, transformación, acumulación, transporte y distribución de energía, incluyendo las instalaciones y equipos complementarios para su correcto funcionamiento y seguridad con la finalidad de asegurar el suministro energético en un marco de desarrollo sostenible en el que se compatibilicen la cobertura de las necesidades con el respeto al medio ambiente.

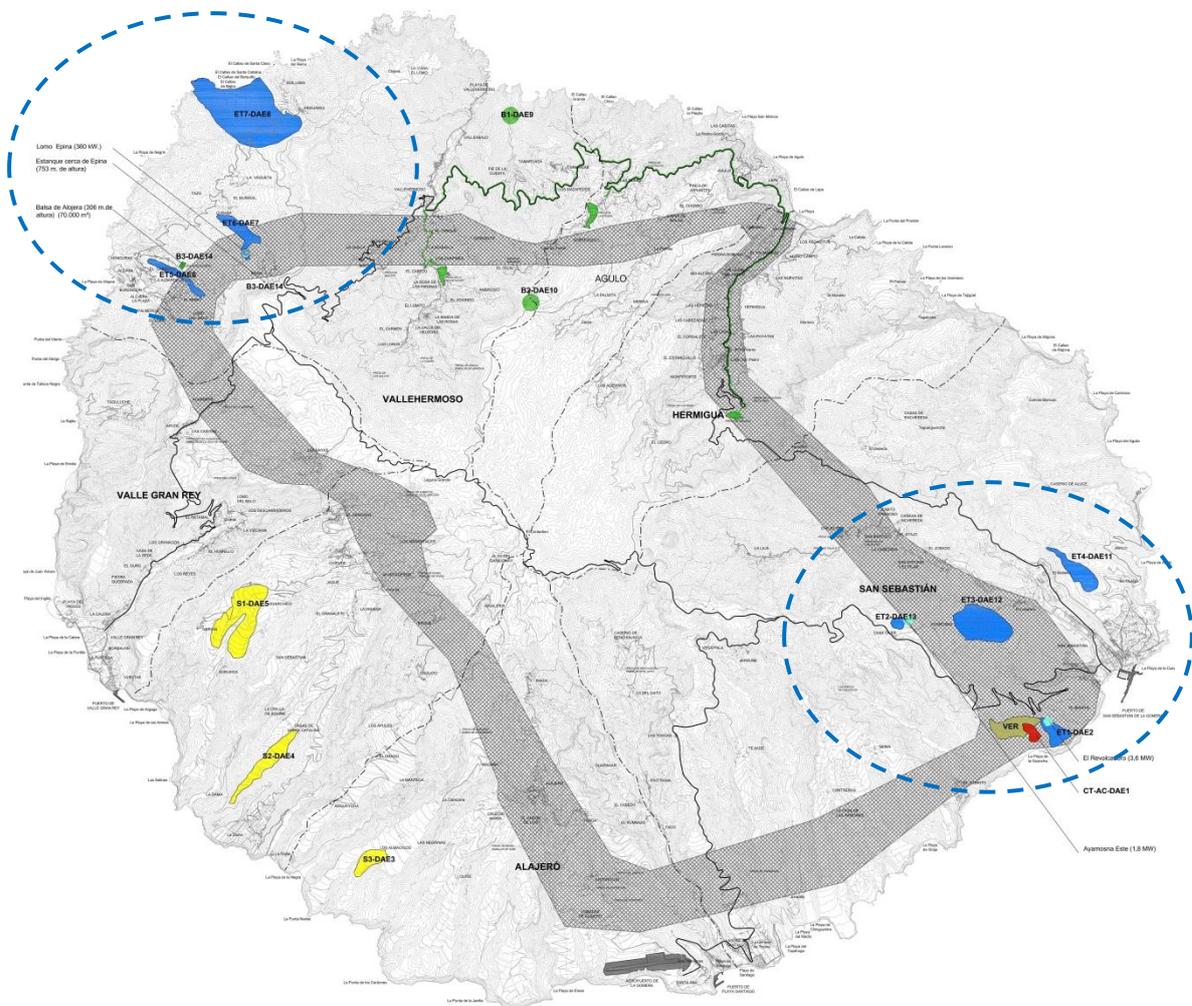
⁶ Ver Ley 11/1997, de 2 de diciembre, en capítulo 9.1. Anexos: Legislación

La ilustración 44 muestra las zonas que delimita el Plan de Ordenación de Infraestructuras Energéticas, en color amarillo vemos las zonas dedicadas a la generación fotovoltaica, en azul a la generación eólica y en verde las zonas apropiadas para establecer infraestructuras de bombeo.

Se han dispuesto siete zonas para el aprovechamiento eólico: cuatro en la vertiente Este y tres en el Oeste. En total son 398,53 ha y entre todas podrían llegar a un total de 94 MW. Si bien, hay que tener en cuenta que, previamente a la ubicación de un aerogenerador, habría que determinar el viento en el enclave exacto, por lo que, podrían descartarse áreas dentro de las zonas.

A continuación, en la tabla 1, se presentan las distintas zonas seleccionadas, y sus características principales.

Tabla 6: Zonas delimitadas para la instalación de parques eólicos en La Gomera. [11]



A continuación se describen cada una de las zonas eólicas desde el punto de vista de la geomorfología, recurso, superficie total, accesibilidad, cercanía a red, potencia instalable y otras características técnicas e impacto ambiental.

A continuación se detallan más en profundidad y gráficamente los distintos factores más importantes para tomar la decisión.

1) Recurso eólico:

En la ilustración 45 se representa el recurso eólico a 60 metros para La Gomera.

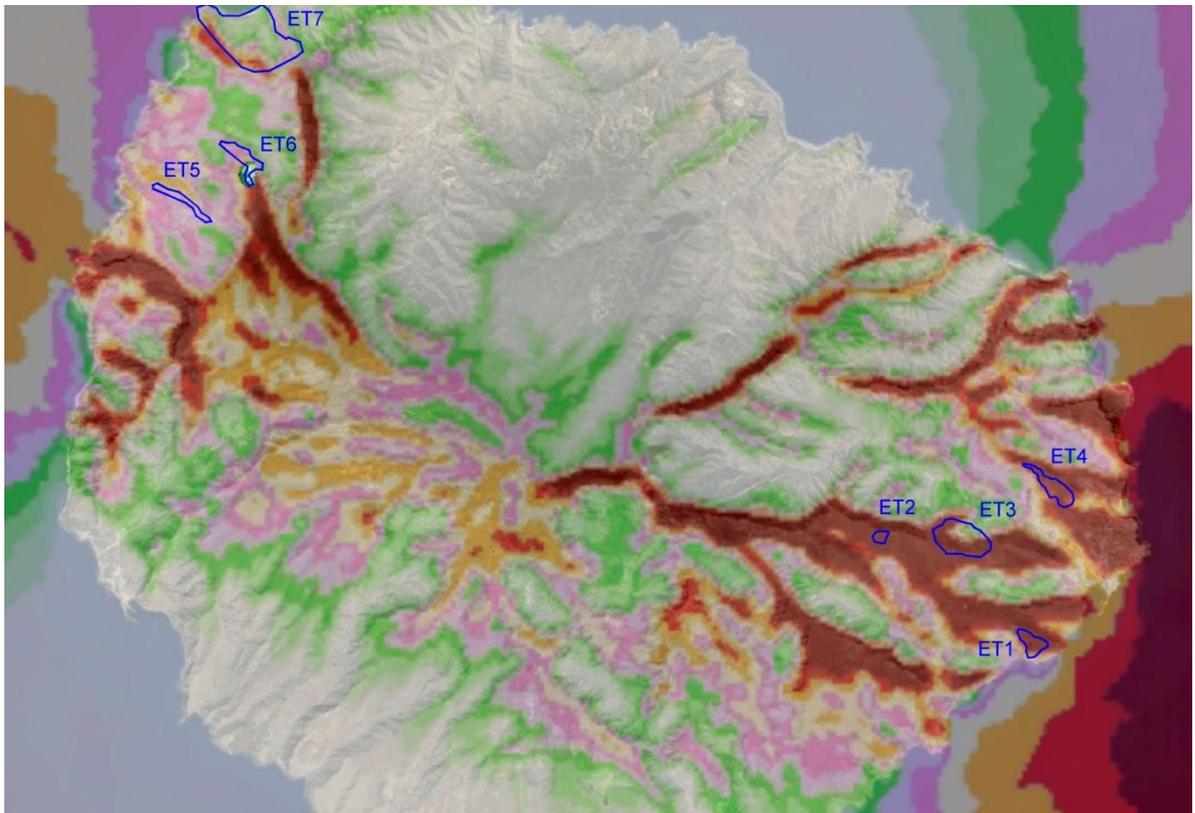


Ilustración 40: Recurso eólico a 60 metros para la isla de la Gomera. [7]

Al analizar el recurso eólico (60 m) de la isla se observa que las zonas con más recurso son las situadas al sureste (ET1, ET2, ET3, ET4), por lo que se estudiarán más detalladamente:

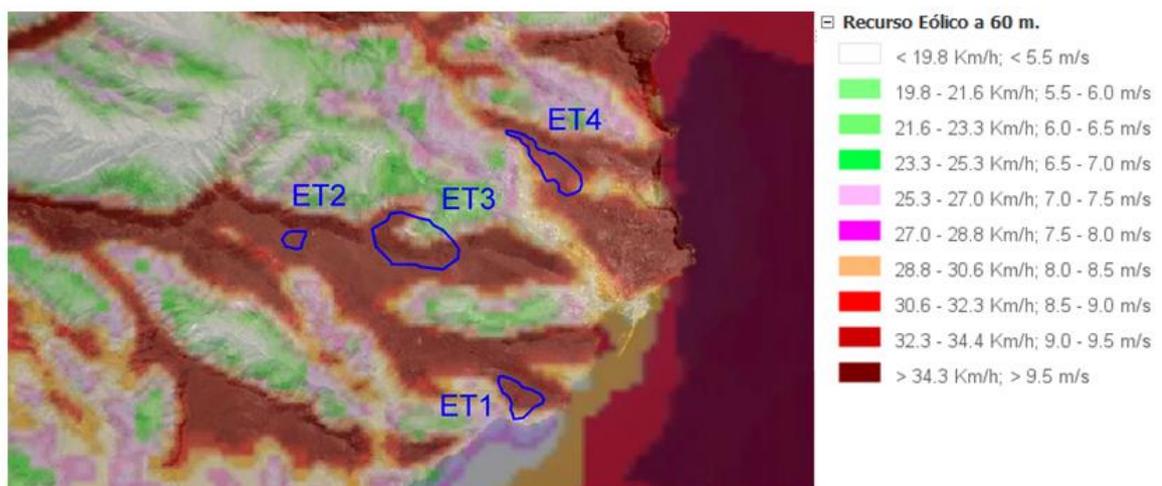


Ilustración 41: Recurso eólico a 60 metros para los emplazamientos del este de la isla. [7]

Estas 4 zonas tienen un buen recurso eólico, todas ellas llegan a tener velocidades dominantes de más de 9,5 m/s. Observamos que la ET3 es la que más encaja al contar con una mayor superficie y disponer de un recurso mayor en áreas concretas.

2) Altimetría y pendientes:

En cuanto a las altimetrías, observamos que las zonas ET2 y ET3 se encuentran a 500-600 m de altura sobre el nivel del mar, como se observa en la ilustración 47, por lo que a priori, se obtendrán mayores velocidades de viento.

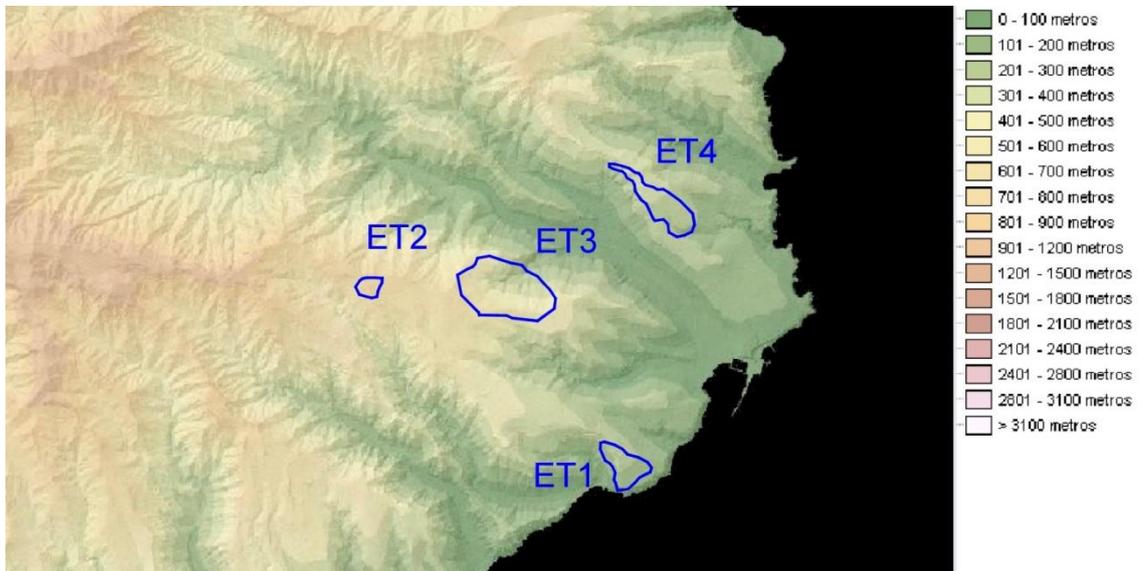


Ilustración 42: Altimetría para los emplazamientos del sureste de la isla. [7]

En cuanto a pendientes, tanto ET1 como ET4 poseen unas pendientes suaves, de entre 10 y 20 grados, tal y como se observa en la ilustración 48.

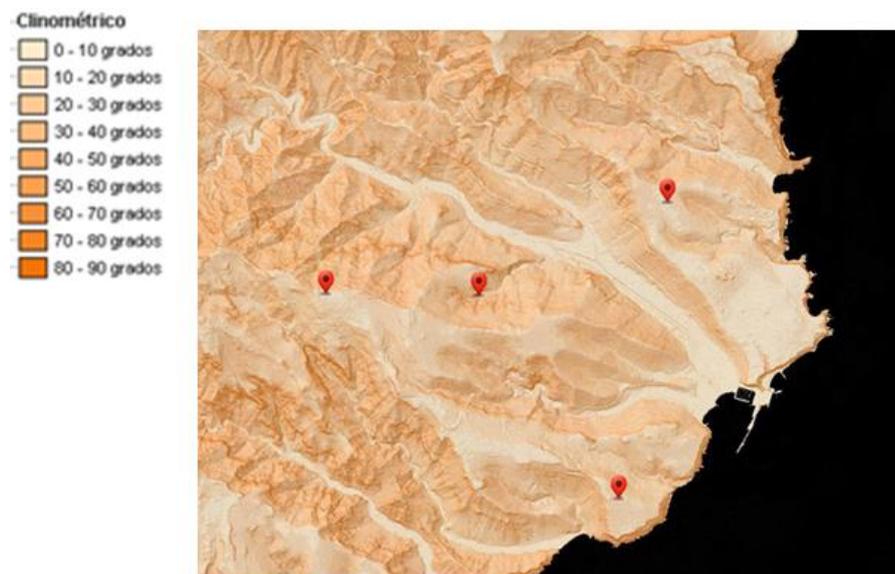


Ilustración 43: Distribución de pendientes para los emplazamientos del sureste de la isla. [7]

3) Cercanía a la red eléctrica:

Todas las zonas se encuentran relativamente cerca de la red de distribución insular de la Gomera de 20 kV y de la subestación de El Palmar, donde evacúa la central térmica, tal y como se muestra en la ilustración 49.

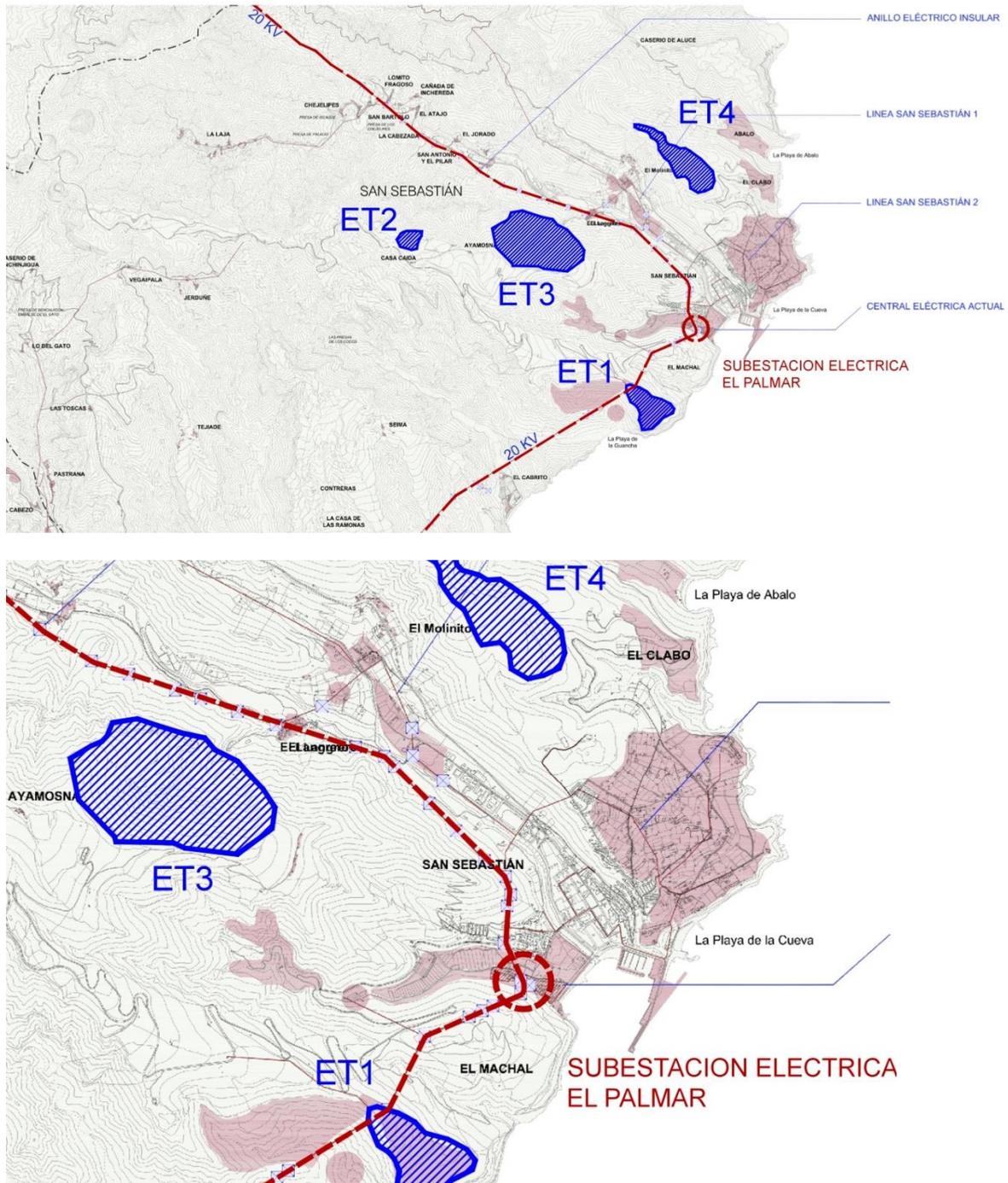


Ilustración 44: Cercanía de la red eléctrica y las subestaciones a los emplazamientos del sureste de la isla. [Elaboración propia a partir de 7]

Una vez realizado el estudio de los distintos factores de manera individual se realiza una comparativa teniendo en cuenta los factores considerados más relevantes para la selección del emplazamiento:

1. El recurso eólico
2. La superficie total
3. La distancia a la red eléctrica
4. La accesibilidad
5. La geomorfología y pendientes
6. El impacto ambiental

La comparativa se muestra de forma visual en la tabla 8.

Tabla 7: Comparativa de los principales factores para la instalación de un parque eólico para los distintos emplazamientos designados.

	ET1	ET2	ET3	ET4	ET5	ET6	ET7
Viento	10,80 m/s	12,84 m/s	13,11 m/s	8,2 m/s	8,42 m/s	9 m/s	9,14 m/s
Superficie	22,03 ha	7,40 ha	77,56 ha	33,96 ha	18,07 ha	28,11 ha	211,40 ha
Distancia a red	0 km	1,5 km	0 km	1,17 km	0 km	0 km	6,8 km
Accesibilidad	BUENA	BUENA	BUENA	MEDIA	MEDIA	MEDIA	MEDIA
Pendiente	SUAVE	ELEVADA	ELEVADA	SUAVE	ELEVADA	MEDIA	ELEVADA
Impacto ambiental	BAJO	MEDIO	MEDIO	BAJO	MEDIO	MUY ALTO	MEDIO

Después del análisis de las distintas variables, se adopta la opción de ubicar el parque eólico en el emplazamiento **ET3**.

Se trata de la zona más interesante desde el punto de vista del recurso eólico y la que cuenta con una mayor extensión en superficie, lo que facilitaría la implantación de los aerogeneradores en cuanto a la flexibilidad de su disposición, así como a la potencia que se puede instalar.

Su cercanía a red es otro de los factores claves que nos ha llevado a escoger este emplazamiento. Además, cuenta con buena accesibilidad terrestre (desde el camino que parte de El Langrero) y marítima desde el puerto de San Sebastián de La Gomera.

La proximidad al puerto facilita la descarga y transporte de los grandes componentes de las turbinas, se tratará de no afectar el futuro desarrollo de la capital cumpliendo con holgura con las distancias legales a núcleos urbanos.

Sin embargo el impacto visual y la posible afección a la vegetación son las afecciones negativas a resaltar, que serán analizadas en el apartado correspondiente.

5.1.2. Datos de partida e hipótesis previas.

Para la determinación de la producción estimada del parque eólico es necesaria la obtención de algunos datos, fundamentalmente la velocidad y dirección del viento, así como la intensidad de turbulencia, la rugosidad, densidad del viento, etc. Todos estos factores serán determinantes a la hora de seleccionar un aerogenerador determinado.

Una vez conocidos todos estos datos, el programa informático de simulación WASP permite obtener la rosa de vientos, así como los datos de producción y pérdidas por efecto estela para cada aerogenerador en función de su localización y todos los datos previos.

-Velocidad de viento:

La potencia del parque eólico depende fundamentalmente del valor de la velocidad del viento a la altura de buje y de la curva de potencia de los aerogeneradores que lo constituyen, ya que ésta se obtiene mediante la siguiente ecuación:

$$P_t = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \cdot C_p$$

Debido a la imposibilidad de encontrar datos dieminutales de velocidad en La Gomera, se ha recurrido a obtener los datos de forma indirecta a partir de los datos de generación de una isla cercana como es La Palma. Se parte de la hipótesis que supone el mismo recurso eólico para ambas islas, debido a su cercanía y misma tipología climática. La Palma posee potencia eólica instalada, como se vio previamente⁷, La Palma posee potencia eólica instalada, como se vio previamente⁸, con datos de producción disponibles en la página de REE. Concretamente posee una potencia total instalada de 7 MW, constituida por los parques eólicos que se muestran en la tabla.

Tabla 8: Descripción de los parques eólicos instalados en La Palma (año 2014). [8]

Denominación	Fabricante	Nº	Pot. Aerg (kW)	Pot. P.E. (kW)	Pot. /área (kW/m ²)	Tipo	Municipio	Año
LA PALMA								
P.E. Garafía - Juan Adalid	ENERCON	2	800	1.600	0,442	VTR	GARAFÍA	1994/2012 ⁽³⁾
P.E. Fuencaliente	ENERCON	3	900	2.250	0,414	VTR	FUENCALIENTE	1998/2012 ⁽⁴⁾
P.E. Aeropuerto La Palma	MADE	2	660	1.320	0,415	CA	VILLA DE MAZO	2003
P.E. Manchas Blancas	IZAR BONUS	3	600	1.800	0,395	VTR	VILLA DE MAZO	2003
Total La Palma		10		6.970				

⁷ Capítulo de factores para la selección de la isla: Potencia instalada de energías renovables.

⁸ Capítulo de factores para la selección de la isla: Potencia instalada de energías renovables.

Los datos de generación se obtienen a partir de página de Red Eléctrica Española. Un extracto de los datos obtenidos se puede observar en la tabla 10.

Tabla 9: Datos de generación dieminutal de La Palma para el 9 de Enero de 2015. (MW) [12]

Fecha	Hora	Motores diésel	Eléctrica	Eólica	Ciclo combinado	Solar fotovoltaica	Hidráulica
09/01/2015	10:00:00	34	0	4	0	1,2	0
09/01/2015	10:10:00	33	0	3,6	0	1,3	0
09/01/2015	10:20:00	32	0	4,2	0	1,4	0
09/01/2015	10:30:00	34	0	2,6	0	1,5	0
09/01/2015	10:40:00	33	0	3,9	0	1,6	0
09/01/2015	10:50:00	33	0	3,6	0	1,6	0
09/01/2015	11:00:00	32	0	4	0	1,4	0

Para estimar las velocidades de viento que han provocado dicha producción se ha elaborado el siguiente procedimiento: se crea un aerogenerador equivalente de potencia nominal igual a la potencia instalada en la isla (7 MW) y, mediante su curva de potencia y los datos de producción, se extrapola la velocidad de viento equivalente. La principal ventaja de este método es la obtención de velocidades “netas” de viento, ya que para obtener esa producción, la velocidad real sería superior, pero por el rendimiento del aerogenerador y distintos tipos de pérdidas se produce menos de lo que se debería.

Se muestra a continuación cómo se ha generado el aerogenerador equivalente. De acuerdo con lo establecido en la norma **UNE-EN61400-1**, los aerogeneradores se clasifican en función de las condiciones del viento, caracterizado por su velocidad media y por su intensidad de turbulencia:

Tabla 10: Valores de la norma UNE-EN61400-1

Clases de aerogeneradores	I	II	III
V_{med}	10 m/s	8,5 m/s	7,5 m/s
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		

- Vref: Velocidad del viento de referencia promediada sobre un periodo de 10 minutos.
- Iref: Valor esperado para la intensidad de turbulencia a la altura de buje a 15 m/s.

1) Intensidad de turbulencia:

El parámetro básico de la turbulencia es la intensidad de turbulencia y está definido por la relación de la desviación estándar de las medidas dieminutales de velocidad y la media de la misma. La intensidad de turbulencia normalmente se mantiene en el rango de 0.1 a 0.4.

Este parámetro determina si un aerogenerador debe ser de clase A, B o C, siendo el A el que mayor intensidad de turbulencia soporta.

Según los datos del Instituto Tecnológico Canario, la intensidad de turbulencia para el emplazamiento del parque eólico es baja según el código de colores, y en cuanto a valores numéricos, muestra valores individuales para cada punto, comprendidos entre el 7 y el 10 %, tal y como muestran las ilustraciones 50 y 51.

Llegamos a la conclusión de que la intensidad de turbulencia es baja y que el más adecuado sería una clase B o C, aunque la elección de una clase A no influirá mucho en la producción, ya que solo se trataría de un aerogenerador más robusto.

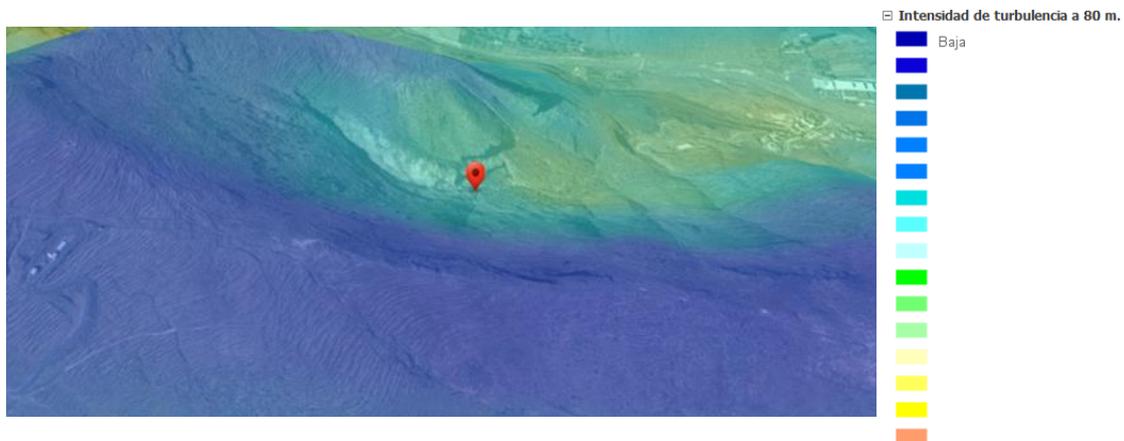


Ilustración 45: Código de colores de la intensidad de turbulencia a 80 m en el emplazamiento del proyecto eólico. [7]

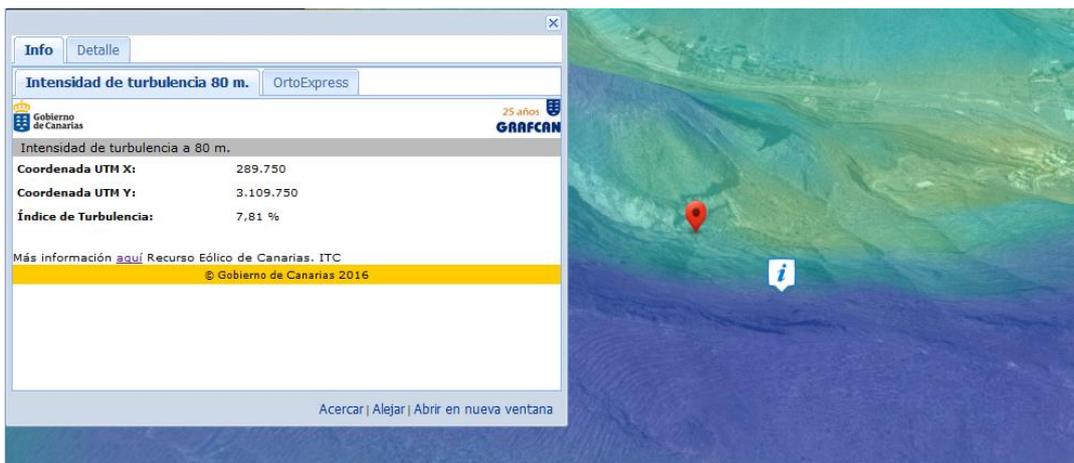


Ilustración 46: Ejemplo de valor puntual de intensidad de turbulencia. [7]

2) Velocidad de viento:

Para conocer la velocidad media del viento en el emplazamiento del proyecto eólico se recurre de nuevo al Instituto Tecnológico Canario (ITC). Mediante su página web es posible estimar la velocidad del viento a la altura de buje, así como la producción anual y el factor de capacidad con solo introducir las coordenadas donde se situará el aerogenerador y el tipo del mismo, tal y como se refleja en la ilustración 52.

Mediante esta herramienta se obtiene que la velocidad media varía entre los 9 y 13 m/s para los emplazamientos con mayores velocidades.



The screenshot shows the 'Recurso Eólico de Canarias' web application interface. At the top, there are logos for 'itc INSTITUTO TECNOLÓGICO DE CANARIAS' and 'Gobierno de Canarias'. The main heading is 'Recurso Eólico de Canarias' followed by the subtitle 'Estimación de la Energía producida por un Aerogenerador'. Below this, there are input fields for 'Posición (UTM)' with 'X =' and 'Y =' labels. The 'X =' field contains the value '289950' and the 'Y =' field contains '3109650'. Below the input fields is a summary table of parameters:

Coord X (UTM):	289950
Coord Y (UTM):	3109650
Tomo detalle numérico:	GomeraTenerife2.pdf
Aerogenerador:	VESTAS V80
Altura:	67 m
Cte K de Weibull (67 m):	1.91675
Velocidad viento (67 m):	13.1 m/s
Dirección predominante del viento:	N

Ilustración 47: Página de estimación de recurso eólico del Instituto Tecnológico Canario. [5]

Para velocidades tan altas de viento conviene utilizar un aerogenerador clase I, más robusto, que proporcione una vida útil adecuada para esas condiciones y reduzca las labores de mantenimiento en comparación con una clase II o III, aunque se penalice en pequeña medida la producción (ilustración 53).

Dentro de las opciones que proporciona el programa informático WASP, el aerogenerador de Vestas V80 se ha considerado como la mejor opción para este proyecto y estas condiciones, ya que es de clase I, como se observa en la ilustración 52.

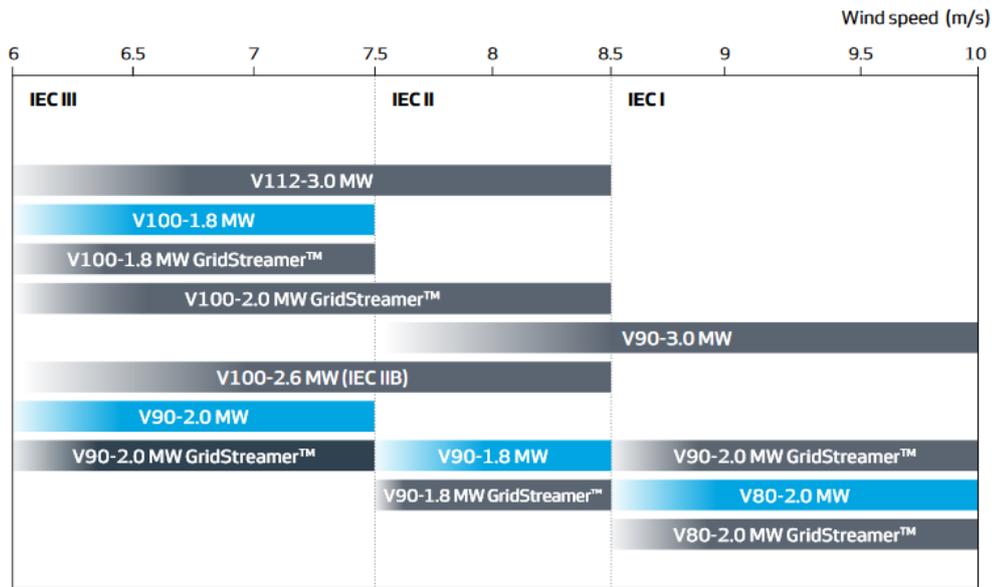


Ilustración 48: Modelos de aerogeneradores de Vestas según su clase. [13]

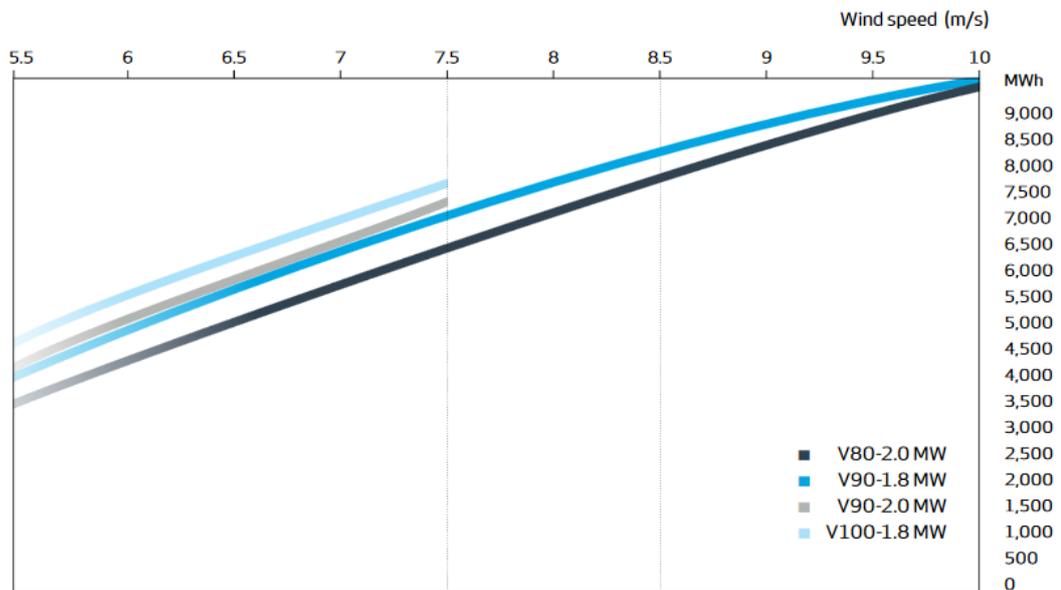


Ilustración 49: Producción de los principales tipos de aerogeneradores Vestas en función de la velocidad del viento incidente. [13]

Una vez seleccionado el tipo de aerogenerador, se toma su curva de potencia y se adecúa a la potencia eólica total instalada en La Palma (7 MW).

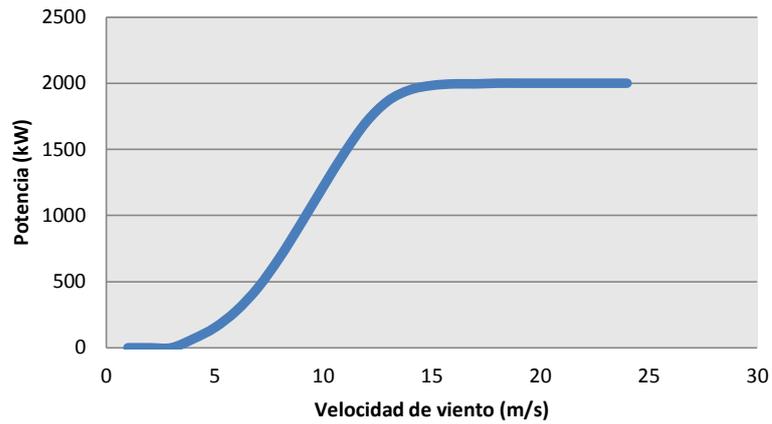


Ilustración 50: Curva de potencia del aerogenerador V80 de 2 MW. [13]

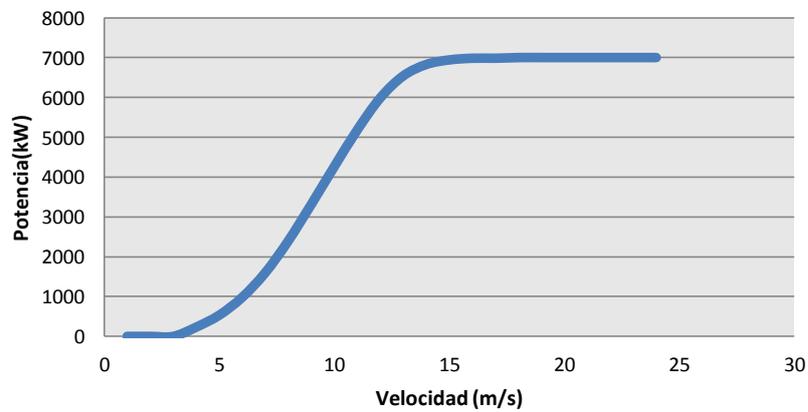


Ilustración 51: Curva de potencia adecuada a la potencia eólica instalada de La Palma

Una vez obtenida la curva de potencia del aerogenerador equivalente, se calcula la función inversa de la curva de potencia de este aerogenerador, mostrada en la gráfica anterior, de forma que permita obtener los valores de velocidad de viento equivalente a partir de los valores de producción diezminutales de La Palma, que son de los que se dispone, tal y como se muestra en la ilustración 8.

Para realizar el mejor ajuste posible, que proporcione valores de R^2 más altos es necesario dividir la curva en tres tramos y encontrar una función para cada uno de ellos.

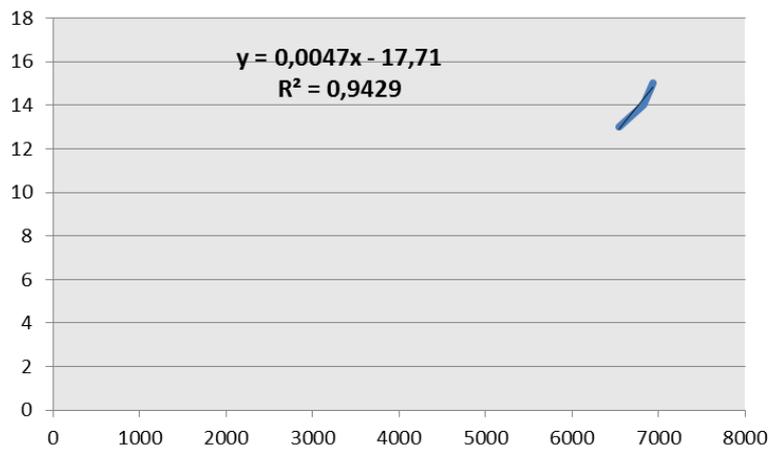
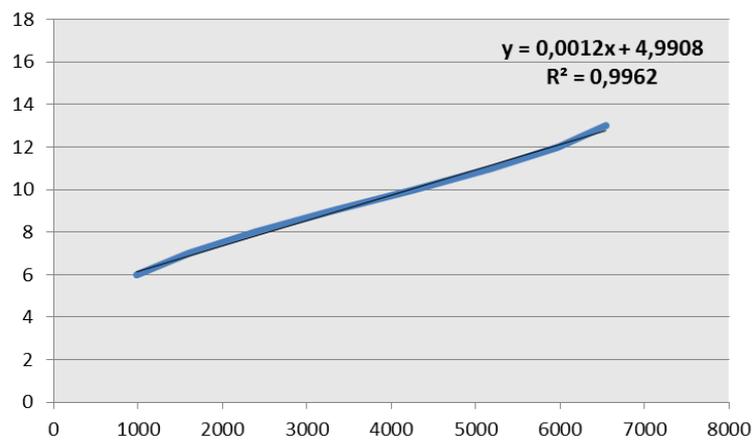
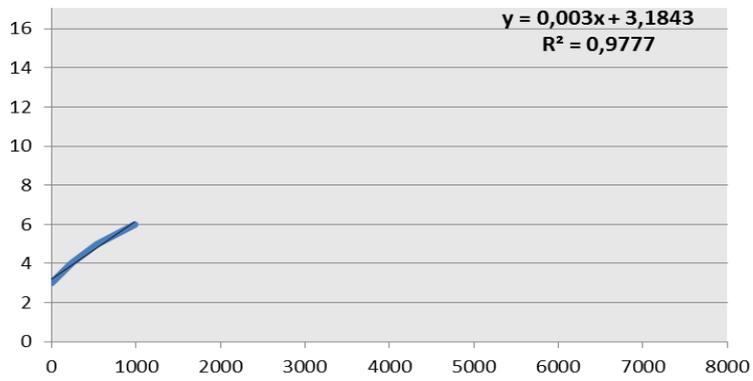
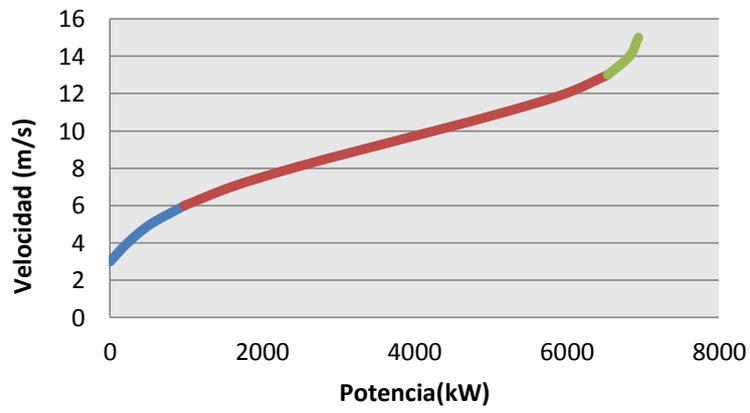


Ilustración 52: Ajuste por tramos de la curva de potencia invertida de la V80.

En la tabla 12 se muestran algunos ejemplos de velocidades calculadas a partir de la producción en La Palma mediante las funciones obtenidas previamente.

Tabla 11: Ejemplo de velocidades de viento obtenidas a partir de la producción eólica de La Palma para el día 1 de Enero de 2015.

Fecha	Hora	Eólica(MW)	Eólica(KW)	Velocidad
01/01/2015	0:00:00	2,9	2900	8,4708
01/01/2015	0:10:00	2,9	2900	8,4708
01/01/2015	0:20:00	3,3	3300	8,9508
01/01/2015	0:30:00	3,8	3800	9,5508
01/01/2015	0:40:00	3,5	3500	9,1908
01/01/2015	0:50:00	1,9	1900	7,2708
01/01/2015	1:00:00	1,6	1600	6,9108
01/01/2015	1:10:00	1,9	1900	7,2708
01/01/2015	1:20:00	1,1	1100	6,3108
01/01/2015	1:30:00	1,2	1200	6,4308
01/01/2015	1:40:00	0,5	500	4,6843
01/01/2015	1:50:00	0	0	3,1843

Mediante este método obtenemos una serie anual de medidas dieminutales de velocidades de viento.

-Dirección de viento:

La dirección del viento es un parámetro fundamental a la hora de construir la rosa de vientos y determinar la orientación de los aerogeneradores para, de esta manera, maximizar la producción.

Se requieren datos dieminutales y que se correspondan a los de velocidad, por lo tanto, de 2015. Para ello, se recurre a la estación meteorológica de Las Galanas, en San Sebastián de La Gomera, que proporciona los datos de dirección horarios, así como los de velocidad. Los de velocidad, al ser horarios, no son válidos, pero los de dirección se pueden utilizar transformándolos a dieminutales, basándonos en la suposición de que la dirección no variará durante esa hora.

Un extracto de estos datos se puede observar en la tabla 13.

Tabla 12: Ejemplo de datos de dirección de viento para el 1 de enero de 2015. [14]

	Fecha	Hora	Dirección
1	01/01/2015	0:00:00	262
2	01/01/2015	0:10:00	262
3	01/01/2015	0:20:00	262
4	01/01/2015	0:30:00	262
5	01/01/2015	0:40:00	262
6	01/01/2015	0:50:00	262
7	01/01/2015	1:00:00	254
8	01/01/2015	1:10:00	254
9	01/01/2015	1:20:00	254
10	01/01/2015	1:30:00	254
11	01/01/2015	1:40:00	254
12	01/01/2015	1:50:00	254
13	01/01/2015	2:00:00	273

- Densidad del aire:

Se ha tomado como valor de la densidad del aire a la altura del buje de los aerogeneradores en el emplazamiento de San Sebastián de la Gomera: 1,135Kg /m³, a una altitud de 581. [10]

-Rugosidad:

Para la rugosidad se ha tomado el valor medio del que proporcionan los datos del Instituto Tecnológico Canario, es decir un valor de 0,15 metros.



Ilustración 53: Valores de rugosidad para el emplazamiento del parque eólico. [7]

5.1.3. Simulación.

Para la configuración del parque eólico se ha utilizado el programa WASP 10.0 desarrollado por Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark. Con él se obtiene un Atlas de vientos en nuestra zona de estudio, cuya información permitirá tomar decisiones de proyecto en el posicionamiento de los aerogeneradores y la posterior evaluación de su producción energética.

Se ha utilizado un mapa de curvas de nivel de la isla de La Gomera. Se ha considerado una torre de medida ficticia, a la que se ha aplicado unas coordenadas (las de la estación meteorológica de San Sebastián de La Gomera), una altura (80 m), y una serie sintética de datos construida a partir de los parámetros de distribución de velocidades y dirección del viento para el año 2015 obtenidos en el apartado anterior.

Con los datos de viento registrados en la estación de medición se hace una modelización del campo de vientos en la zona donde se ubicará el parque eólico. El programa extrapola las medidas llevadas a cabo durante el citado periodo anual a otros puntos de la región y a otros niveles (extrapolación horizontal y vertical).

Uno de los parámetros importantes que nos proporciona el resultado de la simulación es la rosa de vientos. En la rosa se observa que hay una dirección predominante del viento, dirección noroeste lo que facilitará la localización y orientación de los aerogeneradores.

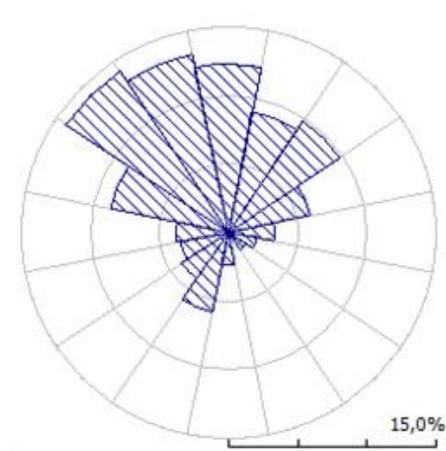


Ilustración 54: Rosa de vientos de 16 sectores para la torre de medición ficticia.

La distribución de velocidades (Weibull) que resulta de este método es muy atípica y no representativa, ya que los datos han sido obtenidos directamente según la potencia generada original.

5.1.4. Configuración del parque eólico.

Utilizaremos el aerogenerador Vestas V80. A la hora de situar los aerogeneradores, nos decantamos con las zonas de mayor potencial eólico, dentro de la zona identificada por el Plan de Ordenación, a una altura aproximada de entre 500 y 450 metros sobre el nivel del mar.

La mejor disposición consiste en separar las turbinas lo máximo posible en la dirección del viento dominante (N-NO) y disponer el número máximo en la dirección perpendicular (ilustración 9), debido al efecto estela de los aerogeneradores. Para minimizar el efecto estela, se han colocado con una disposición en serie, espaciados 3 diámetros entre ellos. Se han aplicado criterios restrictivos como distancia mínima a viviendas, carretera, red de transporte de energía y pendiente del terreno.

Como norma general, la separación entre turbinas en un parque eólico es de 3 a 5 diámetros de rotor en la dirección perpendicular.

Se ha querido minimizar el efecto estela con la disposición (ver ilustración 61), aunque eso repercute en mayores costes de cableado, de manera que podamos maximizar la producción de energía. Para minimizar dicho efecto, se han colocado con una disposición en serie, espaciados 3 diámetros. Se han aplicado criterios restrictivos como distancia mínima a viviendas, carretera, red de transporte de energía y pendiente del terreno.

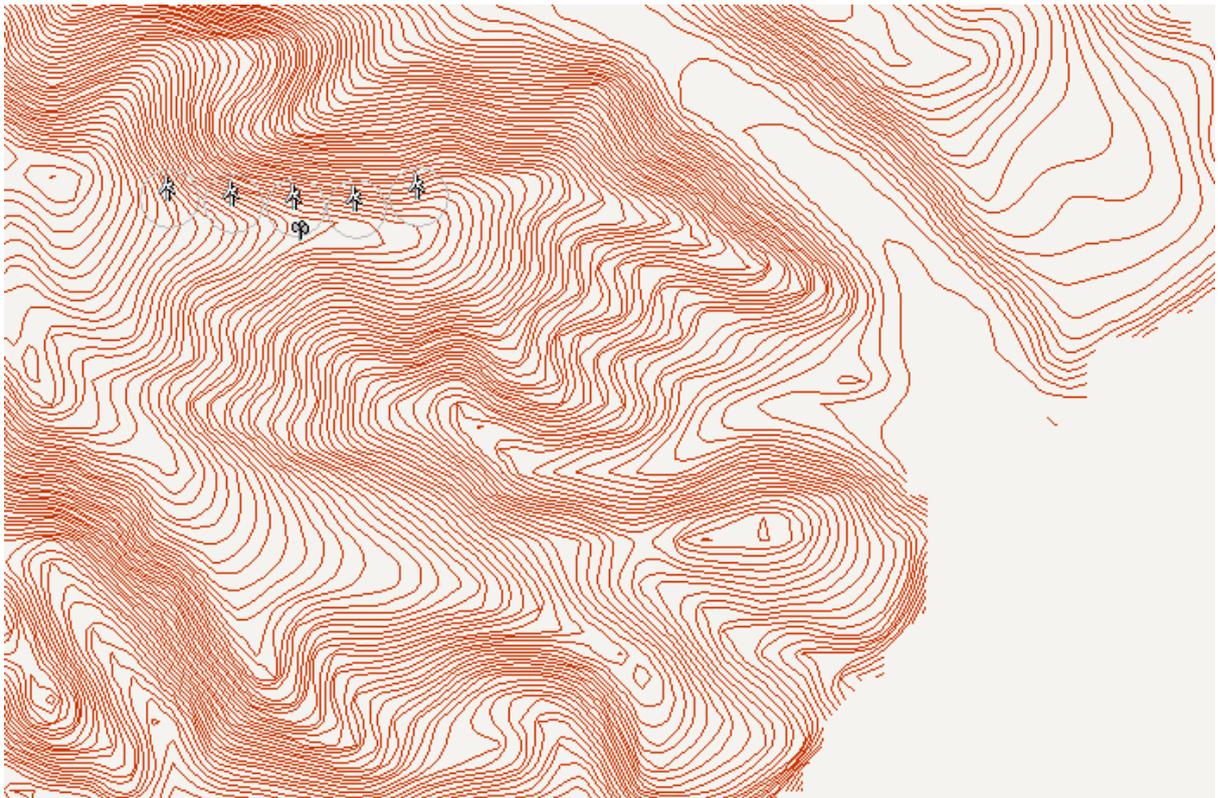
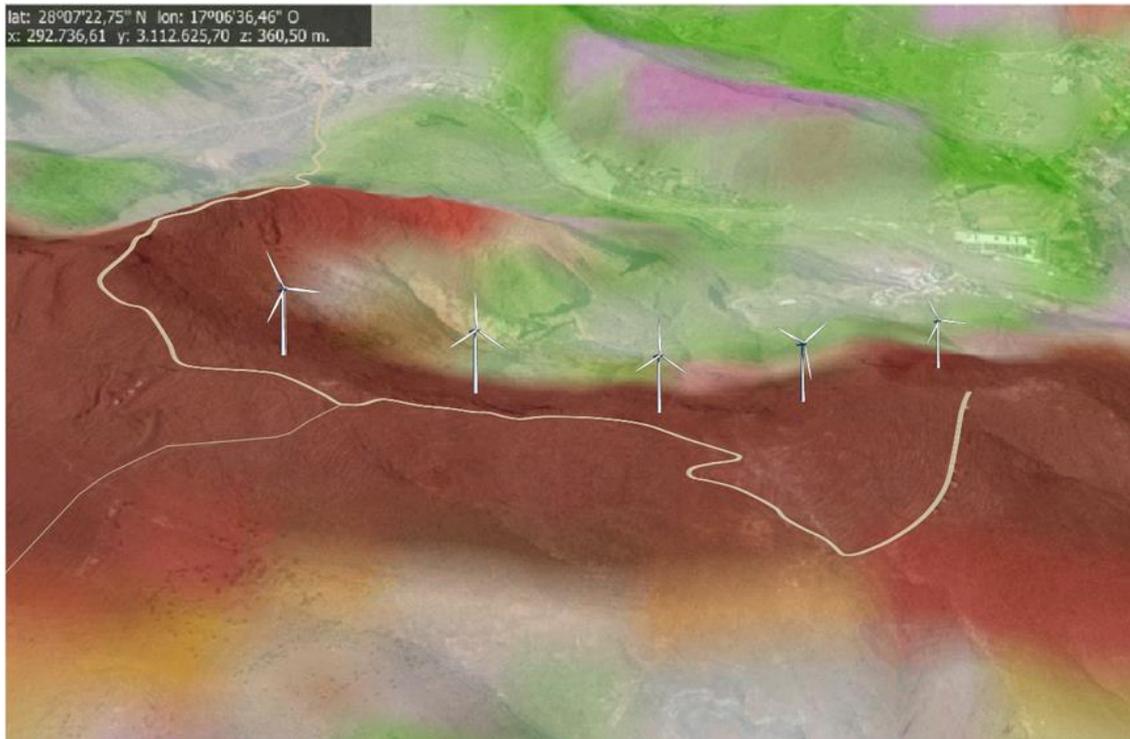


Ilustración 55: Situación general del parque eólico



Ilustración 56: Situación de los aerogeneradores, distanciados 3 diámetros.

Como se observa en la ilustración 62 los 5 aerogeneradores se sitúan en las zonas de mayor recurso eólico, con una velocidad media de 9,0 – 9,5 m/s (a 60 m de altura)



☐ **Recurso Eólico a 60 m.**

☐	< 19.8 Km/h; < 5.5 m/s
☐	19.8 - 21.6 Km/h; 5.5 - 6.0 m/s
☐	21.6 - 23.3 Km/h; 6.0 - 6.5 m/s
☐	23.3 - 25.3 Km/h; 6.5 - 7.0 m/s
☐	25.3 - 27.0 Km/h; 7.0 - 7.5 m/s
☐	27.0 - 28.8 Km/h; 7.5 - 8.0 m/s
☐	28.8 - 30.6 Km/h; 8.0 - 8.5 m/s
☐	30.6 - 32.3 Km/h; 8.5 - 9.0 m/s
☐	32.3 - 34.4 Km/h; 9.0 - 9.5 m/s
☐	> 34.3 Km/h; > 9.5 m/s

Ilustración 57: Recurso eólico a 60 metros en la situación del parque eólico. [7]

5.1.5. Producción del parque

Una vez introducidos los datos de viento y posicionados los aerogeneradores de forma que minimicen el efecto estela, podemos estimar la producción anual del parque.

WASP permite calcular la producción de cada aerogenerador como la suma de las producciones estimadas para cada sector. Una vez que se cuenta con la curva de potencia del aerogenerador (introducida como dato de partida) y la función de densidad de probabilidad de la velocidad del viento a la altura del buje en la posición del aerogenerador (calculado por WASP), la producción puede ser estimada.

WASP también determina las pérdidas debidas al efecto estela, pudiendo afectar a otros aerogeneradores del parque.

Tabla 13: Distribución de producciones y efectos estela para los distintos aerogeneradores.

Aero	Coordenadas	Altura s.n.m (m)	Altura de buje (m)	Producción neta (GWh)	Pérdidas por efecto estela (%)
1	(289260,6, 3109729,0)	571,87	67	7,743	2,73
2	(289993,3, 3109701,0)	505,17	67	6,523	5,72
3	(290237,4, 3109737,0)	464,66	67	6,180	5,71
4	(289993,3, 3109701,0)	448,36	67	6,525	6,22
5	(290237,4, 3109737,0)	421,66	67	6,954	3,00

Teniendo en cuenta que la potencia del parque es de 10 MW (5 turbinas X 2 MW), se obtienen unas horas equivalentes de **3392,4 h**.

Es necesario comentar que al obtener los datos de viento de forma indirecta a través de la producción de La Palma, las pérdidas se encuentran implícitas en los propios datos de viento, por lo que la producción obtenida es la neta.

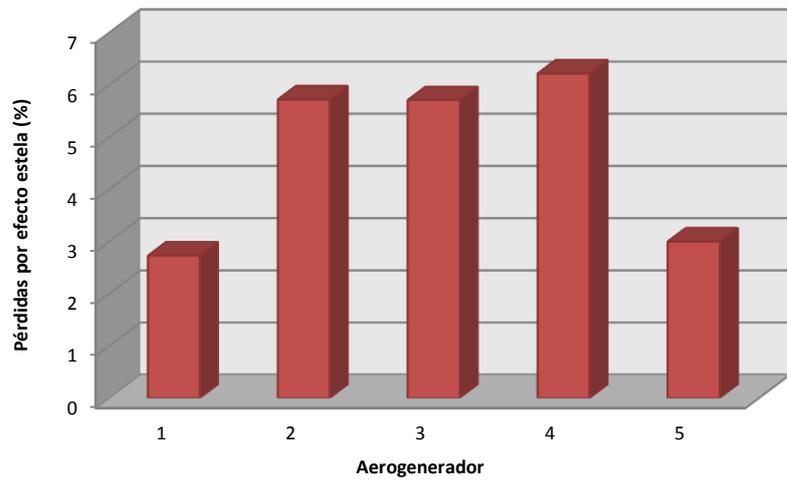
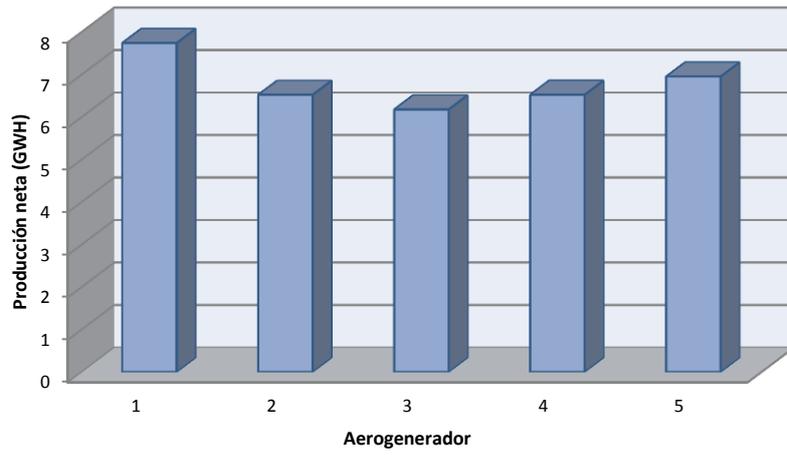


Ilustración 58: Producción y efecto estela de los aerogeneradores.

5.1.6. Esquema unifilar y esquema de la instalación.

Una vez calculado y dimensionado el cableado, tipo de turbina y el tipo de celda, se ha decidido que el parque eólico presente la siguiente configuración ya que se adapta mejor a los requisitos técnicos y orográficos del lugar.

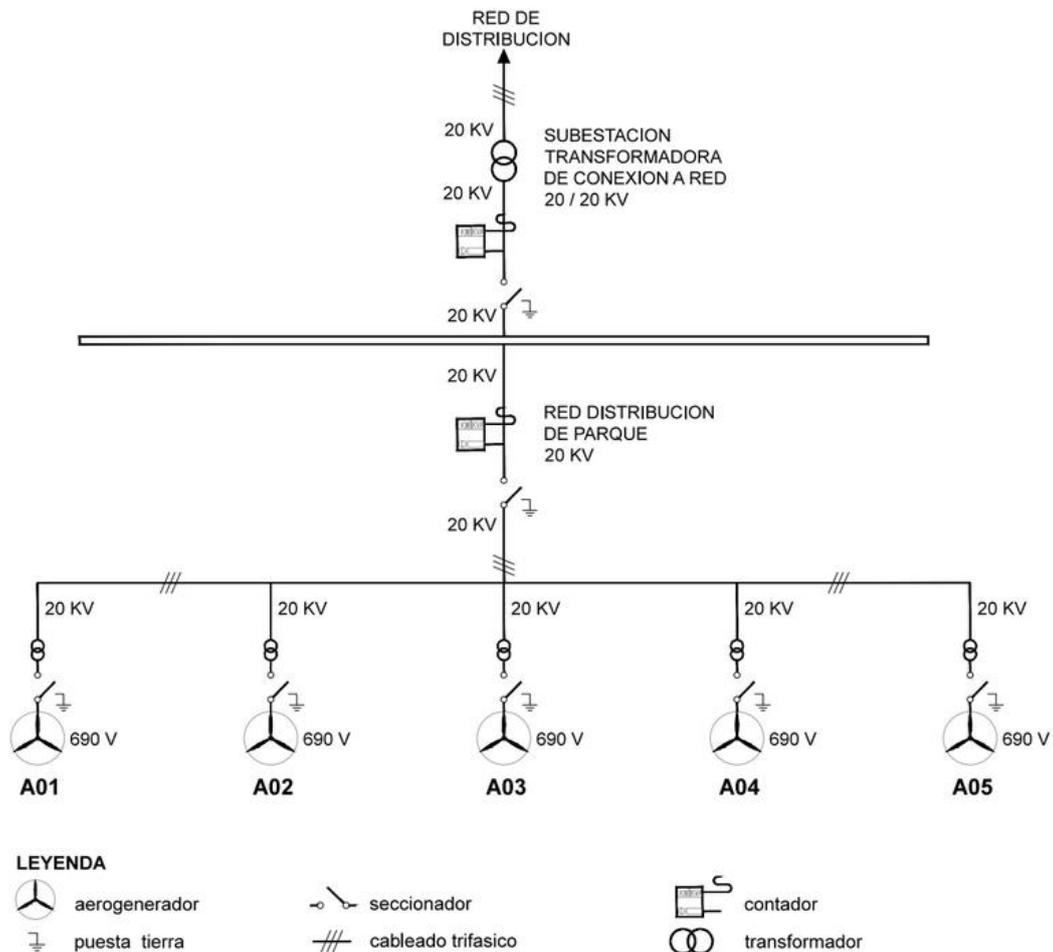


Ilustración 59: Esquema unifilar del parque eólico.

Los aerogeneradores generan a una tensión de 690V y están conectados entre sí por una red de distribución interior de parque de 20 KV. Al encontrarnos a tan sólo 2.40 km de la subestación eléctrica de El Palmar en San Sebastián, no será necesario elevar la tensión y por tanto no es necesario construir una subestación de parque, sino que la conexión se hará directamente a la subestación de El Palmar, como refleja la ilustración 67.

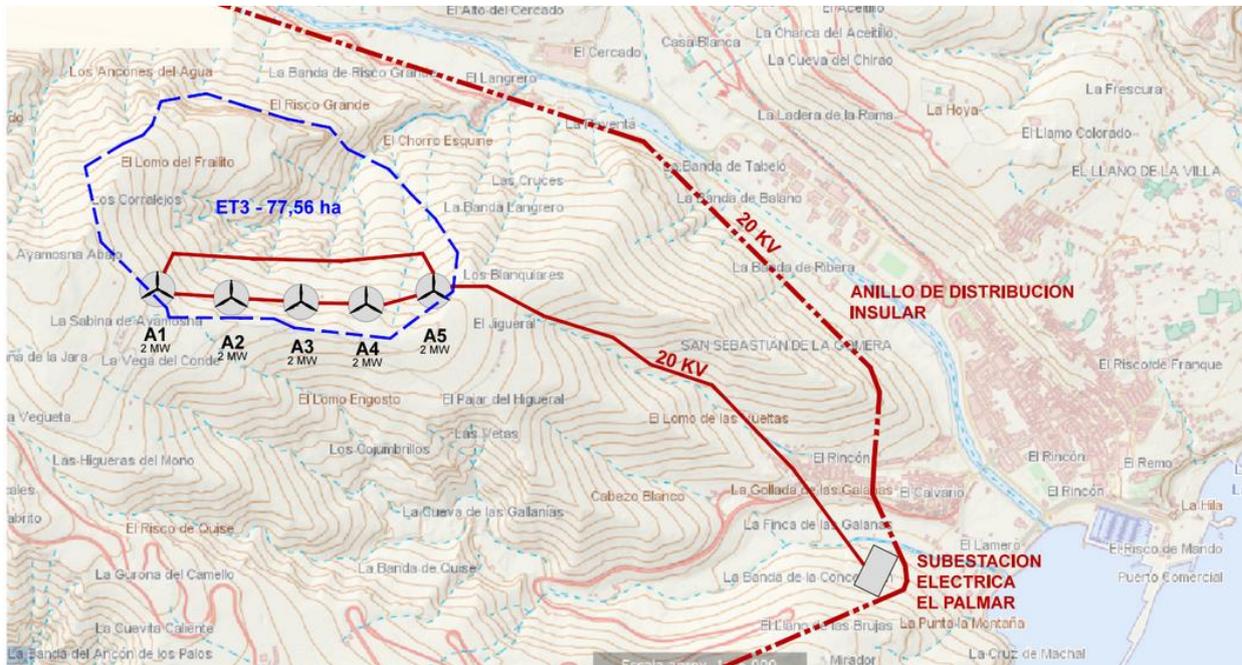
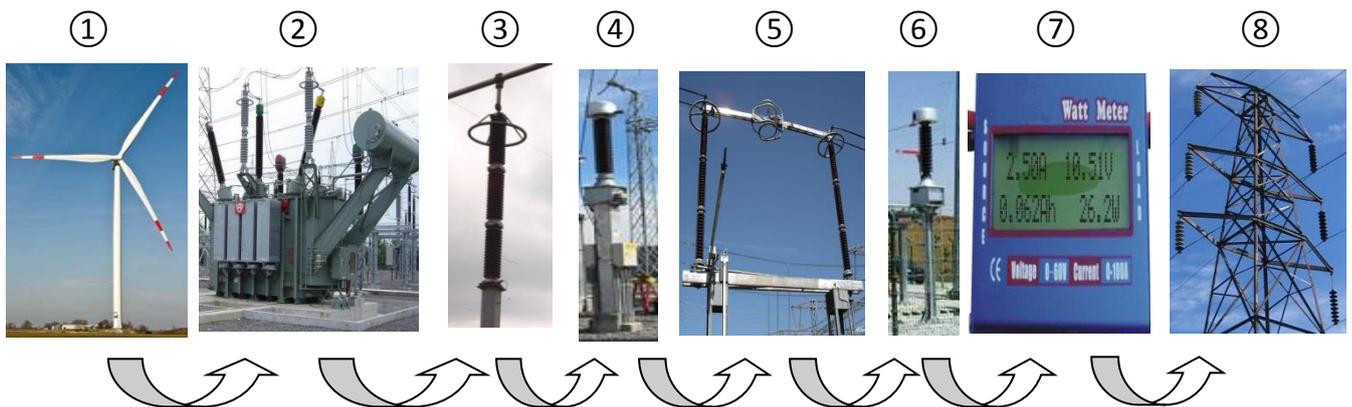


Ilustración 60: Conexión del parque eólico a la subestación de El Palmar.

La conexión con la subestación de El Palmar se realizará de manera subterránea, ya que de esta manera protegeremos el cableado de las inclemencias del tiempo y a la vez estaremos minimizando el impacto visual del parque. La subestación nos permitirá conectarnos al anillo de distribución insular de La Gomera y adecuar la energía producida a las exigencias de calidad a partir de la siguiente disposición de elementos:



- ① Aerogenerador
- ② Transformador de potencia
- ③ Pararrayos
- ④ Transformador de intensidad
- ⑤ Seccionador
- ⑥ Transformador de tensión
- ⑦ Equipos de medida
- ⑧ Red de transpo

5.2. Parque fotovoltaico:

5.2.1. Evaluación de emplazamientos y selección.

El Plan Territorial Especial de Ordenación de Infraestructuras Energéticas de la isla de La Gomera (PIOG) delimita los territorios en los que se pueden instalar infraestructuras energéticas de generación, tanto convencional como no convencional y sistemas de almacenamiento. El objetivo del plan es garantizar la producción, transformación, acumulación, transporte y distribución de energía, incluyendo las instalaciones y equipos complementarios para su correcto funcionamiento y seguridad con la finalidad de asegurar el suministro energético en un marco de desarrollo sostenible en el que se compatibilicen la cobertura de las necesidades con el respeto al medio ambiente.

La ilustración muestra las zonas que delimita el Plan de Ordenación de Infraestructuras Energéticas, en color amarillo vemos las zonas dedicadas a la generación fotovoltaica, en azul a la generación eólica y en verde las zonas apropiadas para establecer infraestructuras de bombeo.

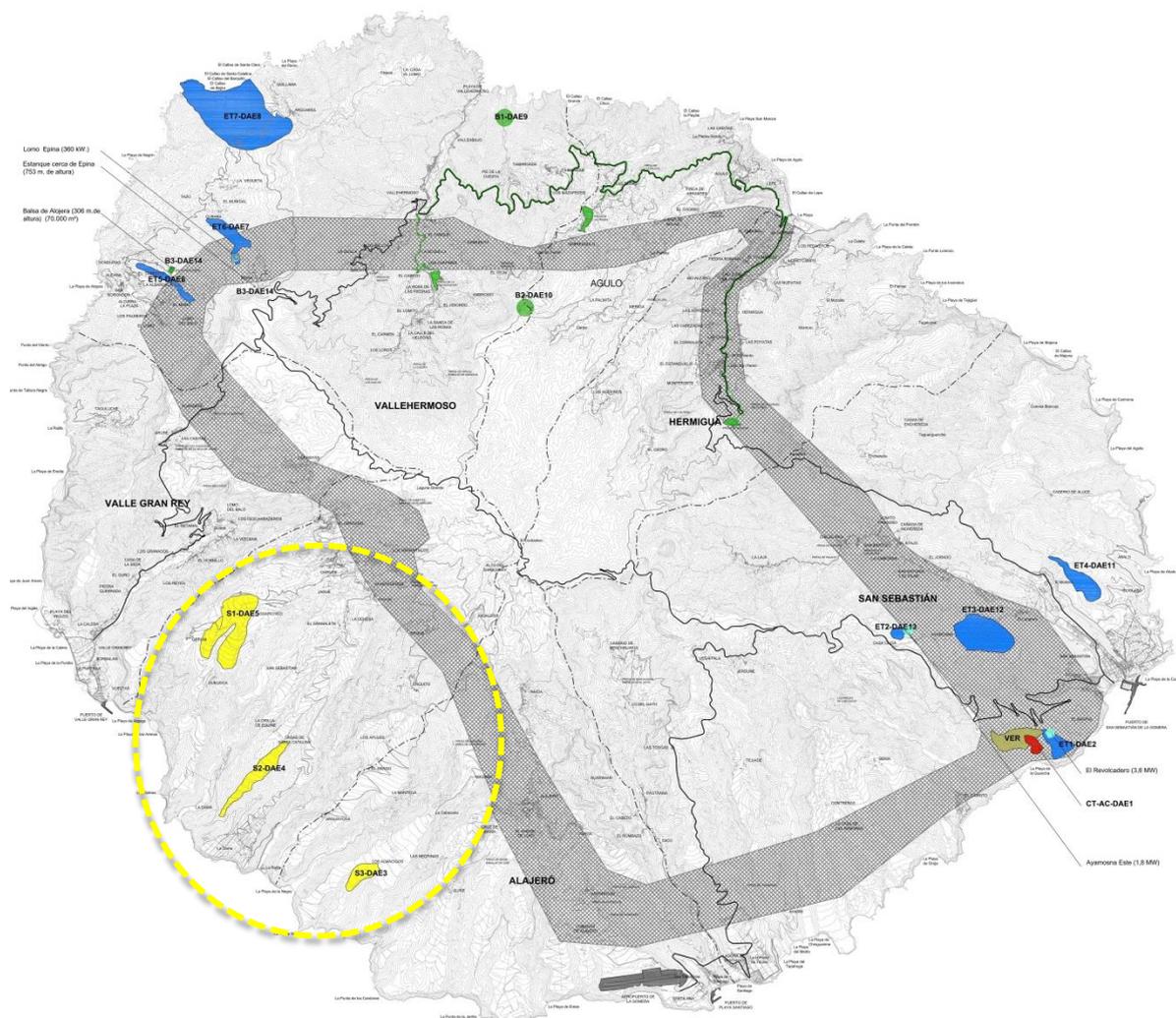


Ilustración 61: Zonas delimitadas para la construcción de parques eólicos, huertas fotovoltaicas o centrales de bombeo. Resalto de las zonas destinadas a huertas fotovoltaicas. [11]

Se han previsto tres zonas para la instalación de huertas fotovoltaicas, ya que al igual que en el caso de la eólica, la ordenación evitará que se desperdicie territorio y recurso, reduciendo la capacidad especificada para la misma. Para determinar la capacidad de los terrenos se ha adoptado el ratio de que para la producción de un megavatio se necesitan 3 hectáreas.

A continuación se presenta una tabla resumen con las distintas zonas seleccionadas, y sus características principales:

Tabla 14: Descripción de los emplazamientos designados por la memoria de ordenación de La Gomera.

Zonas fotovoltaica	Potencia (W)*	Superficie ha	Municipio	Localidad
S1-DAE5	34,3	103,10	Vallehermoso	Guarchico
S2-DAE4	14,6	43,87	Vallehermoso	La Dama
S3-DAE3	7,3	22,05	Alajeró	Los Almácigos

En las siguientes páginas se describen cada una de las “zonas fotovoltaicas” desde el punto de vista de la geomorfología, recurso, superficie total, accesibilidad, cercanía a red, potencia instalable y otras características técnicas e impacto ambiental.

A continuación se detallan más en profundidad y gráficamente los factores más relevantes para tomar la decisión.

1) Recurso fotovoltaico:

Al analizar el recurso solar de toda la isla observamos que las 3 delimitadas en la memoria de ordenación de la Gomera tienen el mismo recurso 5,83 kWh/m²/día y por tanto el mismo potencial fotovoltaico. Esto se observa en la ilustración 77.

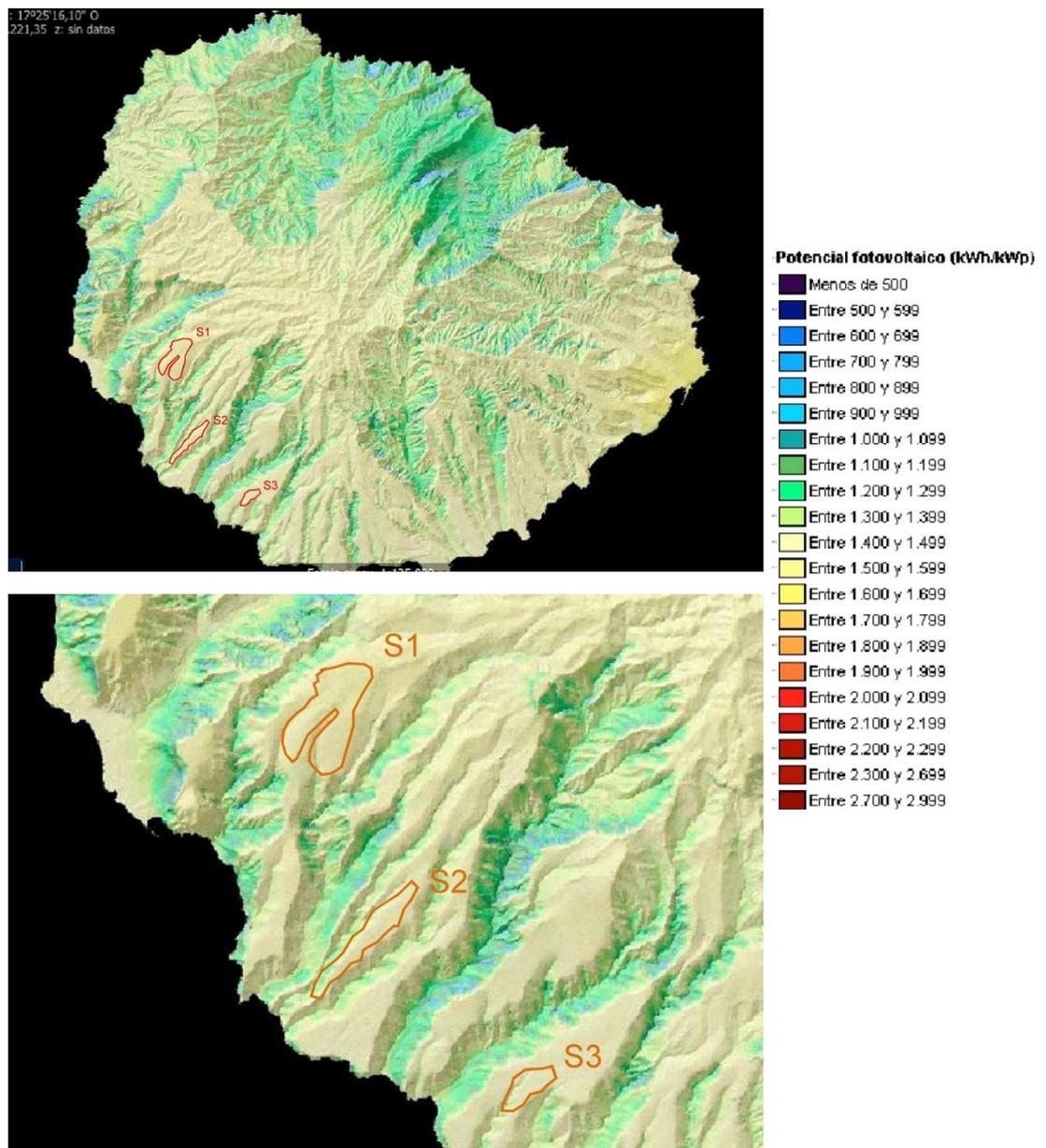


Ilustración 62: Recurso solar en la isla de La Gomera y en los emplazamientos destinados a huertas fotovoltaicas. [7]

2) Pendiente.

Observamos en la ilustración 78 que las pendientes en todas las zonas son suaves, no llegan a superar el 16% y en cualquier caso no es necesario hacer desbroce y allanamiento para la adecuación del terreno en ningunas de las zonas

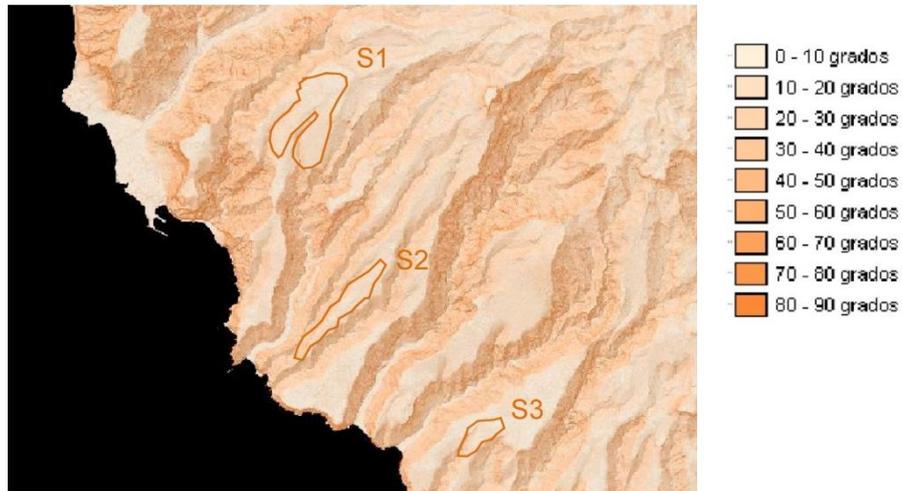


Ilustración 63: Distribución de pendientes para los emplazamientos destinados a huertas fotovoltaicas. [7]

3) Cercanía a la red eléctrica.

En cuanto a la cercanía a red, el emplazamiento S1 es el más cercano, tal y como se aprecia en la ilustración 79. Se encuentra a 2,70 km del anillo insular de distribución. No existe una subestación cercana, por lo que es necesario construirla.

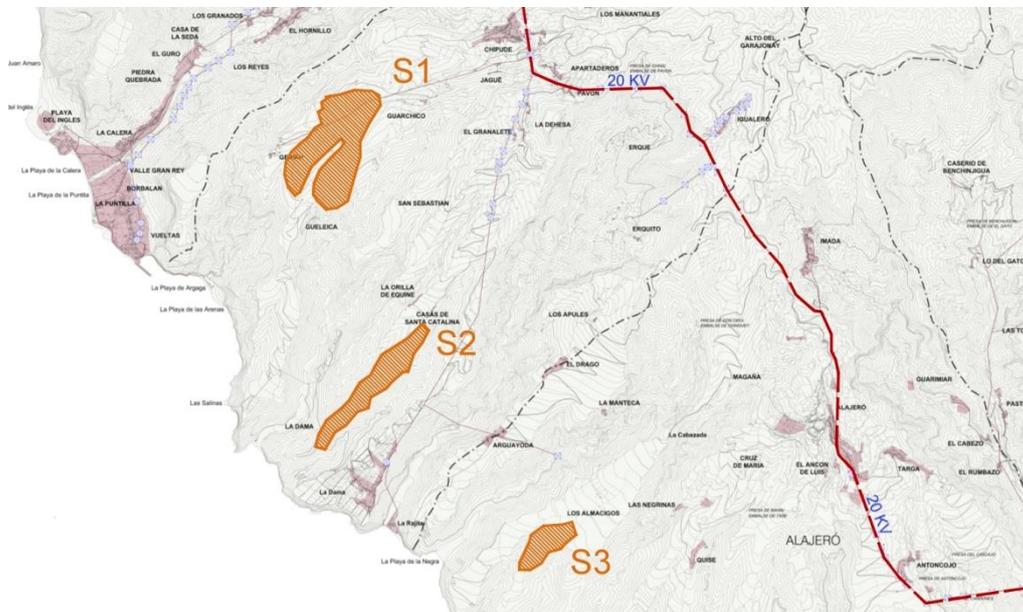


Tabla 15: Comparativa de los distintos factores para los distintos emplazamientos posibles.

	S1	S2	S3
Radiación	5,83 kWh/m ² /día	5,83 kWh/m ² /día	5,83 kWh/m ² /día
Superficie	103,10 ha	43,87 ha	22,05 ha
Distancia a red	2,70 km	3,80 km	4,43 km
Accesibilidad	BUENA	MEDIA	MALA
Pendiente	SUAVE	SUAVE	SUAVE
Impacto ambiental	MEDIO	MEDIO	MEDIO

En conclusión, la zona seleccionada para la producción fotovoltaica es el emplazamiento **S1**, es la que tiene mayor superficie y la que más cerca de red esta. El recurso y las pendientes no son factores determinantes, ya que es similar para todas las zonas.

-Posicionamiento del sistema:

Como se vio previamente, a partir de las simulaciones realizadas para el Caso óptimo, la instalación debe tener una potencia fotovoltaica instalada de 20 MW.

El diseño de un sistema fotovoltaico de conexión a red sobre suelo tiene como objetivo maximizar la producción energética anual del sistema con el menor coste y la menor ocupación de terreno posibles. Por este motivo, la inclinación de los módulos respecto a la horizontal se obtendrá mediante la ecuación siguiente, que proporciona el ángulo óptimo.

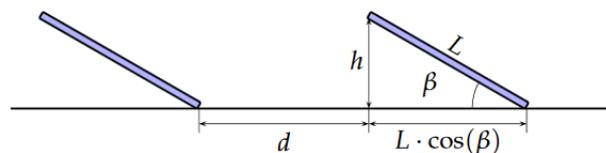
$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69 \cdot |\phi|$$

Mediante la misma, se obtiene una inclinación de 25 °. Se encuentra por encima de los 15 °, por lo que permite la autolimpieza de los módulos mediante la lluvia.

Se ha optado por una orientación de 0° hacia el sur, ya que así se maximiza la producción, al encontrarse situado el parque en el hemisferio norte.

Con vistas a maximizar la producción anual, es de uso común respetar un mínimo de 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno libre de sombras. La distancia mínima entre paneles que permite 4 horas libres de sombra alrededor del mediodía es:

$$d_{min} = \frac{h}{\tan(61^\circ - |\phi|)}$$



Donde la altura del panel sobre el suelo (h) se puede calcular mediante trigonometría.

Se obtiene una distancia mínima entre paneles de 1,06 metros.

El Ratio de Ocupación de Terreno (ROT, o Ground Requirement Ratio, GRR) es la relación entre el área de terreno necesaria para ubicar un generador de un área determinada para obtener el factor de sombras⁹ requerido o FS, definido como la relación entre el área del generador afectada por sombras y el área total. Es posible calcular este ratio mediante la siguiente ecuación:

$$ROT = \frac{A_T}{A_G} = \frac{d + L \cdot \cos(\beta)}{L}$$

En este caso, se obtiene un ROT=1,56. Al tener una gran cantidad de superficie, se establecerá un ROT=2 para cumplir con creces dicho objetivo y también porque es el valor que habitualmente se utiliza para sistemas estáticos.

⁹ Suele considerarse aceptable un factor de sombras anual con valores comprendidos entre el 2 y el 4 %.

-Configuración eléctrica del generador:

El acoplamiento entre un generador fotovoltaico y un inversor implica elegir el número de módulos que componen cada rama y el número de ramas que compone el generador. El número de módulos en cada rama determinará el rango de tensiones que entregará el generador, mientras que el número de ramas impondrá el valor máximo de corriente que el generador es capaz de proporcionar.

El inversor está diseñado para soportar una tensión máxima en la entrada. Superarla puede conllevar la avería del equipo. Por lo tanto, la tensión de circuito abierto del generador debe ser inferior a la máxima soportable por el inversor.

$$V_{ocG}(G = 200 \frac{W}{m^2}, T_a = -10^\circ C) < V_{max,inv}$$

Por tanto, el número máximo de módulos que se pueden conectar en serie es:

$$N_{sMAX} = \frac{V_{max,inv}}{V_{ocM}(G = 200 \frac{W}{m^2}, T_a = -10^\circ C)}$$

Para ello, es necesario calcular la tensión de circuito abierto del módulo para las condiciones extremas de $-10^\circ C$, sabiendo que la tensión de circuito abierto se ve afectada por la temperatura de forma inversamente proporcional. Esta temperatura normalmente no se va a dar en La Gomera, pero la sensibilidad de la tensión a la temperatura de célula es baja, por lo que no es necesario dedicar mucha precisión a la elección de este valor.

$$V_{oc} = V_{oc}^* + (T_c - T_{amb}) * \frac{dV_{oc}}{dt}$$

La temperatura de la célula (T_c) se calcula con la siguiente ecuación:

$$T_c = T_a + G * \frac{TONC - 20}{800}$$

Para evitar pérdidas por trabajar en un punto alejado del MPP, la tensión del generador debe estar dentro del rango de tensiones donde se realiza el algoritmo de búsqueda. Para elegir el número de módulos en serie (N_{sMPP}) adecuado para este rango de tensiones es necesario calcular la tensión del generador en condiciones de funcionamiento, y cumplir la condición expresada en la ecuación :

$$V_{mppG}(G_{stc}, T_a = 25^\circ\text{C}) \in [V_{mppMIN}, V_{mppMAX}]_{INV}$$

Por tanto, el número mínimo de módulos en serie adecuado a la ventana MPP del inversor es:

$$N_{sMPP}^{min} = \frac{V_{mppMIN}}{V_{mppM}(G_{stc}, T_a = 25^\circ\text{C})}$$

mientras que el número máximo adecuado a la ventana MPP del inversor, es:

$$N_{sMPP}^{max} = \frac{V_{mppMAX}}{V_{mppM}(G_{stc}, T_a = 25^\circ\text{C})}$$

La tensión en el punto de máxima potencia del módulo a esas condiciones se obtiene a partir de la tensión de circuito abierto del módulo en dichas condiciones y en condiciones estándar, así como de la tensión en el punto de máxima potencia estándar del módulo. Se usa la hipótesis que supone el factor de forma constante para todas las condiciones.

El fabricante del inversor elige los componentes para soportar una corriente máxima admisible. En general, el inversor es capaz de autoprotgerse ante valores superiores a este umbral desplazando el punto de funcionamiento del generador fuera del MPP. No obstante, el diseñador del sistema debe elegir el número de ramas en paralelo de forma que no se supere este umbral.

$$I_{scG}^* < I_{max,INV}$$

Por tanto, el número máximo de ramas en paralelo es:

$$N_{pMAX} = \frac{I_{max,INV}}{I_{scM}^*}$$

Los resultados de estos cálculos se engloban en la tabla 23.

Tabla 16: Resultados de los cálculos de la configuración eléctrica del generador fotovoltaico.

Número máximo de módulos en serie	24
Número mínimo de módulos en serie adecuado a la ventana MPP del inversor	24
Número máximo de módulos en serie adecuado a la ventana MPP del inversor	31
Número máximo de ramas en paralelo.	221

Por tanto, el número de módulos en serie debe ser 24 y debe haber menos de 221 ramas en paralelo.

Mediante la simulación realizada con la herramienta PVsyst se obtiene una configuración conformada por 17 inversores, 24 módulos en serie y 3621 filas, por lo que se obtiene un total de 86904 módulos, que constituyen una potencia instalada de 19988 kWp. Se conectarán 213 módulos en paralelo por cada inversor, valor inferior a las 221 ramas en paralelo máximas que se podrían conectar.

La configuración del parque se esquematiza en las ilustración.

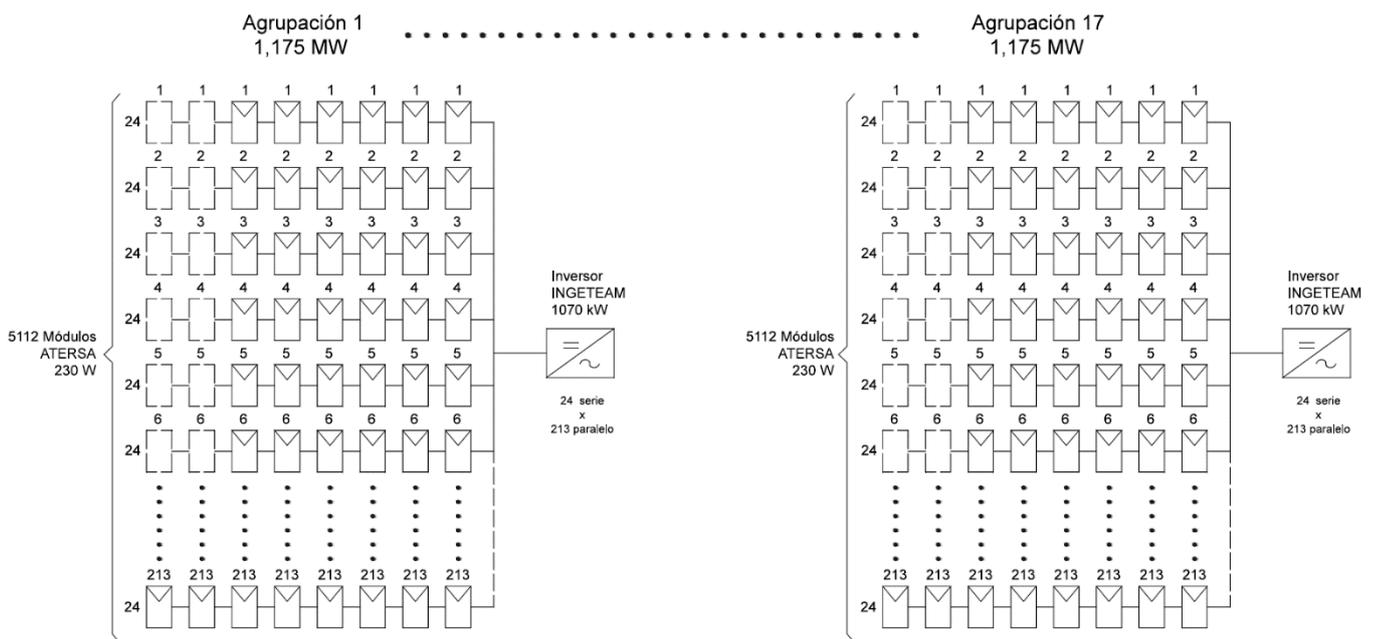


Ilustración 65: Configuración del parque fotovoltaico.

La superficie ocupada por los módulos es de 141.528 m². Con el ROT establecido en 2, la ocupación de terreno será de 283.056 m², es decir 28,31 ha. Al tener una superficie disponible de 103,10 ha, existe espacio de sobra para la instalación del parque y de la subestación.

5.2.2. Conexión a red y esquema unifilar.

Una de las ventajas del emplazamiento escogido era su cercanía a la red eléctrica de distribución de 20 kV. Debido a la distancia existente con la subestación eléctrica de El Palmar, es necesario la construcción de una subestación en el propio parque fotovoltaico. La conexión a red aparece representada en la ilustración 86.

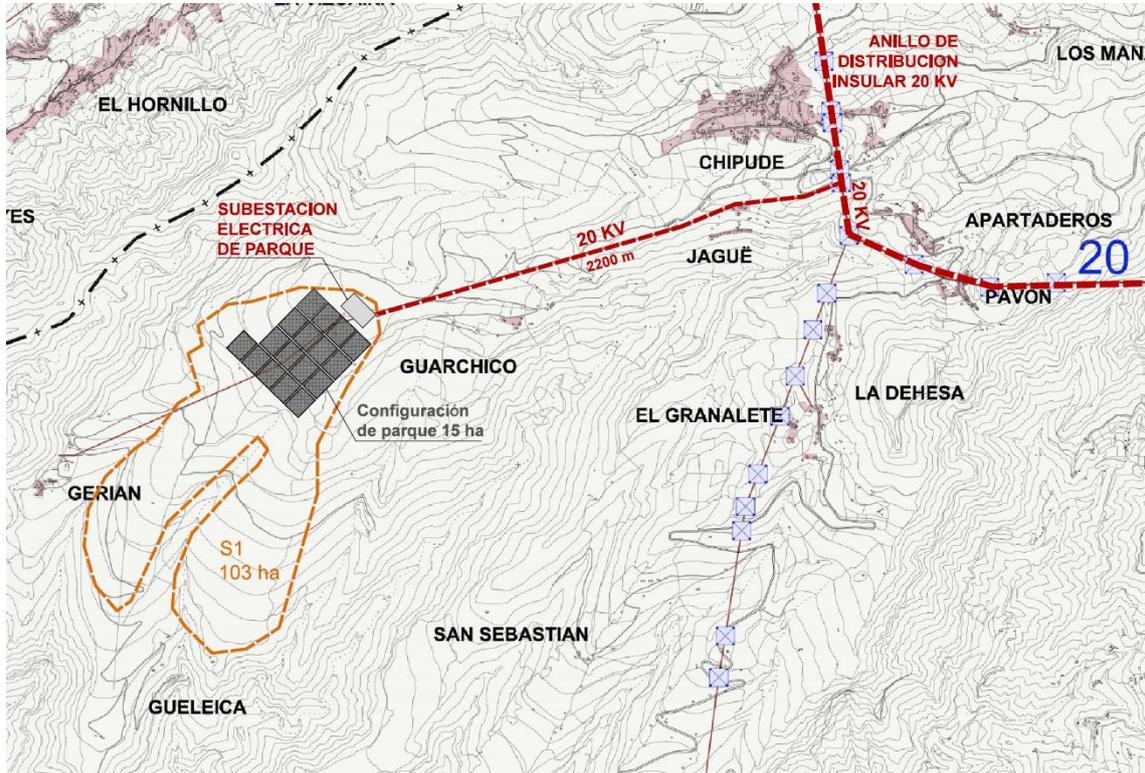


Ilustración 66: Conexión a red del parque fotovoltaico.

El esquema unifilar del parque aparece representado en la ilustración 87.

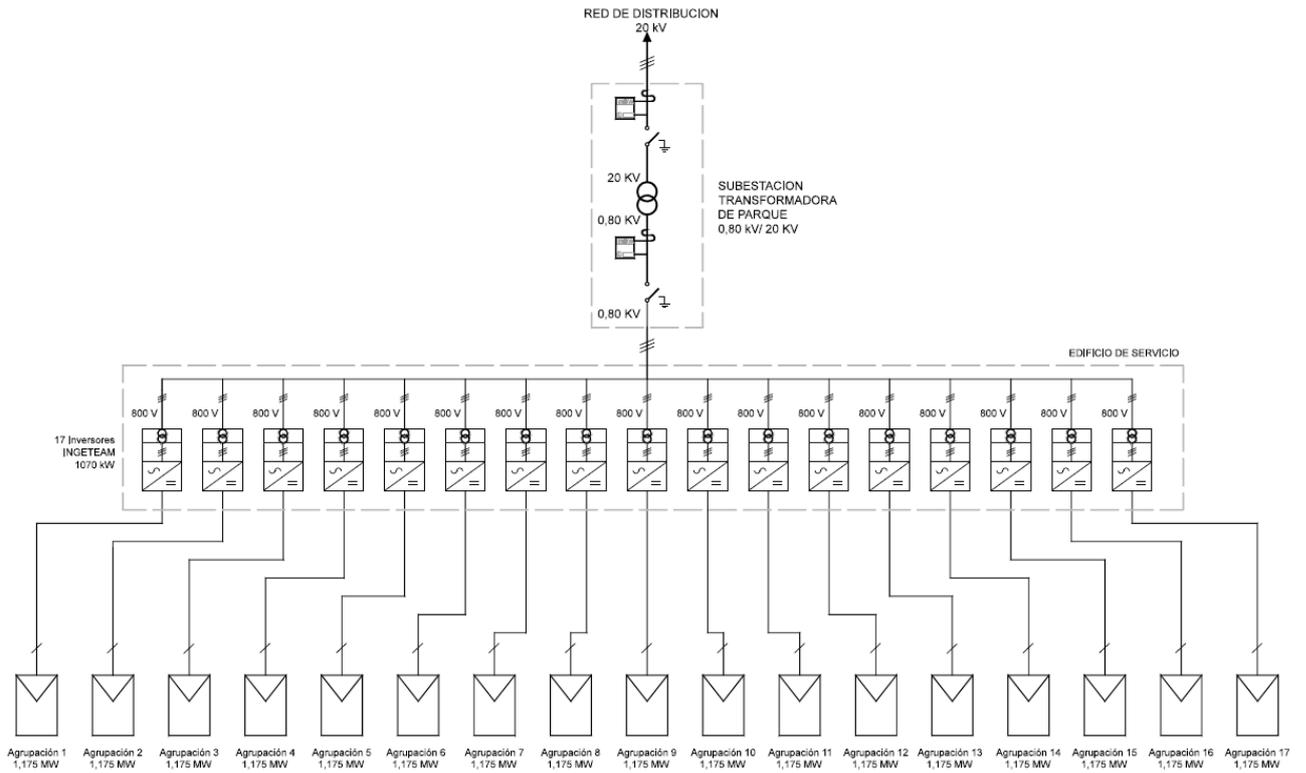


Ilustración 67: Esquema unifilar del parque fotovoltaico.

5.2.3. Simulación y resultados de producción del parque.

Con el objetivo de afinar estos resultados se recurre al software Pvsyst 6.4.6.Ink, que obtiene estos resultados de manera automática mediante la introducción de una serie de parámetros. Además proporciona la producción anual estimada del parque fotovoltaico.

En primer lugar introducimos los datos del recurso solar estimados para las coordenadas de nuestro parque, datos que proporciona el propio programa, a partir de la base de datos de MeteoNorm 7.1 (1996-2010) o la de la del satélite NASA-SEE (1983-2005).

Si comparamos las medias mensuales de radiación global diaria horizontal ($G_{d,m}(0)$), no hay diferencias significativas. Con la base de datos de Meteonorm se obtiene un valor de 5,50 Kwh/m²mes y con la de la NASA se obtiene un valor de 5,79 Kwh/m²mes. Los datos que se utilizaron para la simulación con el software HOMER se obtuvieron de la base de datos de la NASA, y proporcionaron un valor de $G_{d,m}(0)= 5,26$ Kwh/m²mes, por lo que se utilizará la base de datos de Meteonorm, que proporciona el valor que más se aproxima de forma que los resultados sean lo más coherentes posibles.

Los datos usados aparecen en la ilustración 87.

Irrad. Global kWh/m ² .día	
Enero	3.70
Febrero	4.08
Marzo	5.35
Abril	6.48
Mayo	7.34
Junio	7.60
Julio	7.46
Agosto	6.80
Septiembre	5.45
Octubre	4.65
Noviembre	3.74
Diciembre	3.26
Año	5.50

Irrad. Global kWh/m ² .mes	
Enero	114.7
Febrero	114.3
Marzo	165.7
Abril	194.5
Mayo	227.4
Junio	228.1
Julio	231.4
Agosto	210.7
Septiembre	163.6
Octubre	144.3
Noviembre	112.1
Diciembre	101.0
Año	2007.8

Ilustración 68: Datos de radiación utilizados para la simulación.

La trayectoria solar en las coordenadas del parque se refleja en la ilustración 88.

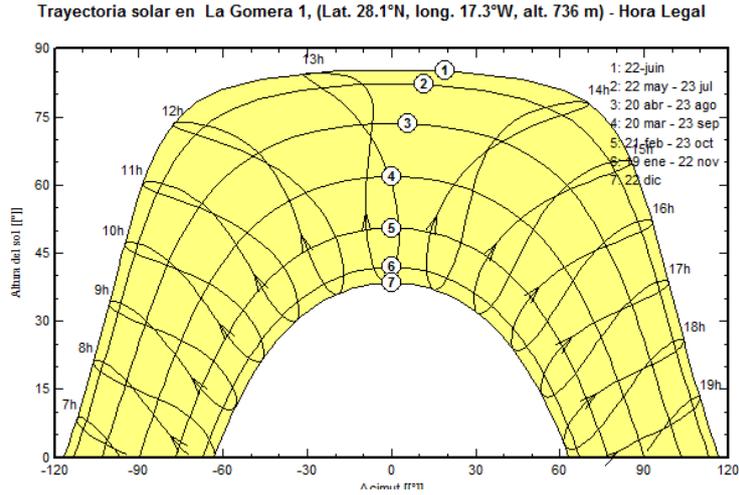


Ilustración 69: Trayectoria solar en las coordenadas del parque fotovoltaico.

Los datos de temperatura proporcionados por la base de datos de Meeonorm no resultan demasiado fiables, por lo que se utilizarán los proporcionados por la estación meteorológica de San Sebastián de la Gomera del Sistema de Información Agroclimática para el Regadío (SiAR), con datos mensuales desde el año 2000.

	Temp. °C	Temp. °C
Enero	13.5	18.3
Febrero	13.7	18.0
Marzo	15.0	18.8
Abril	14.7	19.5
Mayo	16.4	20.8
Junio	18.0	22.6
Julio	20.3	24.4
Agosto	20.9	25.3
Septiembre	20.2	24.7
Octubre	19.3	23.5
Noviembre	16.4	21.1
Diciembre	14.7	19.3
Año	16.9	21.3

Ilustración 70: Temperaturas mensuales proporcionadas por Meeonorm (izqda) y proporcionadas por la estación meteorológica de San Sebastián de La Gomera del SiAR.

Tras la selección del módulo y el inversor descritos previamente, se procede a configurar el número de módulos en serie y en paralelo que hemos definido anteriormente mediante la herramienta, dando lugar a la siguiente configuración:

Configuración global sistema		Resumen sistema global	
1	N° de tipos de sub-campos	N° de módulos	86904
		Superficie módulos	141528 m²
		N° de inversores	17
		Potencia nominal FV	19988 kWp
		Potencia máxima FV	19734 kWdc
		Potencia nominal CA	18207 kWac

Generador FV

Sub-array name and Orientation		Ayuda al Dimensionado	
Name	Generador FV	<input type="radio"/> No Sizing	Entrar Pnom deseada <input type="text" value="20000.0"/> kWp.
Orient.	Plano Inclinado Fijo		... o superficie disponible <input type="text" value="141614"/> m²
	Tilt 25° Azimuth 0°		

Selección del módulo FV

Todos los módulos	Módulos aprox. necesarios	86957
Atersa	230 Wp 25V Si-poly A-230 P	Until 2015 Manufacturer 2C
Tensiones de dimensionado: <input type="checkbox"/> 26.1 V Voc (-10°C) 41.4 V		
<input type="checkbox"/> Use Optimizer		

Selección del inversor

Disponibles actualmente	<input checked="" type="checkbox"/> 50 Hz <input checked="" type="checkbox"/> 60 Hz
Ingeteam	1071 kW 607 - 820 V TL 50/60 Hz Ingecon Sun 1070TL M420 DC Indo Since 2013
N° de inversores	17
<input type="checkbox"/> Utilice característica m	Tensión Funciona.: 607-820 V Tensión máx de entrada: 1000 V
Pglobal inversor 18207 kWac Inversor con 4 MPPT	

Diseño del generador FV

N° de módulos y cadenas		Cond. de funcionamiento	
Mód. en serie	24 <input checked="" type="checkbox"/> única posibilidad 24	Vmpp (60°C)	626 V
N° de cadenas	3621 <input type="checkbox"/> entre 3298 y 3623	Vmpp (20°C)	740 V
Perdida sobrecarg.	0.0 %	Voc (-10°C)	993 V
Relación Pnom	1.10	Irradiancia plano	1000 W/m²
N° módulos	86904	Superfi	141528 m²
		Imp (STC)	27642 A
		Isc (STC)	29770 A
		Isc (en STC)	29403 A
		Pmáx en funcionamiento	18094 kW
		en 1000 W/m² y 50°C	
		Potencia nom gener. (STC) 19988 kWp	

Ilustración 71: Configuración obtenida mediante la herramienta PVsyst.

Esta configuración conforma una potencia total instalada de 19988 kWp.

Una vez, establecida la configuración, se lleva a cabo la simulación para determinar la producción anual del parque fotovoltaico.

Se obtiene una producción anual de 34926 GWh/año, con un Performance ratio (PR) de 80,7 %. El Performance Ratio es un factor que incluye todas las pérdidas de un sistema fotovoltaico.

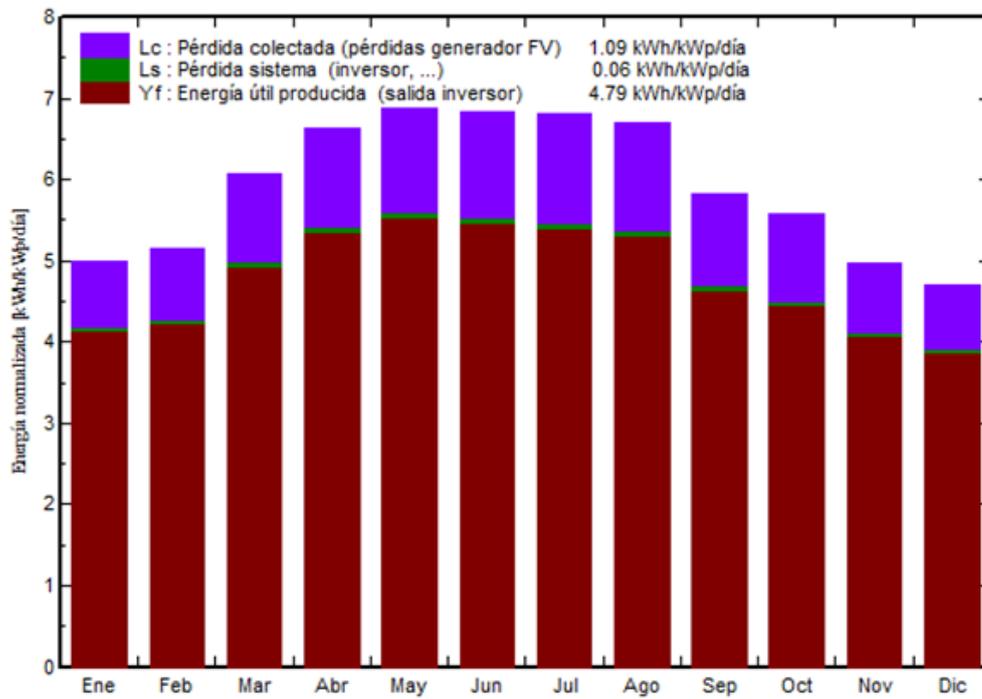


Ilustración 72: Producciones mensuales del parque fotovoltaico.

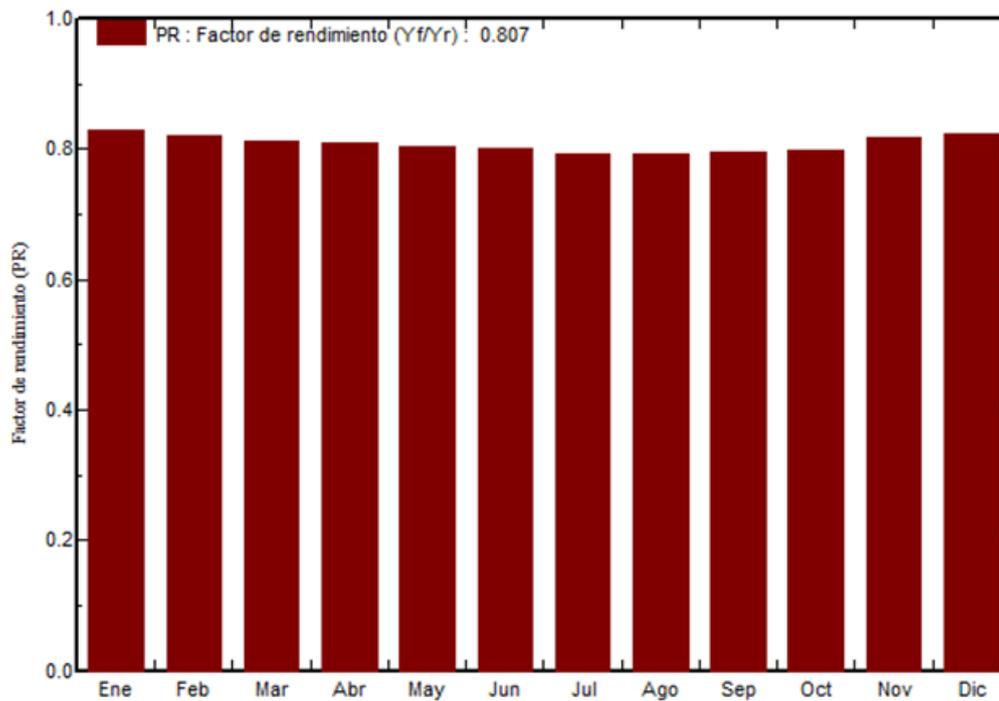


Ilustración 73: Evolución mensual del Performance Ratio.

Tabla 17: Resultados y balances principales.

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	EffArrR %	EffSysR %
Enero	113.8	15.90	155.1	146.6	2600	2569	11.85	11.70
Febrero	115.4	16.00	144.1	136.1	2396	2365	11.75	11.60
Marzo	165.0	17.00	188.2	177.6	3096	3057	11.62	11.48
Abril	194.2	16.90	198.8	187.2	3257	3216	11.58	11.43
Mayo	225.6	18.50	213.1	200.2	3466	3424	11.49	11.35
Junio	225.8	19.90	205.1	192.5	3321	3280	11.44	11.30
Julio	228.3	22.10	211.1	198.2	3388	3347	11.34	11.20
Agosto	208.7	22.70	207.5	195.1	3327	3286	11.33	11.19
Septiembre	161.3	22.00	174.6	164.5	2816	2780	11.40	11.25
Octubre	144.0	21.30	173.0	163.7	2794	2759	11.41	11.27
Noviembre	111.6	18.60	149.4	140.9	2476	2445	11.71	11.56
Diciembre	102.4	17.09	145.9	137.8	2429	2398	11.76	11.61
Año	1996.1	19.02	2165.9	2040.6	35366	34926	11.54	11.39

GlobHor	Irradiación global horizontal	EArray	Energía efectiva en la salida del generador
T Amb	Temperatura Ambiente	E_Grid	Energía reinyectada en la red
GlobInc	Global incidente plano receptor	EffArrR	Eficiencia Esal campo/superficie bruta
GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados	EffSysR	Eficiencia Esal sistema/superficie bruta

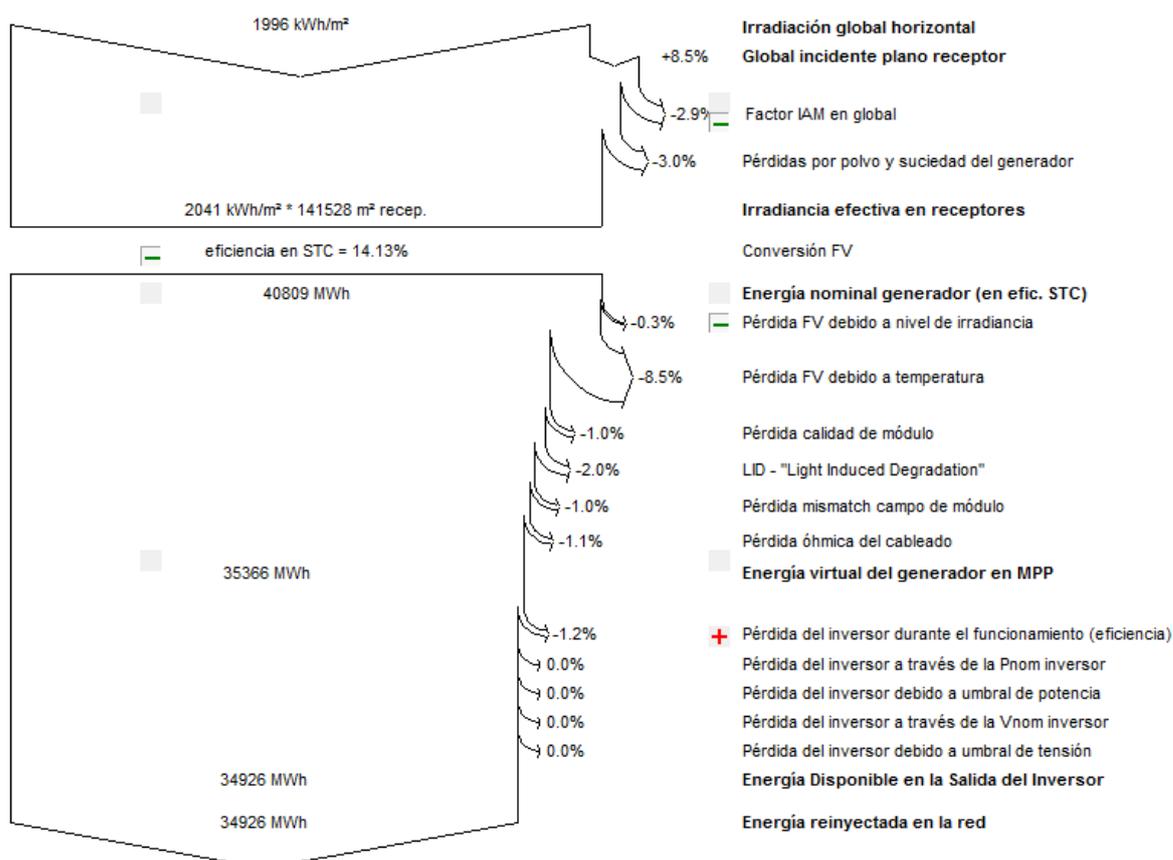


Ilustración 74: Diagrama de pérdidas del Sistema fotovoltaico.

5.3. Central hidráulica de bombeo.

Para darle una mayor estabilidad al sistema ante variaciones de la demanda y como método de almacenamiento energético, se ha decidido por la instalación de una central hidráulica de bombeo.

La central reversible que se diseña en este proyecto está dentro del grupo de las centrales cuaternarias, que incluyen motor, bomba, turbina y generador.

5.3.1. Evaluación de emplazamientos y selección.

En el *Plan Territorial Especial de Ordenación de Infraestructuras Energéticas de la isla de La Gomera* (PIOG) se han previsto tres posibles aprovechamientos hidroeléctricos por bombeo, estableciendo un depósito superior existente y un depósito inferior a construir.

Debido al alto interés que supone para el sistema eléctrico se deja abierta la implantación de nuevas instalaciones de este tipo, una vez aprobadas las autorizaciones y el correspondiente estudio de evaluación de impacto ambiental pertinente. Siempre que cumpla con algunos de estos requisitos:

- 1) Se vincule al menos a un depósito o embalse existente.
- 2) Los embalses a construir tengan también otras funciones.

Dichos emplazamientos se listan en la tabla 25 y se muestran en el mapa en la ilustración

Tabla 18: Listado de emplazamientos para centrales de bombeo.

Centrales Bombeo	Potencia (MW)	Capacidad hm ³ / altura (m)	Embalse Superior	Embalse inferior
B1-DAE9	55	0,46/450	E. Rosas-Encantadora	E. Carretas
B2-DAE10	69,75	0,35/730	El Quebradón	E. Encantadora
B3-DAE14	4,15	0,035/447	B. Epina	B. Alojera

Una vez realizado el estudio de los distintos emplazamientos solares de manera individual se realiza una comparativa teniendo en cuenta los factores que consideramos más relevantes para la selección del emplazamiento:

1. **Capacidad de almacenamiento**
2. **Accesibilidad**
3. **Infraestructura**
4. **Impacto ambiental**

	B1	B2	B3
Capacidad	440 MWh	543 MWh	33 MWh
Accesibilidad	BUENA	MEDIA	BUENA
Infraestructura	Construir depósito inferior, superior existente	Construir depósito inferior, superior existente	Existencia de los dos depósitos
Impacto ambiental	MEDIO	ALTO	ALTO

El emplazamiento B3 queda descartado debido a que la capacidad de almacenamiento es inferior a la que se requiere. Entre el emplazamiento B1 y B2 nos decantamos por el primero, ya que el impacto ambiental es menor y la accesibilidad la mejor.

5.2.2. Depósito superior.

En la isla de La Gomera existen un total de 39 presas y 2 balsas (dos terceras partes de titularidad pública y un tercio privada), cuya capacidad total es de entorno a los 5 hm³ y con las que se logran regular cerca de 4 hm³ anuales (el 70% de su capacidad total). Se han estudiado diferentes alternativas de emplazamiento

En el plan Hidrológico de la Gomera se establecen el uso de las distintas presas, y la de Amalhuigue utiliza 0.089 hm³, dejando 0.11 hm³ sin usar, que podrían utilizarse para el uso de la central hidroeléctrica reversible.

Tabla 19: Usos del agua para los distintos embalses de La Gomera. [15]

CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LOS EMBALSES							
COTA Y ALTURA EN METROS		HECTÓMETROS CÚBICOS			PROPIEDAD ^(*)	OBSERVACIONES	
		Capacidad	Almacenamiento medio	Utilizado			
AGULO							
LA PALMITA	526	57	0,350	0,250	0,075	E	Filtraciones en la presa, corregidas parcialmente. Estabilidad precaria.
AMALAHUIGUE	570	25	0,950	0,200	0,089	E	Volumen utilizado, conjuntamente con Raso Volteado y Las Rosas. Riesgo de filtraciones en margen izquierda. Deficiente conservación de instalaciones.
RASO VOLTEADO	775	7	0,020	0,020	-	E	* * *
LAS ROSAS	456	11	0,020	0,020	-	E	* * *
Suma AGULO			1,340	0,490	0,164	VALOR 1998	Públicos 9.676.294,88 € Privados 0 €

Correspondiendo al plan hidrológico de la gomera, el depósito superior se encuentra en buen estado, siendo necesarias unas correcciones para su correcto funcionamiento.

- Aislar correctamente el margen izquierdo para evitar filtraciones
- Renovar parte de las instalaciones



Ilustración 76: Presa de Amalahuigue.

Los datos técnicos del embalse están descritos en la siguiente tabla:

Tabla 20: Datos del depósito superior a utilizar.[15]

Datos	Presa de Amalahuigue
Cuenca	Gran Canaria
Provincia	Tenerife
Municipio	Agulo
Rio	Barranco de las Yedras
Capacidad	0.90 hm ³
Volumen medio almacenado	0.2 hm ³
Superficie	0.16 ha

5.2.3. Depósito inferior.

Finalmente, el proyecto considera la creación de un nuevo depósito inferior en el cual el volumen de agua embalsado con una altura de muro de 25 m, sería de 0,46 hm³, abarcando una superficie de 3,6 ha. Esta superficie incluye las instalaciones de bombeo y de turbinado con una potencia de hasta 55 MW, con un ciclo de 8 horas en funcionamiento.

Sin embargo, la capacidad del depósito inferior será impuesta por criterio económico, aquella producción que minimice el coste de la energía.

5.3.4. Simulación y cálculo de resultados.

Una vez conocido el salto neto, el caudal y la elección de la turbina, se tienen todos los parámetros necesarios para calcular la potencia que será capaz de entregar la central. Dicha potencia se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$P = 9.81 \cdot \eta \cdot Q \cdot H$$

Donde

- $\eta = 0.9$
- $Q = 4 \text{ m}^3/\text{s}$
- $H = 511,5 \text{ m}$

$$P = 18064,13 \text{ kW}$$

La potencia con que la turbina inyecta energía en la red depende, a su vez, del rendimiento del generador que, por lo general, estos presentan valores elevados del orden de 0,95. La potencia eléctrica viene dada por la siguiente ecuación:

$$P_e = P \cdot \eta_{\text{generador}} = 17.16 \text{ MW}$$

La energía producida está calculada según el modelo creado a partir de HOMER, que es de 8,49 MWh/año. A su vez, la energía entregada en forma de bombeo es de 9.4 MWh. La relación entre la energía entregada y la energía producida es el rendimiento del sistema turbinación/bombeo, el cual es de 90,3 %.



Ilustración 77: resultado de la simulación del sistema hidráulico como batería.

En el caso de los grupos de bombeo, hay que transformar la energía eléctrica en trabajo para elevar un volumen de agua, asumiendo pérdidas energéticas. El caudal máximo de bombeo se ha establecido en 2,4 m³/s, lo que permitiría bombear toda el agua del depósito inferior al superior en un plazo de 5 horas aproximadamente.

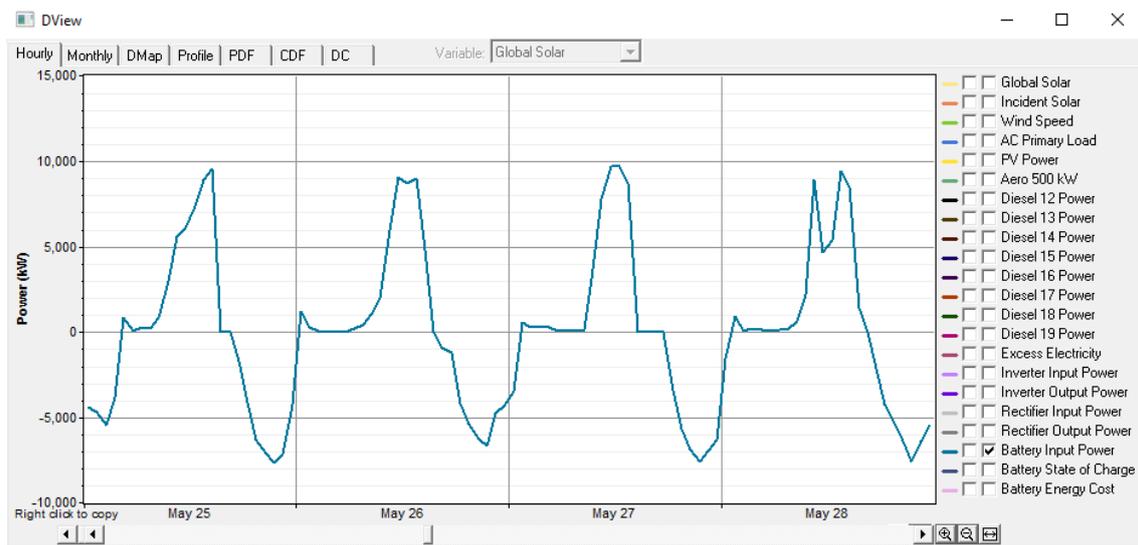


Ilustración 78: Funcionamiento diario del sistema hidráulico.

La potencia de bombeo eléctrica necesaria se calcula a través de la siguiente ecuación:

$$P_{be} = \frac{P}{\eta_m \eta_b} = 21607,65 \text{ kW}$$

Donde

- η_m es el rendimiento eléctrico del motor, de 0.95
- η_b es el rendimiento mecánico de la bomba, de 0.88
- P es la potencia hidráulica

Esta potencia se distribuirá en diferentes grupos de bombas de distinta potencia, para regular mejor el bombeo.

5.3.5 Estrategia de explotación

El objetivo de la inclusión de la central hidroeléctrica reversible es aprovechar el exceso de generación renovable respecto a la demanda cuando el recurso sea suficiente. En un escenario en el que hay 20 MW de solar fotovoltaica y 10 MW de eólica instalada, se prevé que la punta de generación renovable sea en las horas diurnas. Sin embargo, también se sabe que el consumo aumenta en estas horas, por lo que hay que estudiar la evolución horaria de generación-demanda.

En la siguiente imagen se observa el comportamiento típico de un día cualquiera de la central hidráulica reversible. La línea superior representa el consumo eléctrico de La Gomera, mientras que la línea inferior muestra la potencia de la central hidráulica reversible. En este caso, cuando la potencia hidráulica es negativa significa que está dando energía a la red, y cuando es positiva significa que está recibiendo energía de la red. Se observa que la recarga de la batería se produce en las horas centrales del día, cuando la energía fotovoltaica aparece.

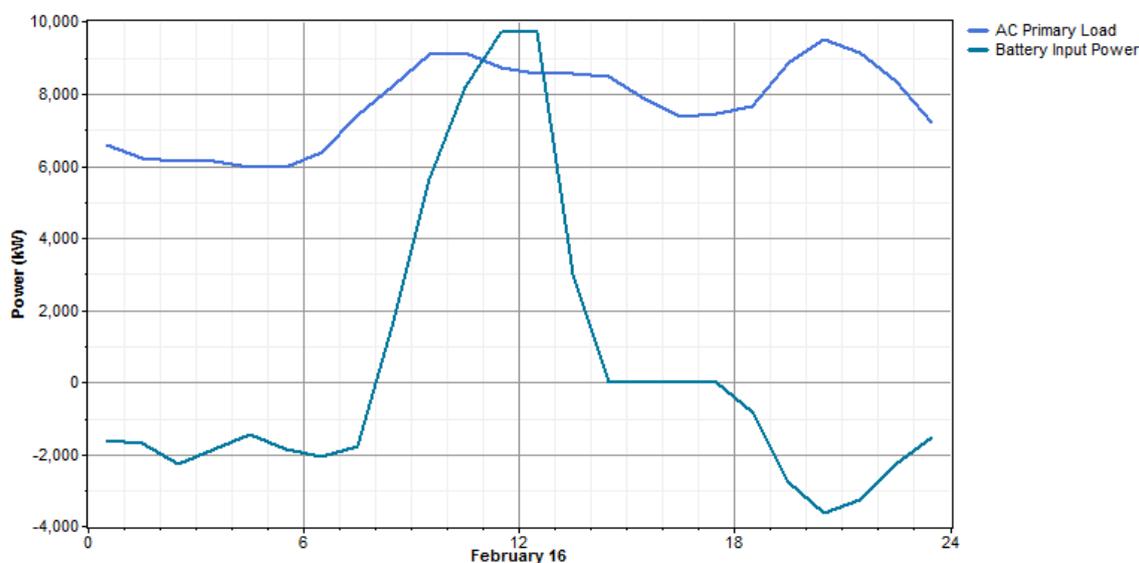


Ilustración 79: Demanda frente a carga y descarga del sistema hidráulico para un día.

A diferencia de otras presas hidráulicas reversibles, el bombeo de agua al depósito superior se produce en las horas centrales del día y no en las horas valle. Esto se produce por dos factores. El primero, es la no tan notable diferencia del perfil de consumo a lo largo de un día, no existiendo grandes diferencias de consumo, y el segundo, una instalación fotovoltaica de más potencia que la instalación eólica.

Sin embargo, hay ocasiones en las que se usa la energía eólica para bombear agua hasta el depósito inferior en las horas valle, como este ejemplo del 25 de noviembre. En este caso, y debido a la alta generación eólica (línea verde), se recarga en las horas valle. Sin embargo, por norma general, la potencia fotovoltaica de las horas diurnas es suficiente para abastecer la demanda y preparar la hidráulica para turbinar en el momento que se necesite.

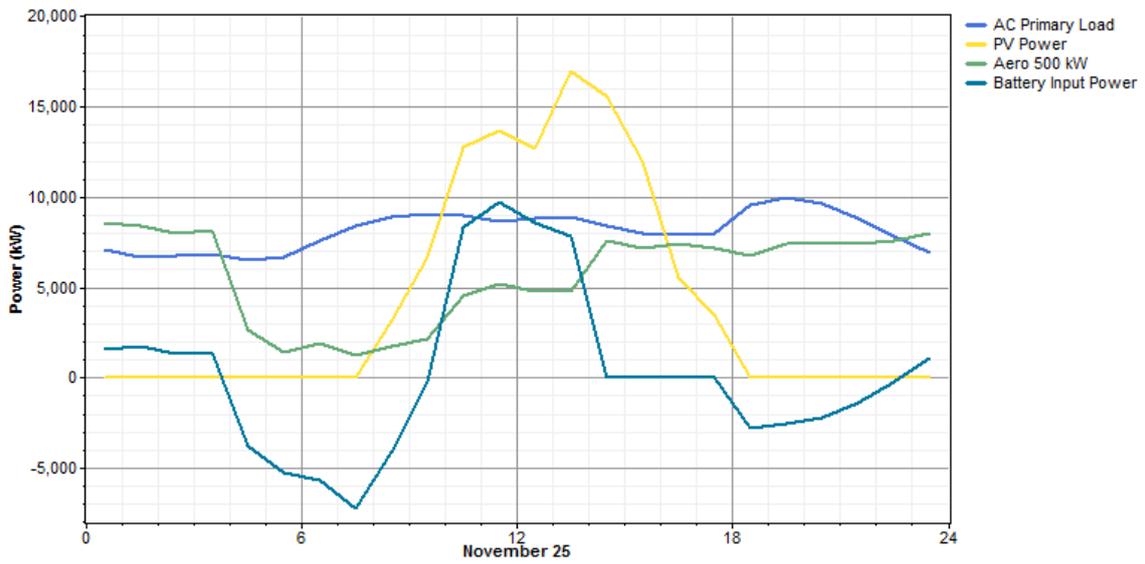


Ilustración 80: Generación renovables frente a demanda y carga y descarga del sistema hidráulico.

5.3.6. Construcción y montaje

El edificio de la central hidroeléctrica se sitúa al pie del nuevo depósito y su distribución se muestra en la siguiente figura



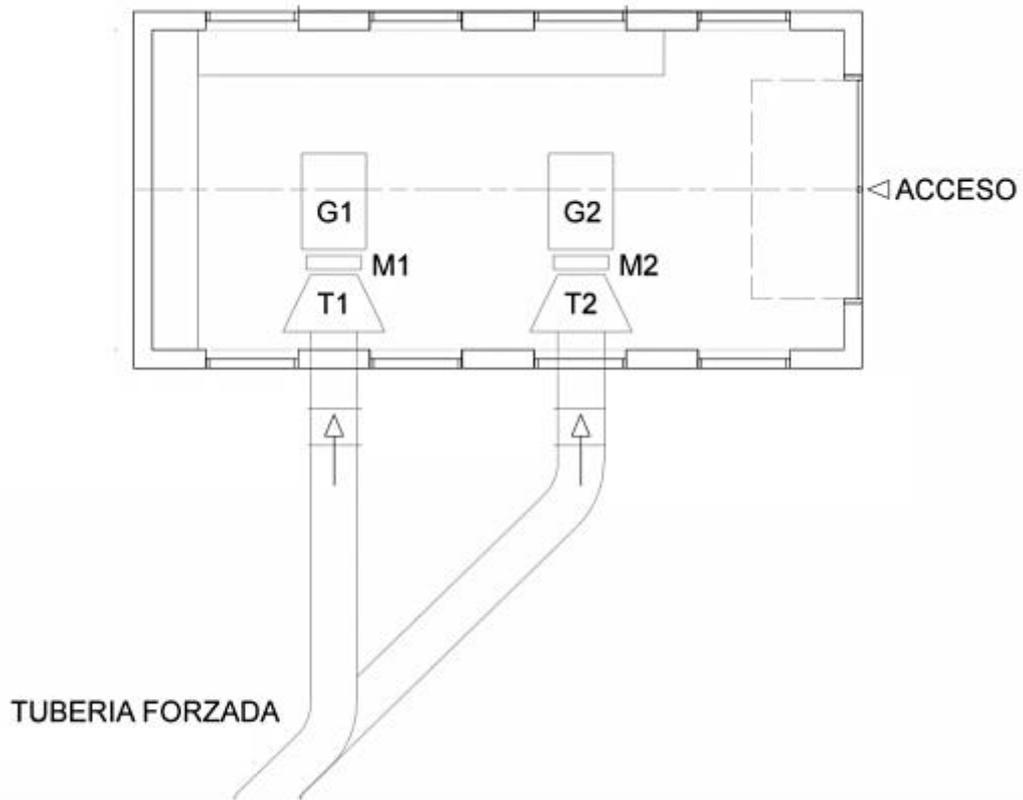


Ilustración 81: Distribución de la central hidroeléctrica.

La central de bombeo tendrá una distribución similar, situándose dentro de esta las diferentes bombas y motores.

La central hidráulica requiere también el montaje de una subestación para conectarse a la red. Su posición y la posición de la red se indican en la siguiente figura:

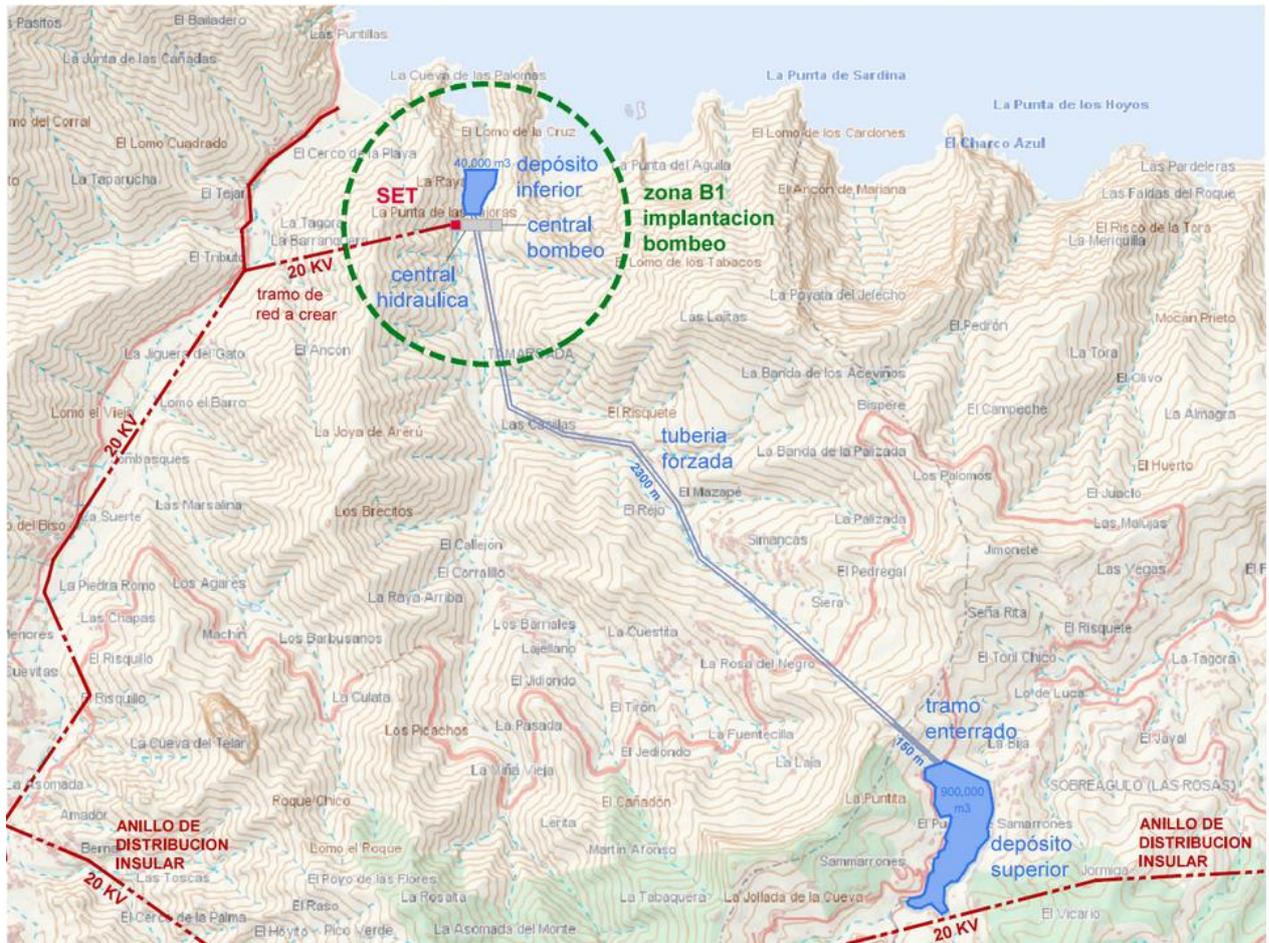


Ilustración 82: Esquema del sistema hidráulico y de la conexión a red.

6. Perspectivas a futuro.

6.1. Transporte sostenible para exceso de producción eléctrica.

En el escenario óptimo desarrollado compuesto por 20 MW de potencia fotovoltaica instalada, 10 MW de potencia eólica instalada y una central de bombeo reversible como sistema de almacenamiento energético se cubre un 78,9 % de la demanda eléctrica de la isla.

Como consecuencia a esto se produce un exceso de electricidad del 15,3 %, que se traduce en 12.493.387 kWh/año no aprovechados de forma anual. Esto se produce en situaciones en las que la generación supera la capacidad de almacenamiento de la central de bombeo.

Estas situaciones se producen normalmente en las horas centrales del día, donde la producción fotovoltaica es muy superior a la demanda y a la capacidad de almacenaje de la central de bombeo reversible.

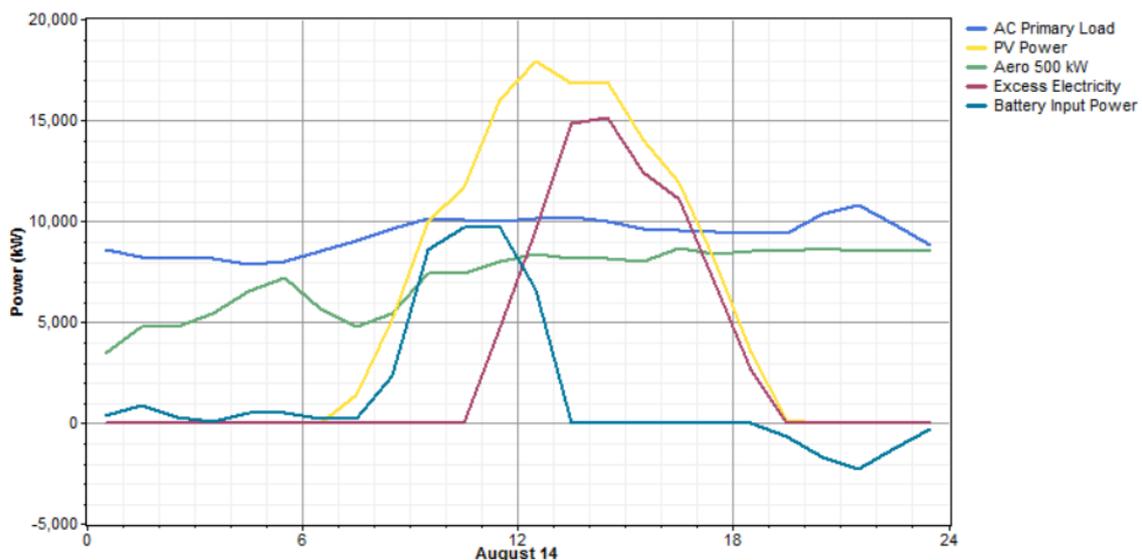


Ilustración 83: Exceso de electricidad frente a generación renovable, demanda y almacenamiento energético del sistema hidráulico.

Una posibilidad de aprovechamiento de dicho exceso de electricidad es la recarga de las baterías de una flota de vehículos eléctricos: autobuses o barcos. Las razones para la electrificación del transporte son obvias: la inseguridad del abastecimiento del petróleo, los altos precios, los conflictos militares, las emisiones de CO₂, la contaminación atmosférica y el ruido, además de su aportación a la integración de las energías renovables en la medida que se ha comentado anteriormente.

A continuación se analizan estas dos posibilidades con objetivo de determinar su viabilidad:

Sustitución del sistema principal de transporte público por vehículos eléctricos.

La empresa Guaguagomera es la encargada de hacer el servicio regular de viajeros por carretera. Existen un total de siete líneas que unen los diferentes núcleos de población de la isla, que se representan en la ilustración 2.

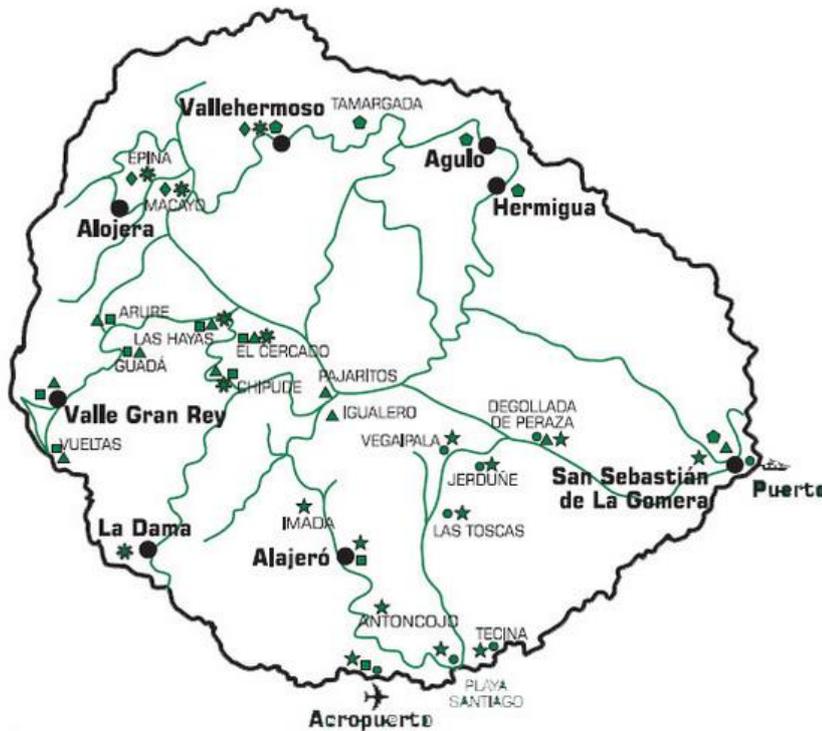


Ilustración 84: Red de líneas de Guaguagomera. [17]

Mediante el estado de previsión de ingresos y gastos de dicha empresa para el ejercicio del año 2016, se obtiene el recorrido previsto para la flota de transporte de 22 vehículos (autobuses interurbanos) que poseen. Este dato es de 693.000 km anuales, por lo que cada autobús realiza 31.500 km. [17]

El autobús eléctrico de Proterra posee un consumo de 1,7 kWh/milla, cuando el autobús se encuentra lleno de ocupantes. Por tanto, consume 1,06 kWh por kilómetro.

En Febrero de 2016 se probó en la localidad californiana de Foothill, una flota de 12 autobuses eléctricos. Durante estas pruebas el autobús eléctrico, ha tenido un consumo medio real de 1.33 kWh por kilómetro [19].

En función de estos datos se estima un consumo total para los kilómetros a recorrer de entre 734.580 y 921.690 kWh. Esta cifra es fácilmente asumible por el exceso de electricidad producido por el sistema diseñado.

Sustitución de la flota de barcos por barcos eléctricos.

Usando de nuevo el Anuario Energético de Canarias 2014 podemos conocer la demanda de combustibles para el sector de la navegación marítima en la isla de La Gomera. Dicha demanda se muestra en la tabla 3.

Tabla 21: Suministro de gasoil para las distintas islas del archipiélago canario en toneladas métricas para el sector de la navegación marítima (año 2014)

Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
Gasoil								
2010	390.831	82.818	5.490	276	207	321	110	480.053
2011	392.454	56.084	5.497	351	216	309	97	455.008
2012	344.252	43.081	4.479	365	162	307	38	392.684
2013	372.738	38.113	4.880	322	200	293	79	416.625
2014	363.853	47.075	5.421	291	231	324	79	417.274
Diésel Oil								
2010	15.523	3.854	0	0	0	0	0	19.377
2011	11.044	2.346	0	0	0	0	0	13.390
2012	8.394	1077	0	0	0	0	0	9.471
2013	11.583	390	0	0	0	0	0	11.973
2014	11004	215	0	0	0	0	0	11.219
Fuel Oil								
2010	1.515.312	882.603	0	0	0	0	0	2.397.915
2011	1.785.276	717.061	0	0	0	0	0	2.502.337
2012	1.771.138	648.725	0	0	0	0	0	2.419.863
2013	1.725.512	560.151	0	0	0	0	0	2.285.663
2014	1.437.818	456.566	0	0	0	0	0	1.894.384
Total								
2010	1.921.666	969.275	5.490	276	207	321	110	2.897.345
2011	2.188.774	775.491	5.497	351	216	309	97	2.970.735
2012	2.123.784	692.883	4.479	365	162	307	38	2.822.018
2013	2.109.833	598.654	4.880	322	200	293	79	2.714.261
2014	1.812.675	503.856	5.421	291	231	324	79	2.322.877

Traduciendo las toneladas métricas de gasoil demandadas a energía demandada mediante el poder calorífico del gasoil se obtiene una demanda de en torno a 3 millones de kWh/año, por lo que es perfectamente asumible su despacho mediante el exceso de electricidad.

El principal atracadero de barcos se sitúa en el puerto de San Sebastián de La Gomera.



Ilustración 85: Puerto de san Sebastián de La Gomera.

-Conclusiones:

Tras el análisis llevado a cabo se concluye que sería posible la sustitución de la flota de barcos y de la flota principal de transporte público por vehículos eléctricos y abastecerlos mediante el exceso de electricidad que se genera en las horas centrales del día mediante el sistema diseñado en el presente documento.

Al pertenecer ambas flotas al dominio público resultará mucho más sencillo el establecimiento de la infraestructura y hábitos de recarga. Este aspecto es clave, ya que las recargas se deben dar en las horas centrales del día, que es cuando se da el exceso de electricidad. De lo contrario, se generaría un gran aumento del pico de demanda para las horas en las que se produjese la recarga.

Por supuesto, este estudio es una mera aproximación y se requeriría de un estudio mucho más detallado a este respecto.

6.2. Interconexión con Tenerife y refuerzo de la red.

Red Eléctrica de España tiene previsto mejorar las infraestructuras de las islas de Tenerife y La Gomera con la instalación de tres nuevas subestaciones eléctricas (Abona, Chío y Poris) en Tenerife y un enlace submarino que conecte las dos islas desde Chío (Tenerife) hasta El Palmar (La Gomera). La iniciativa está en fase de estudio y se estima que podrá estar en servicio en 2019.

Por un lado, la instalación de las tres subestaciones permitirá la evacuación de generación de origen renovable de Tenerife y por otro, el cable submarino reforzará el sistema eléctrico de La Gomera a través de la interconexión.

Esta última actuación comporta gran dificultad debido al desnivel existente entre las islas, en algunos tramos hay muchos metros de profundidad y la existencia de corrientes oceánicas profundas y la gran diversidad del fondo marino son importantes factores a tener en cuenta.

El enlace tendrá una longitud aproximada de 42 kilómetros. Se estima que la profundidad máxima que podría alcanzar el enlace se situaría en los 1.000 metros, por lo que se espera sea el cable de su tipo más profundo del mundo. Estará compuesto por un doble circuito en corriente alterna con una tensión de servicio a 66 Kv. Desde el punto de vista económico, se tiene presupuestado 179,7 M€ para la consecución de los proyectos que afectan a esta conexión Tenerife-La Gomera.

El concepto de este sistema es del SuperGrid, es decir, conecta sistemas aislados configurando un nuevo sistema de mayor tamaño mejorando la seguridad y estabilidad del suministro, reduce costes de generación al utilizar las mejores máquinas disponibles, permite reducir las emisiones de CO2 y permitiría una mejor integración de fuentes renovables.

Afecciones al sistema diseñado:

- Las interconexiones son el respaldo instantáneo más significativo a la seguridad de suministro. Contribuyen a la misma, facilitando funciones de apoyo entre sistemas vecinos. Las necesidades de reservas de potencia primaria y secundaria se pueden ver reducidas a su mínima expresión, ya que desde el punto de vista de La Gomera, Tenerife es capaz cubrir cualquier contingencia con su reserva.
- Aportan mayor estabilidad y garantía de la frecuencia en los sistemas interconectados.

- Proporcionan un mejor aprovechamiento de las energías renovables. El refuerzo en las interconexiones puede permitir suavizar las limitaciones requeridas en escenarios de elevado nivel de producción de energía de origen renovable, facilitando su exportación hacia el sistema eléctrico de Tenerife. Los desequilibrios demanda – generación en La Gomera no conllevarían recorridos tan bruscos de la frecuencia, lo que lleva a poder aumentar la potencia renovable inyectada en el sistema de La Gomera.

Esto podría provocar un sobredimensionamiento del sistema de almacenamiento diseñado, e incluso que éste llegara a ser innecesario. El exceso de electricidad ya no podría aprovecharse de la manera que se ha descrito, porque se aprovecharía para satisfacer la demanda de Tenerife.

- La interconexión permitiría una reducción de costes de generación.

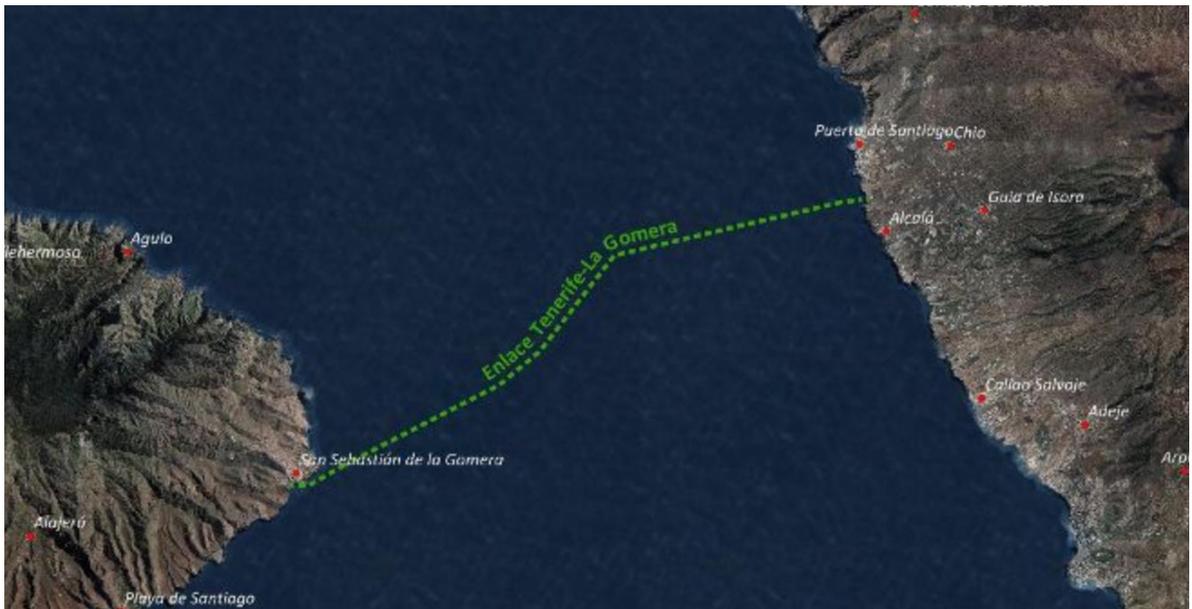


Ilustración 86: Recorrido del cableado en la interconexión Tenerife-La Gomera.

Cuando esta interconexión se dé, se baraja la posibilidad de establecer una nueva línea de distribución en La Gomera, pero esta vez de 66 kV.

Por el centro de la isla, de este a oeste, se representa la futura nueva línea de distribución, de color amarillo en el mapa.



Ilustración 87: Futura nueva red de distribución (66 kV) (amarillo) [Elaboración propia a partir de datos de REE]

6.4. Análisis de sensibilidad.

Como bien se sabe, los escenarios son dinámicos y van cambiando con el tiempo. Lo que hoy puede ser una buena inversión, si las condiciones cambian puede dejar de serlo. Por eso, se ha realizado un análisis de sensibilidad cambiando uno de los factores que más puede perjudicar o beneficiar a un proyecto de generación renovable, la variación del precio de combustible.

Variación del precio del combustible

El precio de combustible es el mayor gasto actual en la generación de electricidad de La Gomera. Es por ello que su variación es determinante para calcular la rentabilidad del proyecto. Actualmente el precio del combustible diésel se encuentra en 0.5 €/l, pero es de esperar que toda la perspectiva del sistema cambie si este precio varía.

Si el precio subiera hasta 0.7 €/l, el escenario para instalar generación renovable se vería muy beneficiado, resultando en un sistema de 32 MW fotovoltaicos, 8 MW eólicos y una hidráulica con un depósito inferior de 100.000 m³.

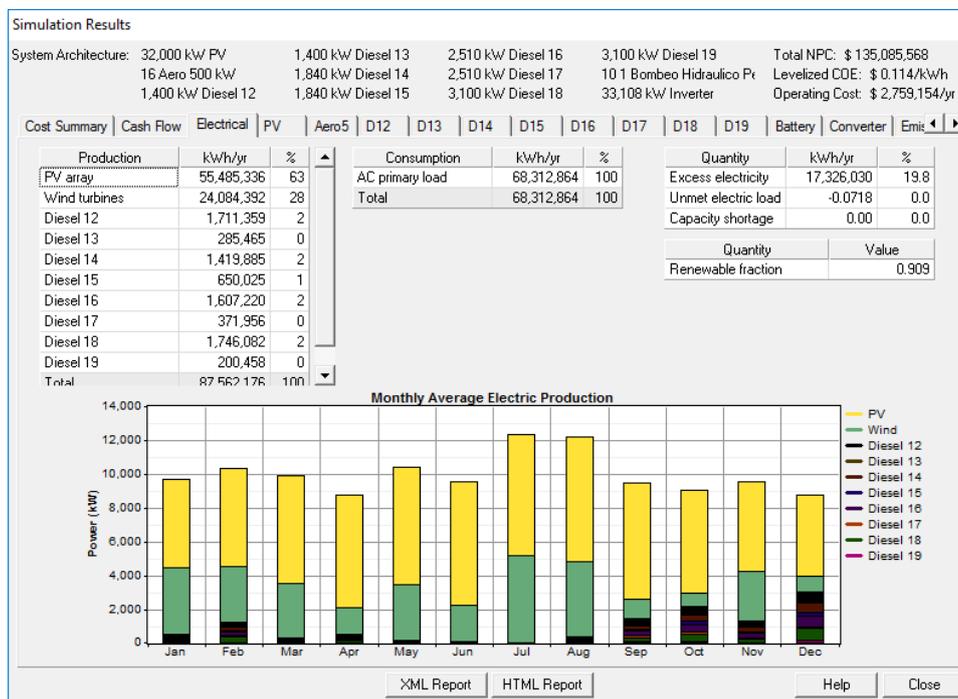


Ilustración 88 Aumento del coste de combustible

La generación con renovables aumentaría hasta un 91%, un 12% más que cuando el precio del combustible se situaba en 0.5 €/l. El LCOE se mantiene al nivel óptimo anterior, 0.114 €/kWh, sin embargo, la gran diferencia es la construcción de un depósito inferior mayor, o lo que es lo mismo, la ampliación de la central hidroeléctrica. El uso del diésel se reduce desde los 18,2 millones de litros actuales hasta los 2 millones de litros teóricos.

Por el contrario, un riesgo para el sistema es el escenario inverso, que el precio del diésel siga bajando y la generación diésel salga beneficiada. Si el diésel bajara un 20% su precio, hasta los 0.4 €/litro, el sistema cambia a los 15 MW de fotovoltaica, 14 MW eólica, y un depósito

inferior de 20.000 m3. La cobertura de renovables baja muy ligeramente, hasta el 78%, pero el coste de la energía baja a los 0.095 €/kWh.

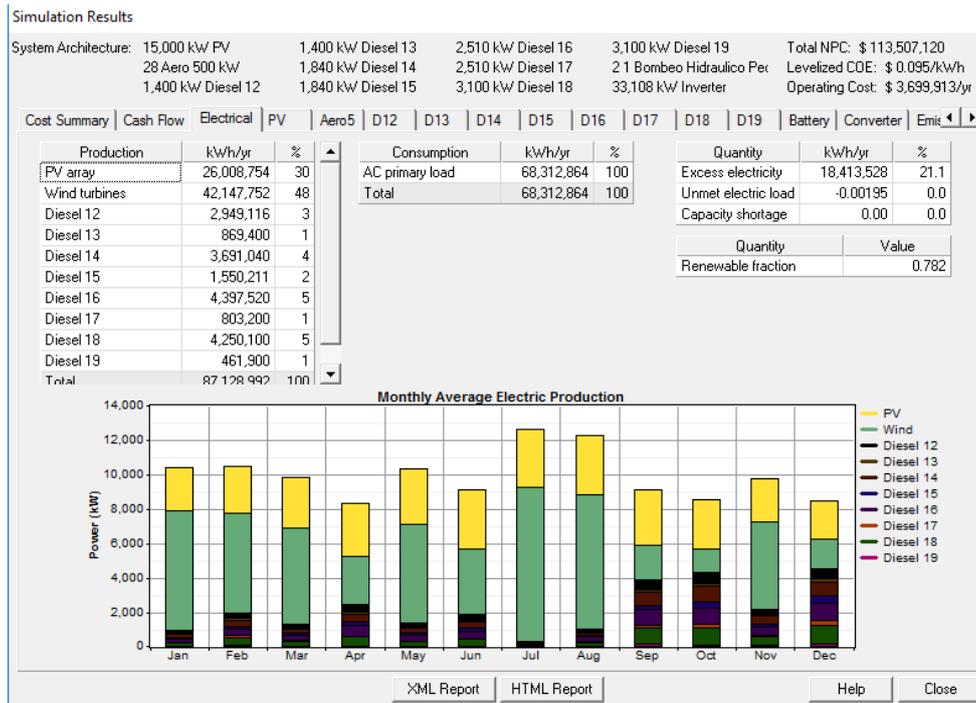


Ilustración 89 Descenso del precio del combustible

El combustible diésel consumido aumenta más del doble, pasando a un consumo de 5 millones de litros anuales.

Incluso en el supuesto que el combustible viera su precio reducido a la mitad, a 0.25 €/l, el escenario queda fijado con una potencia de 15 MW de fotovoltaico, 10 MW de eólica y un depósito inferior de 20.000 m3. Este sistema da una cobertura del 71,6% de generación renovable y baja el coste de la energía a 0.084 €/kWh. El uso del combustible diésel aumenta hasta los 5,8 millones de litros anuales.

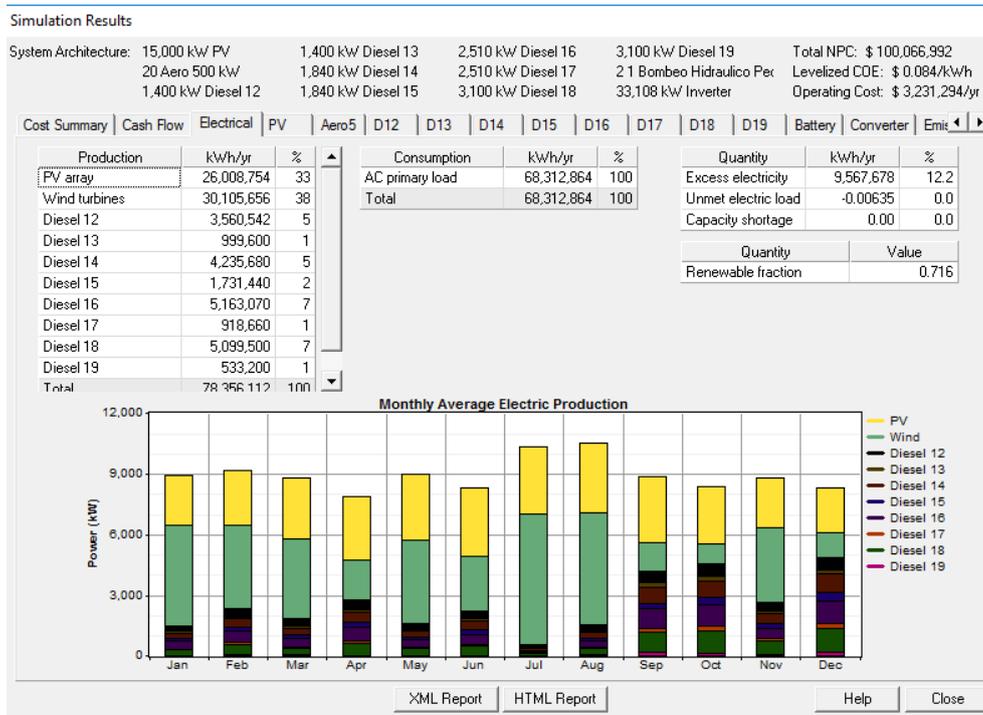


Ilustración 90 Descenso brusco del precio del combustible

Se puede concluir que el proyecto es bastante robusto ante variaciones del precio diésel. En el mejor de los casos, una subida del combustible hace el proyecto aún más rentable y con perspectivas de ampliar la generación renovable. En el peor de los casos, unas bajadas bruscas del precio del combustible reducen ligeramente la generación renovable, pero manteniéndola a niveles aun altos, y consiguiendo unos costes de la energía general aún más reducidos.

7. Conclusiones:

Tras el análisis de los distintos escenarios posibles para la implantación de un sistema de generación eléctrica renovable eólico-fotovoltaico en la Isla de La Gomera, se obtiene la conclusión de que el escenario óptimo debe cubrir el 78,9 % de la demanda de la isla. Para ello es necesaria la instalación de un parque eólico de 10 MW y de un parque fotovoltaico de 20 MW, junto con un sistema de almacenamiento hidráulico basado en una central de bombeo.

Por tanto, la primera conclusión es la mayor implantación de energía fotovoltaica frente a la energía eólica pese a existir mayor recurso eólico. Esto se puede explicar por la distribución de la demanda de la isla, cuyos máximos se dan en las horas centrales del día y en los meses centrales del año, donde el recurso solar es mayor. 19

Por otro lado se pone de manifiesto la necesidad de almacenamiento, tanto para poder cubrir un mayor porcentaje de la demanda con energías renovables como para la regulación de tensión y frecuencia del sistema, especialmente durante el tiempo en que no sea necesaria la operación de la central térmica de la isla.

Este tipo de sistemas son efectivos y rentables en aquellos lugares donde los costes de generación de la electricidad tienen precios muy altos, por lo que no cuesta demasiado reducirlos. Las islas son lugares muy propicios para desarrollar estos sistemas, aumentando su independencia energética y reduciendo de forma drástica las emisiones de dióxido de carbono.

Por último, la independencia total de los grupos de generación convencional no parece una opción ni técnica ni económicamente viable, por lo que siempre será necesario mantener esa reserva, al menos mientras los precios del diésel permanezcan tan bajos.

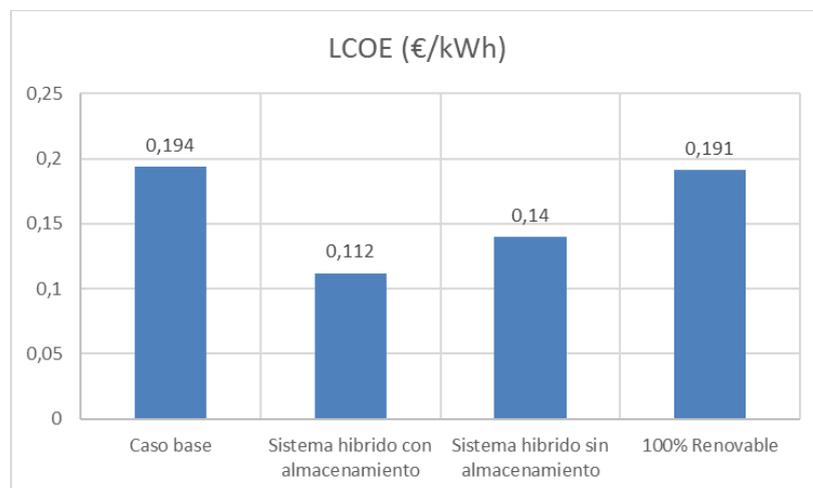


Ilustración 91 : Comparación de costes de los distintos escenarios

8. Anexos:

8.1. Análisis económico:

Se procederá al análisis de la solución óptima propuesta por HOMER. Para ello se realizarán las simulaciones en HOMER Energy, teniendo en cuenta los presupuestos mencionados en el capítulo de diseño, con una vida del proyecto de 25 años y una tasa de interés del 3%.

Los costes de las distintas tecnologías se han establecido según fuentes oficiales, siendo estos precios totales medios por instalación en España.

- Coste medio de instalación eólica por kW: 950 €/kW. [20]
- Coste medio de instalación fotovoltaica por kW: 1100 €/kW. [21]

Sin embargo, estos son los costes medios de instalación para la península. Los costes de instalación en las islas suelen ser más elevados y por ello se han aumentado los costes un 20% para ser más acordes con la realidad. Los costes quedan finalmente:

- Coste medio de instalación eólica por kW: 1140 €/kW
- Coste medio de instalación fotovoltaica por kW: 1320 €/kW

El coste de la energía hidráulica reversible es muy dependiente de cada instalación y de los requisitos de construcción. Por ello, se ha establecido un coste aproximado al de instalaciones parecidas, como la llevada a cabo en El Hierro hace unos años. [22]

Los flujos de caja detallados de los distintos escenarios se incluyen en un anexo al final del documento.

Descripción del escenario base

Es el escenario actualmente instalado, por el que la inversión inicial en este caso es 0. Sin embargo, los costes de operación son elevados, de 13.260.988 €/año en los que se incluyen los gastos de operación y mantenimiento y el coste del combustible.

El valor neto de este sistema en la vida del proyecto, durante 25 años, es de 230.915.536 €. Finalmente, el coste de la energía es de 0.194 €/kWh.

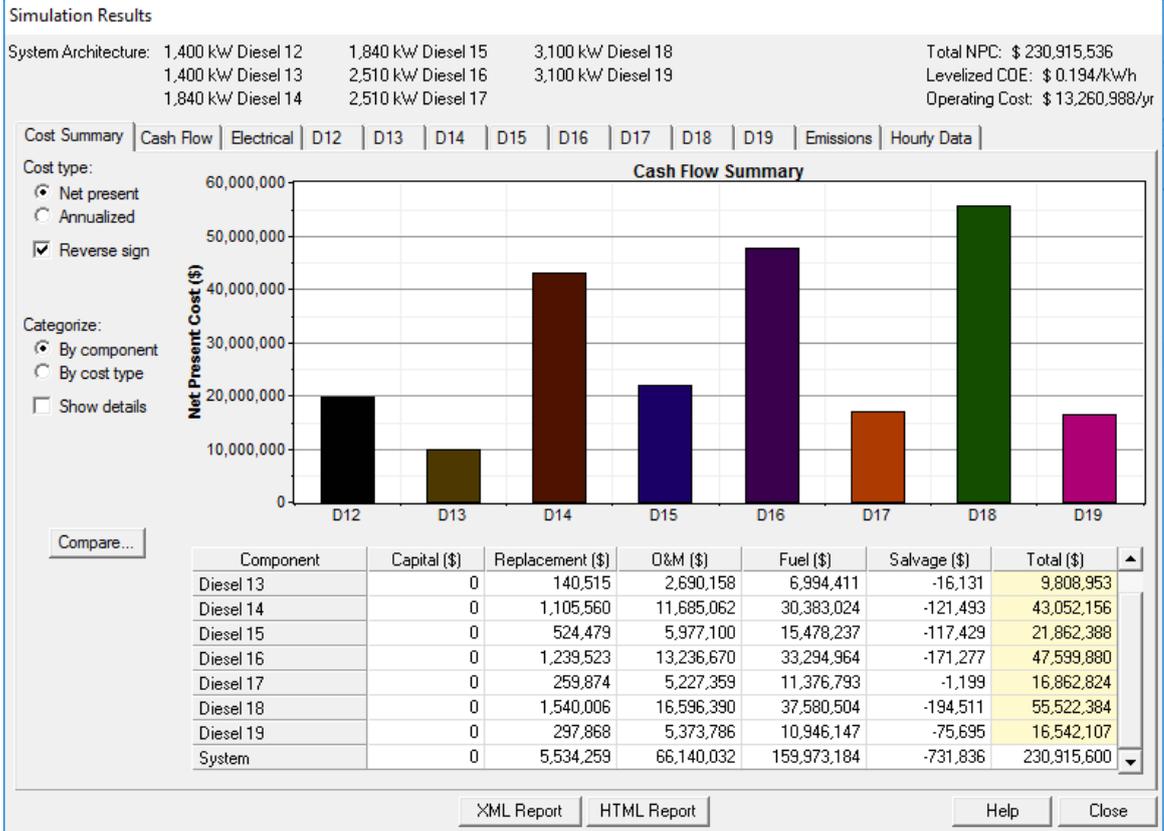


Ilustración 92: Resultados económicos del escenario base.

Descripción del escenario óptimo con almacenamiento

Este escenario es estudiado por este proyecto y el que se debe instalar. El coste de operación baja considerablemente hasta 3.958.481 €/año, obteniendo un coste de la energía de 0.115 €/kWh y un valor neto del proyecto de 136.929.616 €.

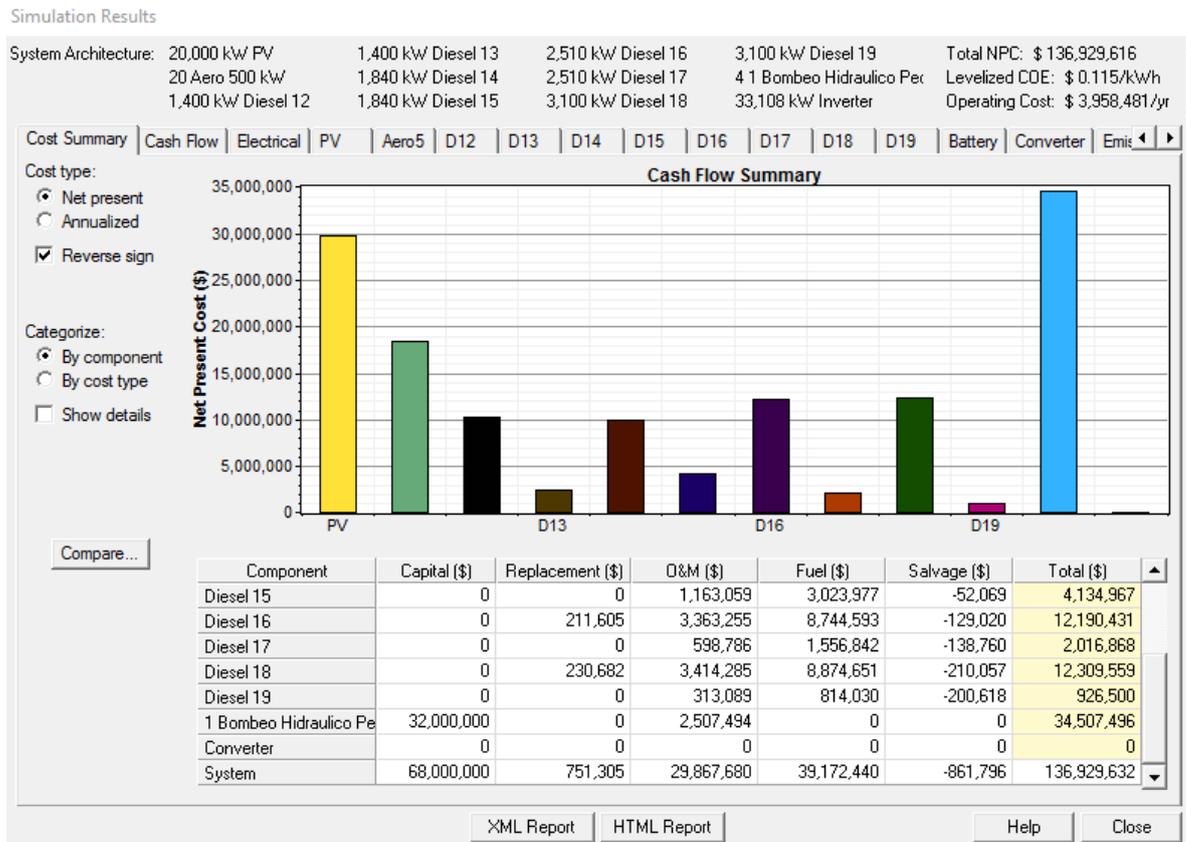


Ilustración 93: Resultados económicos del escenario óptimo.

Las nuevas instalaciones renovables respecto al caso base se han desglosado en la siguiente figura.

Coste de las distintas energías en la vida del proyecto

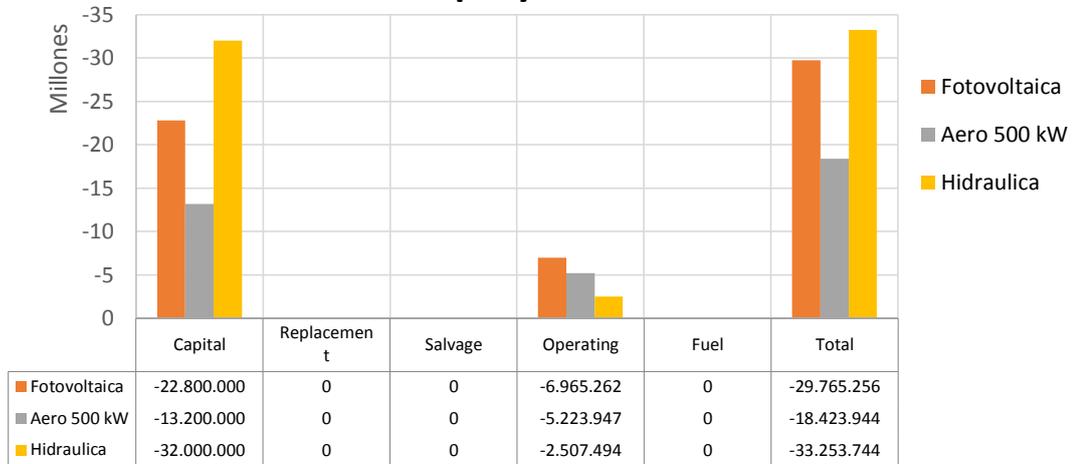


Ilustración 94: Desglose de costes de las distintas tecnologías renovables para el caso base.

Comparación de ambos escenarios:

Si comparamos el escenario óptimo con el caso base, podemos hacer un estudio de la rentabilidad de la inversión y ver el ahorro que se consigue con el sistema renovable propuesto.

Los parámetros económicos obtenidos para el proyecto se muestran en la siguiente tabla.

Valor actual neto (€)	93.985.992
Valor anual (€)	5.397.416
TIR	12,95%
Payback (años)	7,39
Discounted Payback (años)	8,57

Ilustración 95: Resultados económicos del caso óptimo. Ahorro frente al caso base.

El tiempo de recuperación se puede observar gráficamente con la curva de costes calculada a lo largo de la vida del proyecto. Casi a mitad del año 7 ya se han igualado los costes de los dos escenarios comparados.

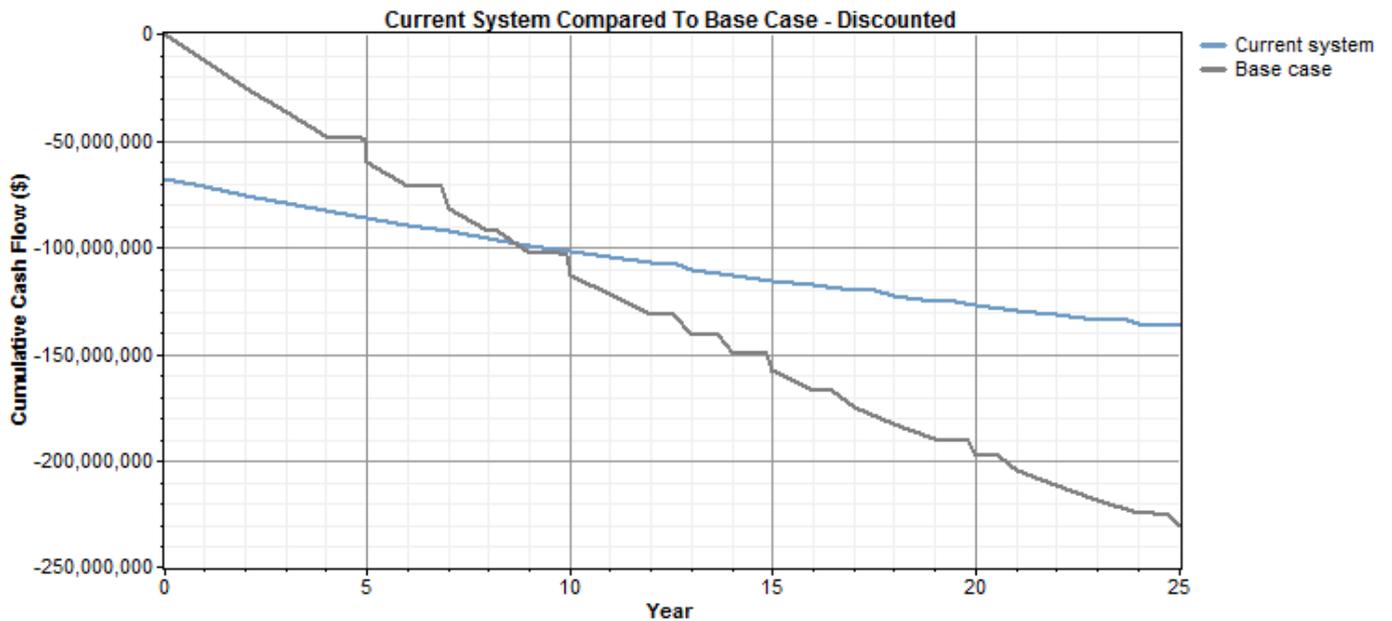


Ilustración 96: Curva de costes comparativa entre el caso base y el sistema óptimo.

A modo de conclusión se presentan estas graficas con los resultados más llamativos del proyecto. Se observa una bajada de los costes anuales de operación muy notable, el coste neto del escenario optimo es sensiblemente menor que en el caso base, y se reduce el coste de la energía a un poco más de la mitad.

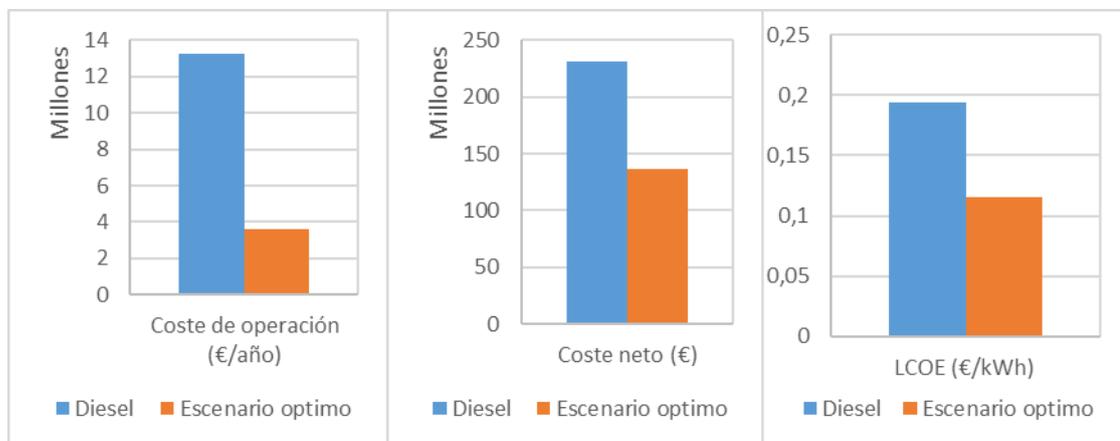


Ilustración 97: Principales resultados del estudio económico.

Finalmente, si comparamos todos los costes de energía de los 4 escenarios se observa que los casos de óptimo con y sin almacenamiento son muy similares económicamente, aunque ligeramente mejor con almacenamiento energético. Por otro lado, el caso base y el escenario de 100% renovables se alejan bastante del coste de la energía de los otros escenarios.

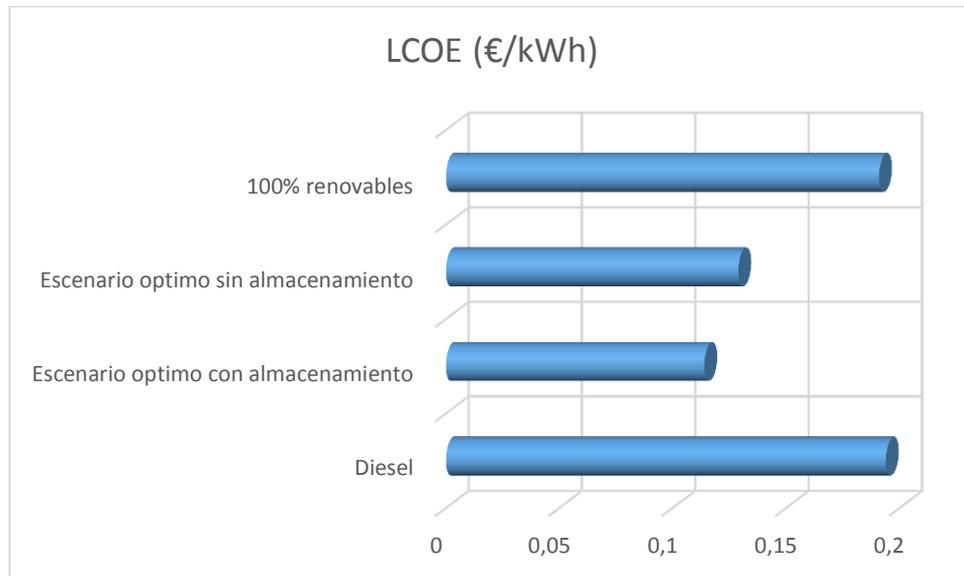


Ilustración 98: Coste de generación de la energía para los 4 escenarios propuestos.

Emissiones de CO2

También es importante destacar el impacto ambiental de este proyecto en cuanto a emisiones se refiere. Con la instalación de renovables se ha logrado disminuir el consumo de combustibles fósiles hasta en un 80%, provocando una reducción de las emisiones muy notables y que se detallan en la tabla a continuación.

Tabla 22: Reducción de emisiones del caso óptimo respecto al caso base.

Contaminante	Caso base Emisiones (Kg/año)	Caso optimo Emisiones (Kg/año)
<i>Dióxido de carbono</i>	48.384.344	11.690.458
<i>Monóxido de carbono</i>	119.430	28.856
<i>Hidrocarburos sin quemar</i>	13.229	3.196
<i>Dióxido de sulfuro</i>	97.164	23.476
<i>Nitroxidos</i>	1.065.682	25.748

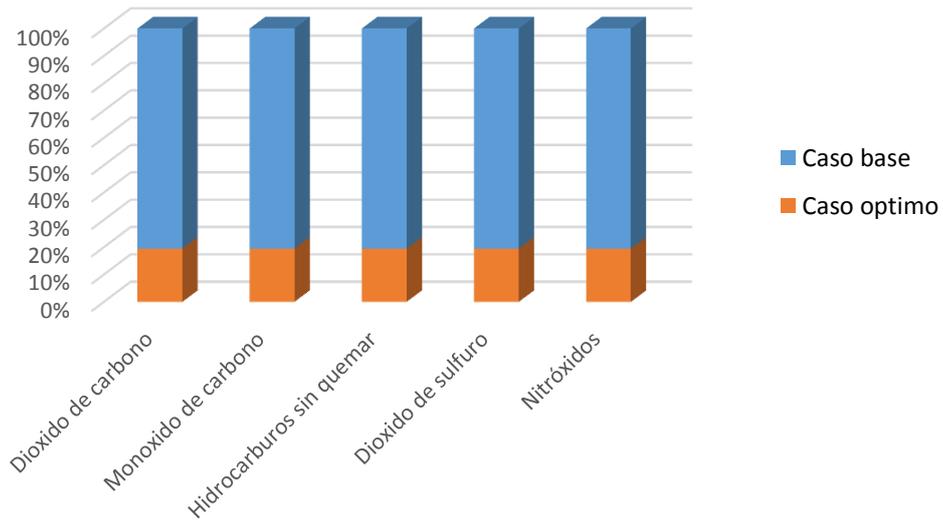


Ilustración 99: Reducción porcentual de las emisiones respecto al caso base.

8.2. Evaluación ambiental

La Evaluación de Impacto Ambiental o evaluación de los efectos de determinados planes y programas en el medio ambiente es un instrumento de prevención para integrar los aspectos ambientales en la toma de decisiones de planes y programas públicos que puedan tener efectos significativos sobre el medio ambiente, bien directamente a través de sus propias determinaciones, bien porque establezcan el marco para la futura autorización de proyectos legalmente sometidos a evaluación de impacto ambiental.

La Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación de impacto ambiental, establece las bases que deben regir la evaluación ambiental de los planes, programas y proyectos que puedan tener efectos significativos sobre el medio ambiente, garantizando en todo el territorio del Estado un elevado nivel de protección ambiental, con el fin de promover un desarrollo sostenible.

El primer paso para promover un proyecto es consultar si es necesario o no someterlo a Evaluación de Impacto Ambiental (EVA) y si es así, a que tipo: Ordinaria o Simplificada.

ANEXO I: PROYECTOS SOMETIDOS A EVA ORDINARIA	<ul style="list-style-type: none">•Centrales térmicas > 300 MW térmicos.•Centrales y reactores nucleares incluyendo desmantelamiento.•Tuberías con diámetro > 800 mm y longitud > 40 km de transporte de gas, petróleo, químicos o CO2.•LAT tensión \geq 220 kV y longitud > 15 km, salvo que discurren íntegramente en subterráneo por terreno urbanizado.•Parques eólicos de más de 50 aerogeneradores, > 30 MW o que estén a menos de 2 km de otro parque eólico en funcionamiento o autorizado.•Embalses de más de 10 hm³.•Plantas solares no ubicadas en cubiertas o tejados que ocupen > 100 ha.•Proyectos que afecten a EENN protegidos, Red Natura 2000, etc.:<ul style="list-style-type: none">• LAT de más de 3 km, excluidas las que atraviesen zonas urbanizadas.• Parques eólicos de más de 10 aerogeneradores o 6 MW de potencia.• Instalaciones para la producción de energía hidráulica.• Plantas solares para venta a la red que no se ubiquen en cubiertas o tejados de más de 10 ha.
ANEXO II: PROYECTOS SOMETIDOS A EVA SIMPLIFICADA	<ul style="list-style-type: none">•Producción de electricidad, vapor y agua caliente con potencia \geq 100 MW•LAT tensión \geq 15 kV y longitud > 3 km, salvo que discurren íntegramente en subterráneo por terreno urbanizado.•Tuberías con longitud > 10 km de transporte de gas, vapor, agua caliente, petróleo, químicos o CO2, excepto en suelo urbano.•Parques eólicos no incluidos en Anexo I, salvo las destinadas a autoconsumo con potencia < 100 kW.•Instalaciones para la producción de energía en medio marino.•Plantas solares para la venta a la red no incluidas en Anexo I ni ubicadas en cubiertas o tejados que ocupen > 10 ha.

Ilustración 101: Ámbito de aplicación de los distintos procedimientos de EIA.

Según el artículo 25 del Reglamento de Procedimientos de los instrumentos de ordenación del sistema de planeamiento de Canarias (Decreto 55/2006, de 9 de mayo), la Comisión de Ordenación del Territorio y Medio Ambiente de Canarias (COTMAC) actuará como órgano ambiental de los planes de ordenación de los recursos naturales, territoriales, urbanísticos o sectoriales con relevancia sobre el territorio.

8.2.1. Estudio del entorno: Variables o componentes ambientales susceptibles de ser afectadas.

-Zonas de especial protección:

A continuación se describen los distintos elementos ambientales con mayor protección en la Isla de La Gomera, susceptibles de sufrir impacto.



Ilustración 102: Lugares de importancia comunitaria (LIC)

Únicamente la ubicación del depósito inferior de la central de bombeo se encuentra en una zona LIC, concretamente la zona LIC Montaña Del Cepo.



Ilustración 103: Zonas especiales de conservación (ZEC)

Solo el depósito inferior de la central de bombeo se encuentra en una zona ZEC.



Ilustración 104: Zonas de especial protección para las aves (ZEPA)



Ilustración 105: Red Canaria de Espacios Naturales Protegidos.



Ilustración 106: Áreas prioritarias de la reproducción, alimentación, dispersión y concentración de las especies amenazadas de la avifauna.



Ilustración 107: Áreas importantes para las aves (IBAS)

-Clima:

En la mayoría de los proyectos el clima no es susceptible de ser afectado, aun así, puede ser útil para la comprensión de ciertos impactos y para la aplicación de medidas correctoras, por ejemplo en la selección de especies para la revegetación.

El clima de La Gomera es de tipo subtropical fuertemente condicionado por el régimen alternativo de alisios y frentes noratlánticos, así como por su accidentada orografía, las altitudes que se alcanzan en la isla, su proximidad al continente africano y la incidencia de una corriente oceánica fría. En invierno hay mucha menos lluvia que en verano.

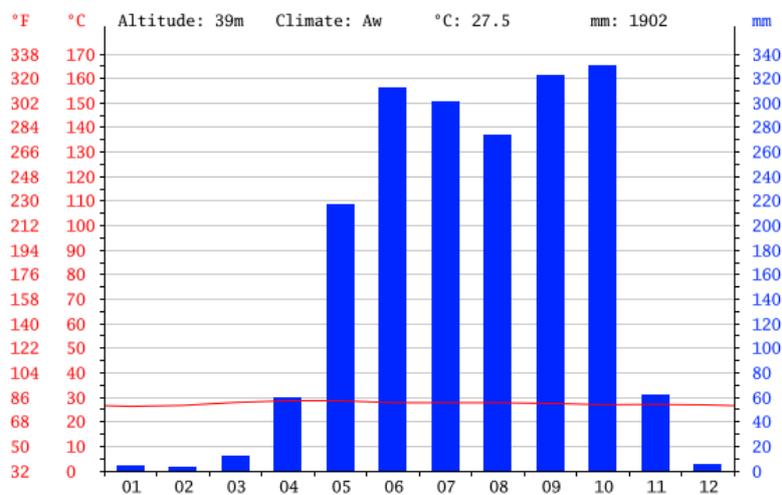


Ilustración 108: Climograma de La Gomera.

El mes más seco es febrero, con 3 mm. El mes más húmedo es octubre, con 330 mm de precipitaciones de media. Las zonas altas de la isla reciben más lluvias que las zonas costeras, lo mismo que ocurre en la zona norte con respecto a la zona sur. El fenómeno de la lluvia horizontal tiene mucha importancia en el Parque Nacional de Garajonay, donde se deposita el agua contenida en las brumas creando un tupido bosque de laurisilva.

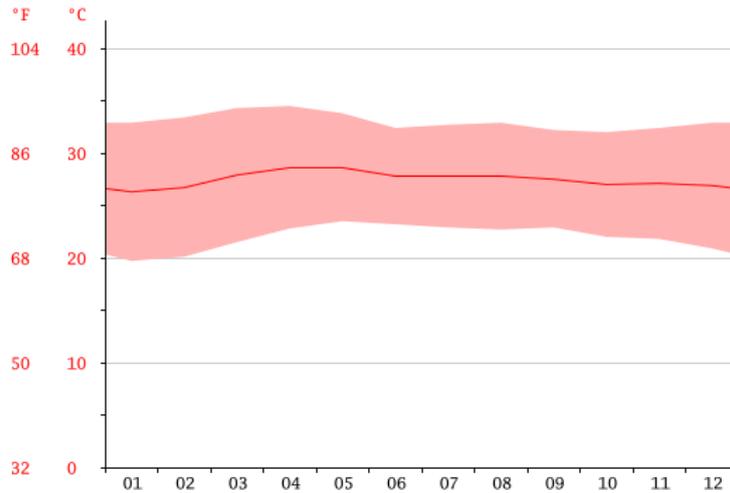


Ilustración 109: Diagrama de temperaturas de La Gomera.

El mes más caluroso del año con un promedio de 28.6 °C de abril. El mes más frío del año es de 26.3 °C en el medio de enero.

-Atmósfera:

El lugar del proyecto está a gran altitud (400 metros), por lo que posee gran capacidad de ventilación. Es preciso señalar que en el área del proyecto, no existen fuentes de emisiones atmosféricas relevantes.

-Ruido:

Con el fin de estudiar los niveles sonoros en la situación preoperacional o sin Proyecto (ruido de fondo del emplazamiento), hay que realizar una campaña de medidas en el área de estudio.

-Geología:

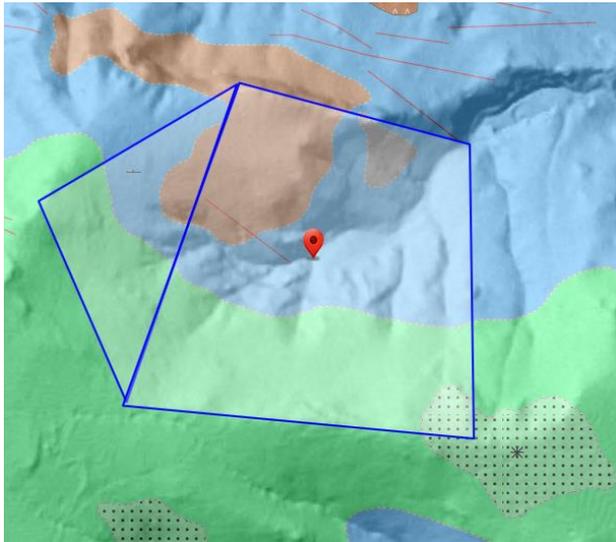


Ilustración 111: Litología de la zona del proyecto eólico.

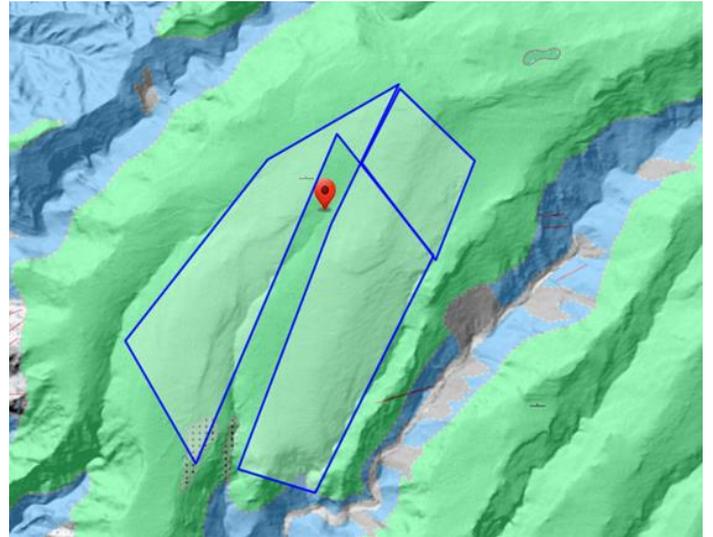


Ilustración 110: Litología de la zona del proyecto fotovoltaico.



Ilustración 112: Litología de la zona del depósito inferior.

- Coladas traquibasálticas
- Coladas basálticas y traquibasálticas
- Coladas sálicas (traquíticas y traquibasálticas indiferenciadas)
- Rocas plutónicas básicas y ultrabásicas

Este tipo de suelos no presenta ninguna peculiaridad especial.

-Hidrología:

Ausencia de cuencas hidrográficas. Se detectaron acuíferos subterráneos en el área de influencia del proyecto, por lo que será necesario extremar las precauciones aunque la profundidad de las labores de excavación no afectará a los mismos.

En el caso del proyecto eólico, existe un afloramiento periférico de basaltos subcrecientes y el fotovoltaico se encuentra cercano a las cuencas de Iguala y Argaga. El depósito inferior se instalará sobre un zócalo impermeable.

Masas de Agua Subterráneas

-  Acuífero Complejo Basal
-  Acuífero Costero
-  Acuífero Insular
-  Acuífero Valle de Gran Rey
-  Acuífero Valle de San Sebastián

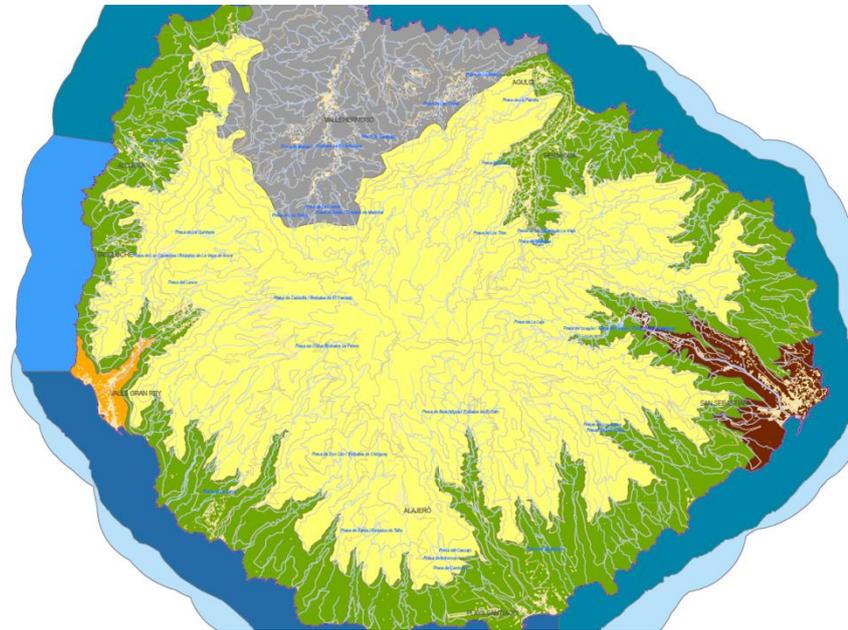


Ilustración 113: Distribución de acuíferos de La Gomera.

-Flora y fauna:

Proyecto eólico: No se registran áreas de interés faunístico y en cuanto a vegetación, se encuentran ejemplares aislados de palmera canaria, así como vegetación de tipo arbustiva, tal como el cardonal gomero. Ambas especies no se encuentran protegidas ni en peligro de extinción.



Ilustración 115: Palmera canaria y cardonal gomero.

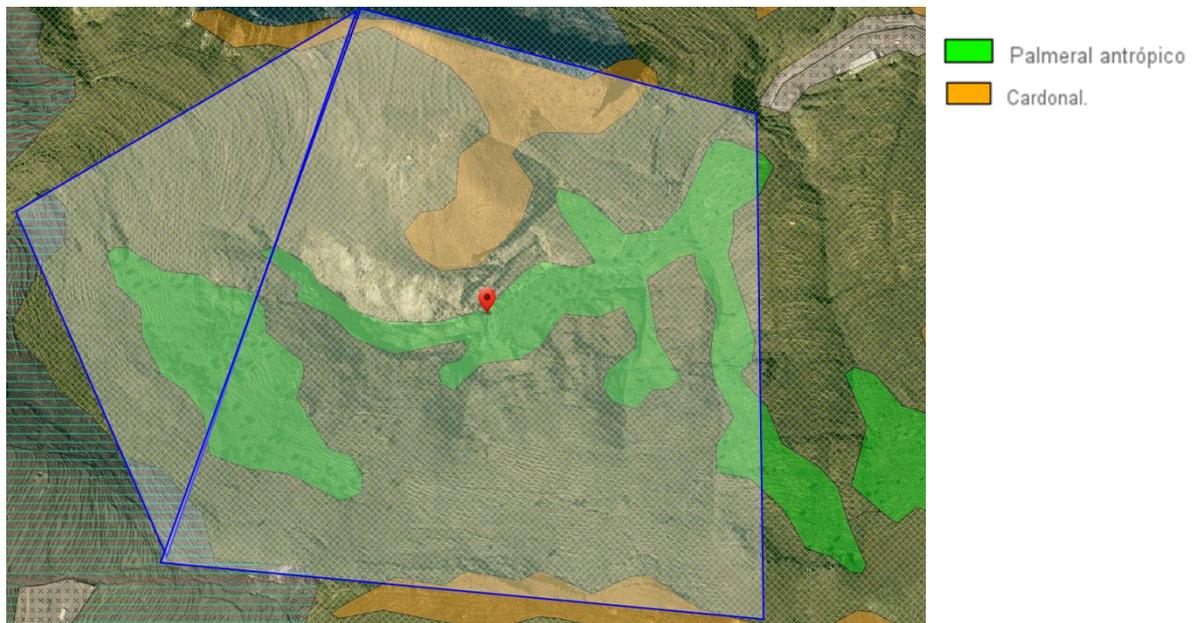


Ilustración 114: Vegetación en la zona del proyecto eólico.

Proyecto fotovoltaico:

En cuanto a fauna existen posibles áreas de reproducción del alcaraván y alimentación de paseriformes, como el gorrión chillón, especie en régimen de protección especial.



Ilustración 116: Alcaraván y gorrión chillón.

Respecto a la vegetación, es una zona de herbazales fundamentalmente con algo de matorrales, básicamente tabaibal amargo gomero.

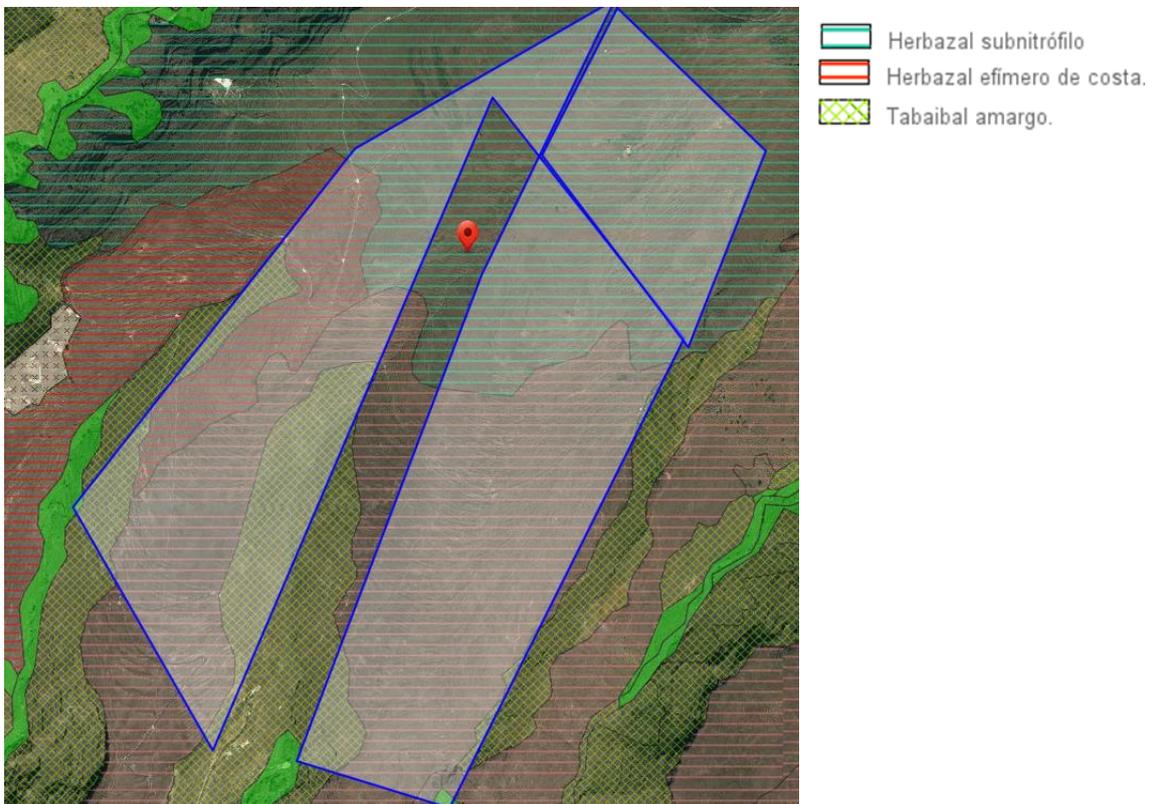


Ilustración 117: Vegetación en la zona del proyecto fotovoltaico.

Depósito inferior:

En la zona del proyecto no se localizan zonas de interés faunístico.

En cuanto a vegetación, se encuentra situado en un sabinar gomero y también se da la tabaiba dulce, ambas especies no protegidas.

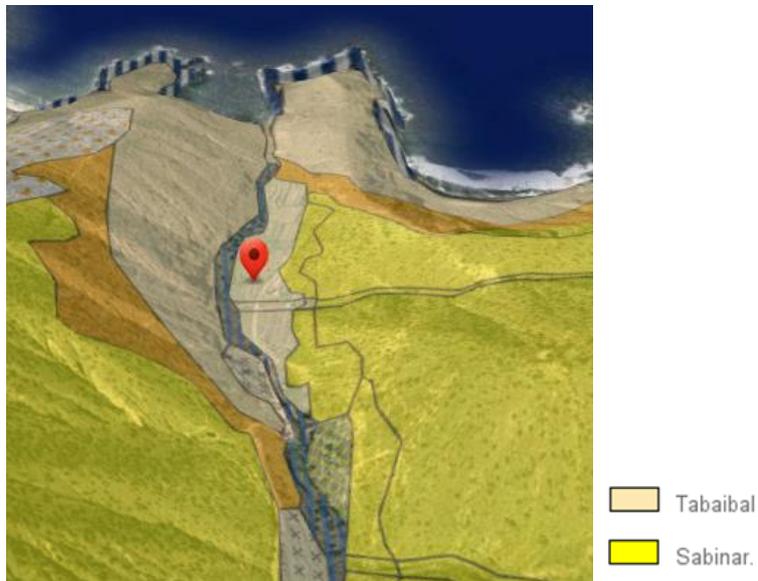


Ilustración 118: Distribución de la vegetación en la zona del proyecto del depósito inferior.



Ilustración 119: Sabinar gomero y tabaiba dulce.

-Paisaje:

En el caso del terreno destinado al proyecto eólico se trata de un paisaje rural, con terrazas sin actividad agrícola en la actualidad. La calidad visual está entre baja y moderada.

Para el terreno dedicado al proyecto fotovoltaico se observa un espacio con lomadas y pendiente suave con una gran extensión de cultivos abandonados.

El terreno destinado a la construcción del depósito inferior es un barranco orientado al Norte con bancales de cultivo abandonados en parte.

-Elementos patrimoniales:

En el terreno del proyecto eólico y del depósito inferior se localizan dos y un yacimiento arqueológico respectivamente y en el caso del proyecto fotovoltaico también hay yacimientos arqueológicos, así como patrimonio etnográfico en el caserío de Gerián y sus alrededores.

-Cercanía a núcleos poblacionales:

El terreno destinado al proyecto eólico se encuentra próximo al barrio capitalino de El Langrero y al Asentamiento Rural de Ayamosna, mientras que el destinado al proyecto fotovoltaico está próximo a los Caseríos Gomeros de Gerián y Guarchico. Cerca del terreno destinado al depósito inferior se halla el Asentamiento Rural del Cabezo, Valleabajo y Las Rosas.

-Socioeconomía:

La isla de La Gomera posee una tasa de paro del 25,58 % según datos de Mayo de 2016, donde, la segunda mayor pérdida de empleo en 2016 respecto a 2015 se ha dado en el sector de la construcción. Es la isla canaria que más empleos ha perdido en términos relativos.

La principal actividad económica de la isla es la hostelería, que reúne en torno al 21,2% de la población activa.

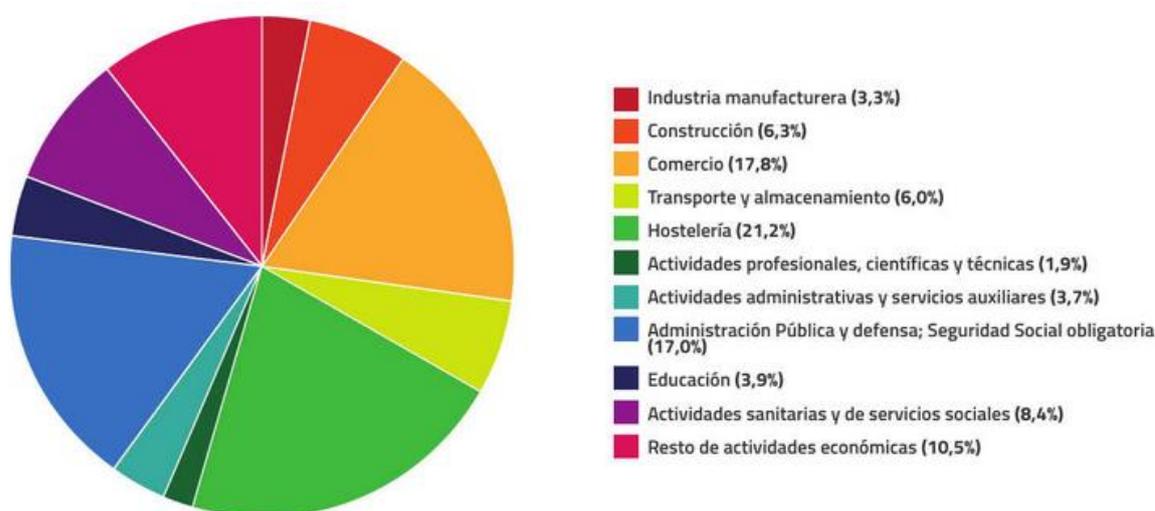


Ilustración 120: Distribución de la población activa en La Gomera. [23]

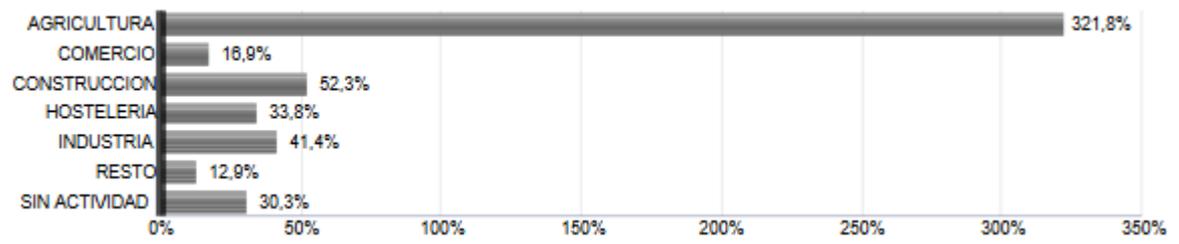


Ilustración 121: Variación anual del paro por sectores en La gomera (2015-2016). [23]

8.2.2. Valoración Ambiental de las Componentes (VAC)

A continuación se establece el criterio para la evaluación ambiental de las componentes ambientales que pueden verse afectadas, en función de su relevancia, representatividad, abundancia y estado actual en cada uno de los terrenos donde se establecerán los proyectos.

Tabla 23: Criterios de evaluación de las componentes ambientales que rodean los proyectos.

VAC	Relevancia relativa
0	Nula
1-3	Baja
4-6	Moderada
7-8	Alta
9-10	Muy alta

Tabla 24: Valoración de las componentes ambientales de la zona del proyecto eólico.

<i>Medio</i>	<i>Componente ambiental</i>	<i>VAC</i>	<i>Relevancia relativa</i>	<i>Justificación</i>
Físico	Clima	0	Nula	No representativo
	Atmósfera	7	Alta	Importante para salud/ Cercanía a núcleos poblacionales
	Ruido	8	Alta	Importancia para salud /Cercanía a núcleos poblacionales
	Geología	5	Moderada	Sin singularidades
	Suelos	5	Moderada	Sustentación flora
	Hidrología	5	Moderada	Poca profundidad de excavación/ Remota posibilidad de infiltraciones
Biótico	Flora	4	Moderada	Presencia de flora/ No protegidas
	Fauna	2	Baja	Área de no interés faunístico
Humano	Paisaje	4	Baja	Poca calidad visual
	Socioeconomía	7	Alta	Tasa de paro importante
	Bienestar social	10	Muy alta	Reducción de emisiones en la isla.
	Patrimonial	2	Bajo	Bajo interés

Tabla 25: Valoración de las componentes ambientales de la zona del proyecto fotovoltaico.

<i>Medio</i>	<i>Componente ambiental</i>	<i>VAC</i>	<i>Relevancia relativa</i>	<i>Justificación</i>
Físico	Clima	0	Nula	No representativo
	Atmósfera	7	Alta	Importante para salud/ Cercanía a núcleos poblacionales
	Ruido	8	Alta	Importancia para salud /Cercanía a núcleos poblacionales
	Geología	5	Moderada	Sin singularidades
	Suelos	5	Moderada	Sustentación flora
	Hidrología	5	Moderada	Poca profundidad de excavación/ Remota posibilidad de infiltraciones
Biótico	Flora	4	Moderada	Presencia de flora/ No protegidas
	Fauna	9	Muy alta	Presencia de fauna/ Régimen de protección especial
Humano	Paisaje	6	Moderado	Calidad visual media
	Socioeconomía	7	Alta	Tasa de paro importante
	Bienestar social	10	Muy alta	Reducción de emisiones en la isla.
	Patrimonial	5	Bajo	Interés medio

Tabla 26 : Valoración de las componentes ambientales de la zona destinada al depósito inferior.

<i>Medio</i>	<i>Componente ambiental</i>	<i>VAC</i>	<i>Relevancia relativa</i>	<i>Justificación</i>
Físico	Clima	0	Nula	No representativo
	Atmósfera	7	Alta	Importante para salud/ Cercanía a núcleos poblacionales
	Ruido	8	Alta	Importancia para salud /Cercanía a núcleos poblacionales
	Geología	5	Moderada	Sin singularidades
	Suelos	5	Moderada	Sustentación flora
	Hidrología	5	Moderada	Poca profundidad de excavación/ Remota posibilidad de infiltraciones
Biótico	Flora	4	Moderada	Presencia de flora/ No protegidas
	Fauna	2	Baja	Área sin interés faunístico
Humano	Paisaje	6	Moderado	Calidad visual media
	Socioeconomía	7	Alta	Tasa de paro importante
	Bienestar social	10	Muy alta	Reducción de emisiones en la isla.
	Patrimonial	5	Bajo	Interés medio

8.2.3. Identificación de impactos.

-Impactos en la fase de construcción (comunes a todos los proyectos):

- **Calidad del aire:** emisiones de material particulado a la atmósfera (PM10 y PM2, 5), fundamentalmente debido a excavaciones, tránsitos por caminos no pavimentados, carga y descarga de materiales y emisiones de gases (SO₂, NO₂, COV), debido al tránsito de camiones y vehículos.
- **Generación de ruido:** las actividades de roce y despeje, movimientos de tierra (escarpe, excavaciones, rellenos, terraplenes, compactación), movimiento de camiones, nivelación del terreno, transporte de los componentes, transporte de maquinaria y materiales, transporte de personal, traslado de grúas, transporte de agua, y transporte de combustible.
- **Geología:** Durante la fase de construcción, las actividades de movimiento de tierra (escarpe, terraplenes, compactación), disposición de material y nivelación del terreno, modificarán la morfología del microrelieve, produciendo una alteración local de la forma del terreno en los sectores en que se ejecuten estas obras. El movimiento de tierras es menor para el proyecto fotovoltaico y muy alto para el depósito inferior.
- **Suelos:** Durante la fase de construcción, las actividades de movimiento de tierra (excavaciones, terraplenes, compactación) y nivelación del terreno, alterarán puntualmente las propiedades del suelo en los sectores donde se ejecuten las obras, por pérdida, transformación o compactación de éste. El movimiento de tierras es menor para el proyecto fotovoltaico y muy alto para el depósito inferior.
- **Pérdida vegetación:** En aquellos puntos en que las actividades constructivas, tales como movimiento del terreno superficial (escarpe, excavaciones, terraplenes, compactación) y nivelación del terreno, se realicen para la instalación de las obras transitorias y permanentes.
- **Fauna:** Perturbación en el ambiente de vida y alimentación de las especies por adecuación de los caminos de acceso, la construcción de plataformas para el montaje de los aerogeneradores/placas fotovoltaicas y otras obras.
- **Socioeconómico:** En la etapa de construcción, se requerirá el mayor número de mano de obra del proyecto. Este impacto contribuye a la sostenibilidad social, ya que se observa que en la zona no existe una gran diversificación de empleos y se observa una importante tasa de desempleo en este sector.
- **Patrimonial:** Posibilidad de destrucción de yacimientos durante el movimiento de tierras.

- **Paisaje:** El transporte de los componentes de los aerogeneradores, transporte de maquinaria y materiales, montaje de los aerogeneradores/placas fotovoltaicas y construcción de la línea de transmisión, lo alterarán temporalmente.

-Impactos en la fase de construcción (exclusivos del depósito inferior):

- **Ocupación de terreno:** pérdidas de ecosistema, suelo, elementos patrimoniales, infraestructuras (carreteras) y actividades socioeconómicas asociadas. Si bien este es un impacto común a otros proyectos, en el caso del depósito inferior su magnitud puede ser mayor debido a la superficie inundada.
- **Hidrología:** Posible afección a los acuíferos para la construcción de la tubería enterrada.

-Impactos fase de operación (proyecto eólico):

- **Calidad del aire:** las emisiones atmosféricas serán prácticamente despreciables puesto que la única actividad susceptible de causar impactos en la calidad del aire es el tránsito de vehículos. El tránsito de vehículos medianos se realizará esporádicamente para el mantenimiento del parque, y diariamente transitará una camioneta que llevará al personal que trabajará de manera estable en la sala de control.
- **Ruido:** Aerodinámico y mecánico. El funcionamiento de los aerogeneradores producirá un aumento en los niveles de ruido basales. Por distancia al Langrero (0,81 km) y Ayamosna (1,87 km), no afectará a ninguna población, ya que según el **Decreto 32/2006, de 27 de marzo** la distancia entre un aerogenerador y una vivienda no será inferior a 150 metros y a 250 metros respecto de un núcleo habitado. Puede existir afección a la fauna local.
- **Riesgo de colisión de avifauna:** El número de colisiones esperada para un parque eólico es de 1 colisión/turbina/año. Hay otras que señalan un número desde 1 a 10 colisiones por turbina al año y sólo un escaso número de publicaciones señalan un número superior a 10 colisiones/turbina/año. En este caso el terreno se encuentra alejado de las zonas de especial protección para las aves (ZEPA) y de las áreas prioritarias de la reproducción, alimentación, dispersión y concentración de las especies amenazadas de la avifauna, pero es necesario mantener la precaución.
- **Socioeconómico:** la generación de empleos será menor que durante la construcción. Estos empleos son de mayor especialización pero tienen la gran ventaja de ser a largo plazo. En cuanto a los trabajos relacionados con la comunidad cercana, se mantendrán algunas fuentes de trabajo relacionados con la prestación de servicios, por ejemplo, jardinería, limpieza y mantenimiento.
- **Impacto paisajístico:** Muy visible, ya que se encuentra en altura y cerca de poblaciones.

- **Bienestar social:** Generación de electricidad que no genera emisiones contaminantes de efecto invernadero a la atmósfera y su fuente de generación, en este caso “el viento”, es renovable e inagotable en el tiempo. Contribuirá a la creciente demanda energética de la región, intensiva en actividades mineras e industriales.

-Impactos fase de operación (proyecto fotovoltaico):

- **Calidad del aire:** las emisiones atmosféricas serán prácticamente despreciables puesto que la única actividad susceptible de causar impactos en la calidad del aire es el tránsito de vehículos. El tránsito de vehículos medianos se realizará esporádicamente para el mantenimiento del parque, y diariamente transitará una camioneta que llevará al personal que trabajará de manera estable en la sala de control.
- **Ruido:** No se produce ningún tipo de ruido capaz de producir impacto.
- **Socioeconómico:** la generación de empleos será menor que durante la construcción. Estos empleos son de mayor especialización pero tienen la gran ventaja de ser a largo plazo. En cuanto a los trabajos relacionados con la comunidad cercana, se mantendrán algunas fuentes de trabajo relacionados con la prestación de servicios, por ejemplo, jardinería, limpieza y mantenimiento.
- **Impacto paisajístico:** Alta ocupación de terreno, se encuentra a gran altura y desde abajo no es visible, sí para los caseríos cercanos.
- **Bienestar social:** Generación de electricidad que no genera emisiones contaminantes de efecto invernadero a la atmósfera y su fuente de generación, en este caso “el viento”, es renovable e inagotable en el tiempo. Contribuirá a la creciente demanda energética de la región, intensiva en actividades mineras e industriales.

-Impactos fase de operación (depósito inferior):

- **Alteración paisajística:** La creación de un nuevo embalse supone una alteración del paisaje.

-Impactos fase de desmantelamiento:

Similares a los de la fase de construcción.

8.2.4. Valoración de impactos

Los impactos de las obras o actividades del proyecto sobre las componentes ambientales serán identificados como Valoración Impacto Ambiental (VIA), el cual representa el producto entre el Impacto Resultante (IR) y el valor ambiental (VA) del componente.

$$VIA = IR * VAC$$

VIA=Valoración Impacto Ambiental

IR=Impacto resultante

VAC= Valor Ambiental Componentes

Calificación de Impactos Ambientales:

- >0 : Impacto positivo
- <-1 y >-300 : Impacto negativo no significativo
- <-300 y > -2100 : Impacto negativo significativo

-Valoración de impactos:

Se valorará:

- Signo: Indica si el impacto tiene un efecto positivo o negativo en la componente ambiental. Impacto Positivo (+1)// Impacto Negativo (-1).
- Certidumbre: Probabilidad de ocurrencia del impacto (1-10).
- Extensión: Define la magnitud del área afectada por el impacto, entendiéndose ésta como la superficie relativa donde se resiente el impacto.
 - 1: Puntual (en área de impacto).
 - 2: Parcial (más allá del área de impacto, pero dentro de la del proyecto).
 - 3: Extenso (más allá del área del proyecto).
- Intensidad: Indica el grado de incidencia que provoca el impacto sobre la componente en el área donde se produce el impacto. (1-10).
- Persistencia:
 - 1: Fugaz (durante la ocurrencia de la acción).
 - 2: Temporal (tiempo mayor al de ocurrencia).
 - 4: Permanente (indefinido en el tiempo).

- Reversibilidad: Indica si el elemento impactado tiene la capacidad de retornar a su condición original. Se considera solamente la recuperación en términos naturales.

1: Corto plazo (<1 año).

2: Medio plazo (>1 y <2 años).

3: Largo plazo (>2 años y <20 años)

4: Irreversible (>20 años)

- Periodicidad:

1: Discontinuo (irregular)

2: Periódico (intermitente, pero de forma continua)

3: Continuo (permanente en el tiempo)

IR= Signo x Certidumbre x (Extensión+Intensidad+Permanencia+Reversibilidad+Periodicidad)

Determinación del VIA:

Tabla 27: Determinación del VIA para impactos en la fase de construcción del proyecto eólico.

IMPACTO	Signo	Ce	Ext	Int	Per	Rev	Perio	IR	VAC	VIA
<i>Calidad del aire</i>	-1	5	3	1	2	1	1	-40	7	-280
<i>Geología</i>	-1	5	1	2	4	4	1	-60	5	-300
<i>Suelos</i>	-1	6	1	2	4	1	1	-54	5	-270
<i>Ruido</i>	-1	5	2	2	1	1	1	-35	8	-280
<i>Flora</i>	-1	6	2	5	2	3	1	-78	4	-312
<i>Fauna</i>	-1	1	1	1	2	3	1	-8	2	-16
<i>Socioeconómico</i>	1	7	3	7	2	2	1	105	7	735
<i>Paisaje</i>	-1	4	3	4	1	1	1	-40	4	-160
<i>Patrimonial</i>	-1	8	1	7	1	4	1	-112	2	-224

Tabla 28: Determinación del VIA para impactos en la fase de construcción del proyecto fotovoltaico.

IMPACTO	Signo	Ce	Ext	Int	Per	Rev	Perio	IR	VAC	VIA
<i>Calidad del aire</i>	-1	5	3	1	2	1	1	-40	7	-280
<i>Geología</i>	-1	5	1	2	4	4	1	-60	5	-300
<i>Suelos</i>	-1	6	1	2	4	1	1	-54	5	-270
<i>Ruido</i>	-1	5	2	2	1	1	1	-35	8	-280
<i>Flora</i>	-1	6	2	5	2	3	1	-78	4	-312
<i>Fauna</i>	-1	1	1	1	2	3	1	-8	9	-72
<i>Socioeconómico</i>	1	7	3	7	2	2	1	105	7	735
<i>Paisaje</i>	-1	4	3	4	1	1	1	-40	6	-240
<i>Patrimonial</i>	-1	8	1	7	1	4	1	-112	5	-560

Tabla 29: Determinación del VIA para impactos en la fase de construcción del depósito inferior.

IMPACTO	Signo	Ce	Ext	Int	Per	Rev	Perio	IR	VAC	VIA
<i>Calidad del aire</i>	-1	5	3	1	2	1	1	-40	7	-280
<i>Geología</i>	-1	5	1	8	4	4	1	-90	5	-450
<i>Suelos</i>	-1	6	1	8	4	4	1	-108	5	-540
<i>Ruido</i>	-1	5	2	2	1	1	1	-35	8	-280
<i>Flora</i>	-1	6	2	7	4	4	1	-108	4	-432
<i>Fauna</i>	-1	1	1	1	2	3	1	-8	2	-16
<i>Socioeconómico</i>	1	7	3	7	2	2	1	105	7	735
<i>Paisaje</i>	-1	4	3	4	1	1	1	-40	6	-240
<i>Patrimonial</i>	-1	8	1	7	1	4	1	-112	5	-560

Tabla 30: Determinación del VIA para impactos en la fase de explotación en el proyecto eólico.

IMPACTO	Signo	Ce	Ext	Int	Per	Rev	Perio	IR	VAC	VIA
Calidad del aire	-1	1	3	1	1	1	1	-7	7	-49
Ruido	-1	2	2	2	4	4	4	-32	8	-256
Fauna	-1	5	2	4	4	4	4	-90	2	-180
Socioeconómico	1	7	3	4	2	2	1	84	7	588
Paisaje	-1	5	5	5	4	4	1	-95	4	-380
Bienestar Social	1	10	3	6	4	3	4	200	10	2000

Tabla 31: Determinación del VIA para impactos en la fase de explotación en el proyecto fotovoltaico.

IMPACTO	Signo	Ce	Ext	Int	Per	Rev	Perio	IR	VAC	VIA
Calidad del aire	-1	1	3	1	1	1	1	-7	7	-49
Socioeconómico	1	7	3	4	2	2	1	84	7	588
Paisaje	-1	4	7	3	4	4	1	-76	4	-304
Bienestar Social	1	10	3	6	4	3	4	200	10	2000

Tabla 32 : Determinación del VIA para impactos en la fase de explotación del depósito inferior.

IMPACTO	Signo	Ce	Ext	Int	Per	Rev	Perio	IR	VAC	VIA
Calidad del aire	-1	1	3	1	1	1	1	-7	7	-49
Ruido	-1	2	2	2	4	4	4	-32	8	-256
Socioeconómico	1	7	3	7	2	2	1	105	7	735
Paisaje	-1	5	5	5	4	4	1	-95	6	-570

Tabla 33: Determinación del VIA para impactos en la fase de desmantelamiento todos los proyectos.

IMPACTO	Sig	Ce	Ext	Int	Per	Rev	Perio	IR	VAC	VIA
Calidad del aire	-1	4	3	1	2	1	1	-32	7	-224
Ruido	-1	4	2	3	1	1	1	-32	8	-256

8.2.5. Medidas de mitigación

Medidas Generales

1. Se desarrollará un Plan de Manejo Ambiental detallado, una vez que finalice el proceso de Evaluación de Impacto Ambiental, que formará parte de los contratos con contratistas y subcontratistas y será de obligatorio cumplimiento.
2. Por ningún motivo se verterán desechos de cualquier tipo en el área de influencia del proyecto.
3. Una vez terminada la obra, se realizará una limpieza exhaustiva con el objeto de retirar cualquier escombros o material de construcción sobrante y se dejará el sitio en las mismas condiciones o similares a su origen.

Medidas específicas

Se tomarán para aquellos impactos negativos significativos.

A. Medidas sobre impactos significativos en Componente Flora:

1. Rescate y trasplante de ejemplares presentes en área de intervención directa del proyecto.
2. Revegetación a partir de siembra directa o plantación.

B. Medidas sobre impactos significativos en Componente Patrimonial:

1. Se requiere la presencia de un arqueólogo en todos los procesos de excavaciones.

C. Medidas sobre impactos significativos en Componente Paisaje:

1. Integración paisajística de los nuevos elementos mediante diseños y colores poco llamativos.
2. Respecto a los aerogeneradores torres de tipo tubular por su menor impacto visual con colores claros, de forma que se mimeticen con el horizonte.
3. Las líneas eléctricas de evacuación deben ir soterradas en la medida de lo posible.

8.2.6. Plan de seguimiento, vigilancia y monitoreo ambiental.

A. Plan de seguimiento ambiental para el componente flora.

1. Monitoreos semanales durante el primer mes del número de ejemplares rescatados y del número de ejemplares relocalizados.
2. Monitoreo estacional: monitoreo estacional de los ejemplares replantados cada cuatro meses durante el primer año.

8.3. Pliego de condiciones técnicas-Legislación.

-A nivel nacional:

- **Ley 54/1997, de 27 noviembre, del sector eléctrico** (B.O.E. de 28-11-1997): La presente Ley tiene como fin básico establecer la regulación del sector eléctrico, con el triple objetivo de garantizar el suministro eléctrico, la calidad de dicho suministro y que se realice al menor coste posible, todo ello sin olvidar la protección del medioambiente. La Ley 54/1997 configura, en definitiva, un sistema eléctrico que funcionará bajo los principios de objetividad, transparencia y libre competencia.
- **Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre:** por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministros y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- **Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre,** por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

Define las reglas básicas de funcionamiento económico y técnico de los sistemas eléctricos insulares y establece la implantación del Operador del Sistema y del Operador del Mercado en los territorios extrapeninsulares:

El despacho de unidades de producción en régimen ordinario se realizará según su orden de mérito económico, teniendo en cuenta las restricciones técnicas y ambientales de cada sistema.

El despacho de unidades de producción deberá garantizar además la disponibilidad de la suficiente reserva de potencia rodante que minimice el efecto de las incidencias de generación en la calidad del servicio para cada sistema, de tal forma que dicha incidencia de generación en la calidad de suministro resulte equivalente a la prevista en la península.

- **Ley 17/2007, de 4 de julio,** por la que se modifica la Ley 54/1997. Sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, por la cual el gestor de la red de transporte actuará como transportista único, pasando a desarrollar dicha actividad en régimen de exclusividad.
- **[Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril](#),** por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social que establece un sistema para la financiación del extracoste de generación en los Sistemas Eléctricos Insulares y Extra peninsulares, que, de forma escalonada, se financiará por los presupuestos generales del Estado, y dejará de formar parte de los costes permanentes del sistema.
- **Ley 17/2012, de 27 de diciembre,** de Presupuestos Generales del Estado para el año 2013, establece tres medidas de carácter excepcional. En primer lugar, se suspende, al igual que en el ejercicio precedente, la aplicación del mecanismo

de compensación de los extracostes de la generación en territorios insulares y extrapeninsulares con cargo a los Presupuestos Generales del Estado.

- **Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio**, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico. Deroga la disposición adicional primera del Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, y establece la financiación con cargo a los Presupuestos Generales del Estado únicamente el 50 por ciento del extracoste de generación en el régimen insular y extrapeninsular.

-A nivel autonómico:

- **Ley 11/1997, de 2 de diciembre**, de regulación del Sector Eléctrico Canario.

Dicha Ley busca un mercado competitivo en el sector eléctrico, y su regulación se encamina a la racionalización de la generación, transporte y distribución de la electricidad, así como al reforzamiento de la seguridad y calidad del abastecimiento en las peculiares circunstancias que se derivan del hecho insular y que determinan que cada isla constituya un sistema independiente. Las características de estos sistemas han derivado a que, en el momento actual, exista un monopolio de hecho al que solamente su carácter público ha contribuido, en general, a evitar abusos de posición dominante y comportamientos depredadores.

Esta norma hace hincapié en una de las características diferenciales de la producción de energía eléctrica en Canarias de la del resto del Estado: la fuerte interacción entre los procesos de desalinización y la producción y el consumo de energía.

Los Planes Insulares de Ordenación Territorial deberán recoger las previsiones necesarias sobre reserva de suelo para las instalaciones de generación eléctrica, así como el establecimiento de criterios que deberán aplicarse a las redes de transporte de energía eléctrica y, en lo posible, localización de trazados posibles de interconexión entre diferentes instalaciones de generación o entre éstas y las estaciones de transformación o distribución en suelo no urbanizable.

- **Orden de 28 de septiembre de 2005**, por la que se fijan los criterios de definición de la red de transporte de energía eléctrica de la Comunidad Autónoma de Canarias y se hace pública la relación de instalaciones que la constituyen.
- **Decreto 161/2006, de 8 de noviembre**, por el que se regulan la autorización, conexión y mantenimiento de las instalaciones eléctricas en el ámbito de la Comunidad Autónoma de Canarias.

-Energías Renovables:

- **Directiva 2009/28/CE**, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, por la que se asigna dos objetivos obligatorios para España. Le exige aumentar hasta el 20% la utilización de las energías renovables para 2020 con respecto a 2005, cuando la cuota de renovables era del 8,7%, lo que supone doblar la actual capacidad de producción.
- **Plan de Energías Renovables 2011-2020.**
- **Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo**, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización de régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- **Real Decreto 1003/2010, de 5 de agosto**, por el que se regula la liquidación de la prima equivalente a las instalaciones de producción de energía eléctrica de tecnología fotovoltaica en régimen especial.
- **Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio**, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico con objeto de garantizar una rentabilidad razonable para instalaciones de generación no convencional y evitar, al mismo tiempo, una sobre retribución de las mismas que recaería sobre los demás sujetos eléctricos. Creación del Registro administrativo de régimen retributivo específico.
- **R.D. 413 /2014 de 6 de Junio**, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables, cogeneración y residuos.
- **Orden IET/1459/2014, de 1 de agosto**, por la que se aprueban los parámetros retributivos y se establece el mecanismo de asignación del régimen retributivo específico para nuevas instalaciones eólicas y fotovoltaicas en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.
- **Decreto 141/2009, de 10 de noviembre**, por el que se aprueba el Reglamento por el que se regulan los procedimientos administrativos relativos a la ejecución y puesta en servicio de las instalaciones eléctricas en Canarias.
- **Decreto 6/2015, de 30 de enero**, por el que se aprueba el Reglamento que regula la instalación y explotación de los Parques Eólicos en Canarias.

El promotor del parque eólico deberá otorgar una fianza por importe de 20.000 euros por megavatio instalado junto con la solicitud de puesta en servicio definitiva del parque eólico, y en garantía del cumplimiento de los deberes de desmantelamiento y restauración de las instalaciones y los terrenos, respectivamente, que ocupe el parque eólico.

Cuando el planeamiento aplicable no imponga separaciones mayores, la distancia entre un aerogenerador y una vivienda no será inferior a 150 metros y a 250 metros

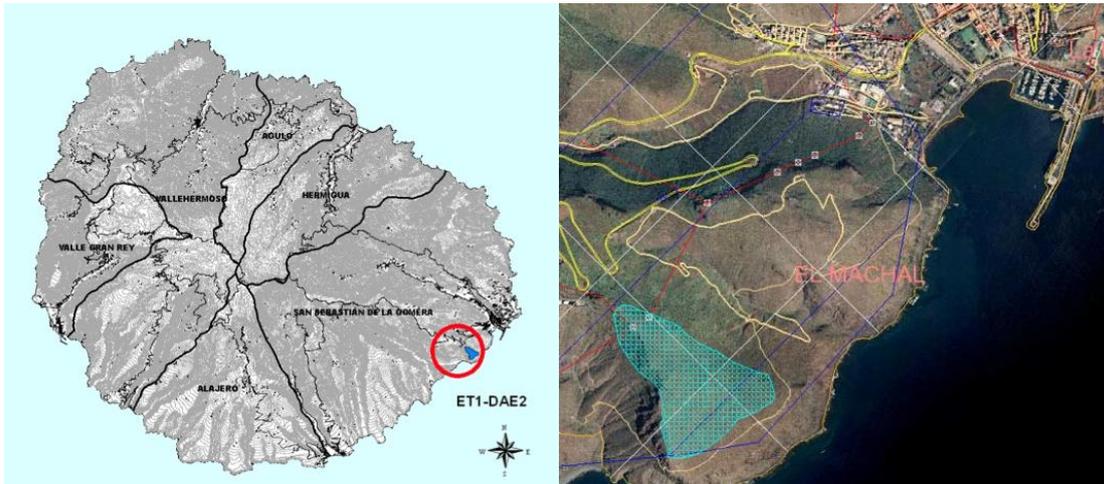
respecto de un núcleo habitado para máquinas de potencia inferior a 900 kW, mientras que la distancia será de 400 metros, para máquinas de potencia superior.

Las Líneas eléctricas de evacuación de energía deberán ser subterráneas.

- Por su singularidad e importancia, cabe traer a colación, en cuanto a la central hidroeléctrica de Gorona del Viento, en la isla de El Hierro, la **Orden IET/1711/2013, de 23 de septiembre**, por la que se establece el método de cálculo de los costes fijos y variables de la instalación de producción eléctrica hidroeléctrica de Gorona del Viento.

8.4. Memoria de ordenación.

Emplazamiento ET1



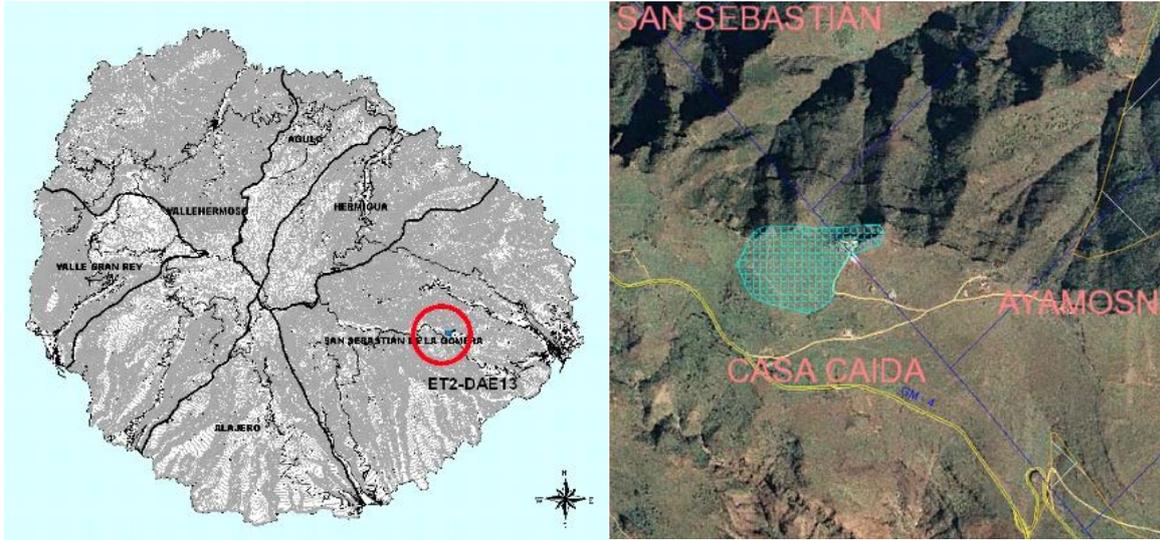
Se encuentra en el término municipal de San Sebastián de La Gomera, en el lugar conocido como Llano del Capitán. Su cercanía a la Central Térmica prevista facilitará su conexión a la red de transporte/distribución.

Características del emplazamiento:

1. **Viento dominante**¹⁰: 10,80 m/s
2. **Superficie Total**: 22,03 ha
3. **Distancia a la red eléctrica**: 0 km
4. **Capacidad de instalación**: 6,8 MW
5. **Accesibilidad**: Buena, desde la pista que conecta con la carretera insular GM-4
6. **Geomorfología y pendientes**: Espacio con lomadas y pendiente suave, adecuación del terreno no es necesaria
7. **Impacto ambiental**: nivel bajo (2)

¹⁰ Los vientos dominantes son las tendencias en la dirección del viento con la velocidad más alta sobre un punto particular en la superficie de la Tierra.

Emplazamiento ET2



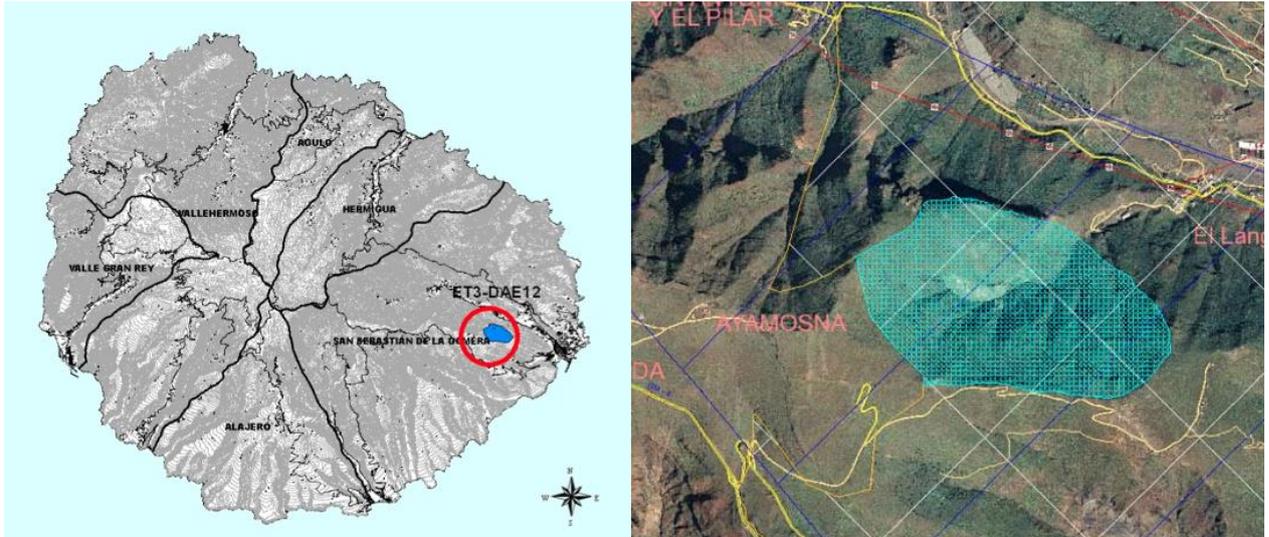
Coordenadas UTM: X = 287891.2097; Y = 3110019.5539

Se encuentra en el término municipal de San Sebastián de La Gomera próximo al caserío de Casa Caída, por lo que habrá que tener en cuenta las distancias que impone el Decreto 6/2015.

Características del emplazamiento:

1. **Viento dominante:** 12,84 m/s
2. **Superficie Total:** 7,40 ha
3. **Distancia a la red eléctrica:** 1,5 km
4. **Capacidad de instalación:** 3,4 MW
5. **Accesibilidad:** Buena, desde la carretera de Ayamosna que conecta con la GM-4, fácil acceso por la carretera TF-713.
6. **Geomorfología y pendientes:** Ladera regular con elevadas pendientes, adecuación del terreno no es necesaria
7. **Impacto ambiental:** nivel medio (3), posible degradación de la vegetación

Emplazamiento ET3



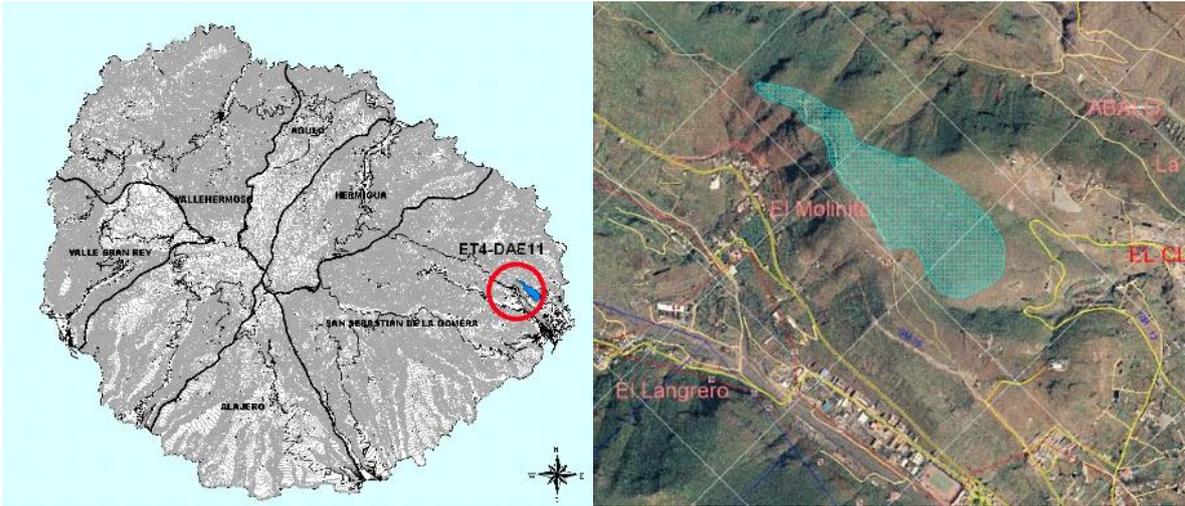
Coordenadas UTM: X = 289690.9150; Y = 3110003.9469

Se encuentra en el término municipal de San Sebastián de La Gomera, próximo al Langrero, por lo habrá que tener en cuenta las distancias mínimas del Decreto 6/2015.

Características del emplazamiento:

1. **Viento dominante:** 13,11 m/s
2. **Superficie Total:** 77,56 ha
3. **Distancia a la red eléctrica:** 0 km
4. **Capacidad de instalación:** 20,4 MW
5. **Accesibilidad:** Buena, desde el camino que parte de El Langrero.
6. **Geomorfología y pendientes:** Ladera regular con elevadas pendientes, adecuación del terreno no es necesaria
7. **Impacto ambiental:** nivel medio (3), posible degradación de la vegetación, Baja-Moderada calidad visual.

Emplazamiento ET4



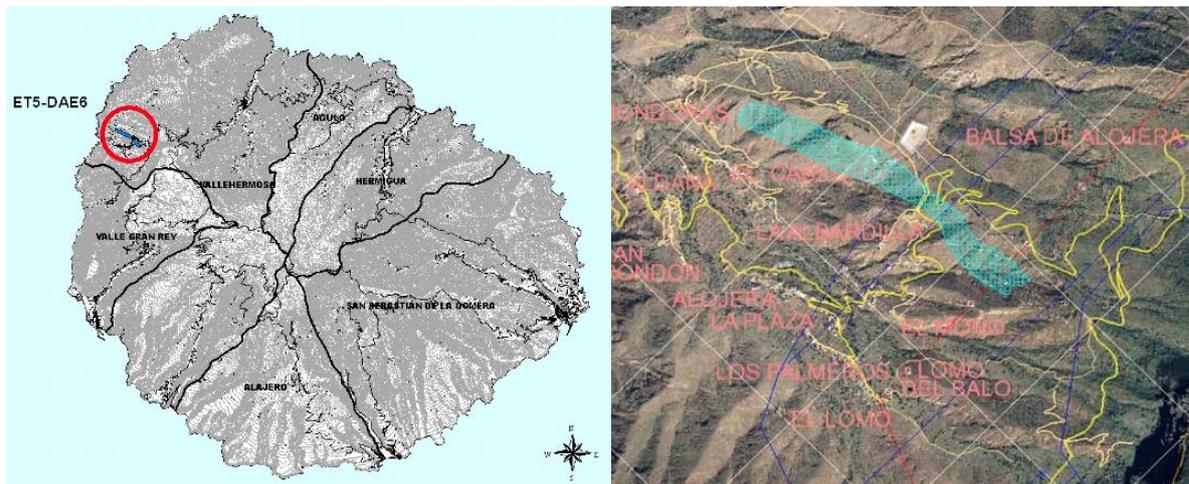
Coordenadas UTM: X = 291897.8597; Y = 3111098.3504.

Se sitúa al Este de la isla y al norte del núcleo urbano de San Sebastián, junto al barrio capitalino de El Molinito en la capital insular.

Características del emplazamiento:

1. **Viento dominante:** 8,2 m/s
2. **Superficie Total:** 33,96 ha
3. **Distancia a la red eléctrica:** 1,17 km
4. **Capacidad de instalación:** 10,2 MW
5. **Accesibilidad:** Media, Desde el camino que une San Sebastián con El Clabo.
6. **Geomorfología y pendientes:** Interfluvio en rampas con pendientes del 17%, adecuación del terreno no es necesaria
7. **Impacto ambiental:** nivel bajo (2), posible degradación de la vegetación y riesgo de erosión, baja calidad visual. No se registran áreas de interés faunístico.

Emplazamiento ET5



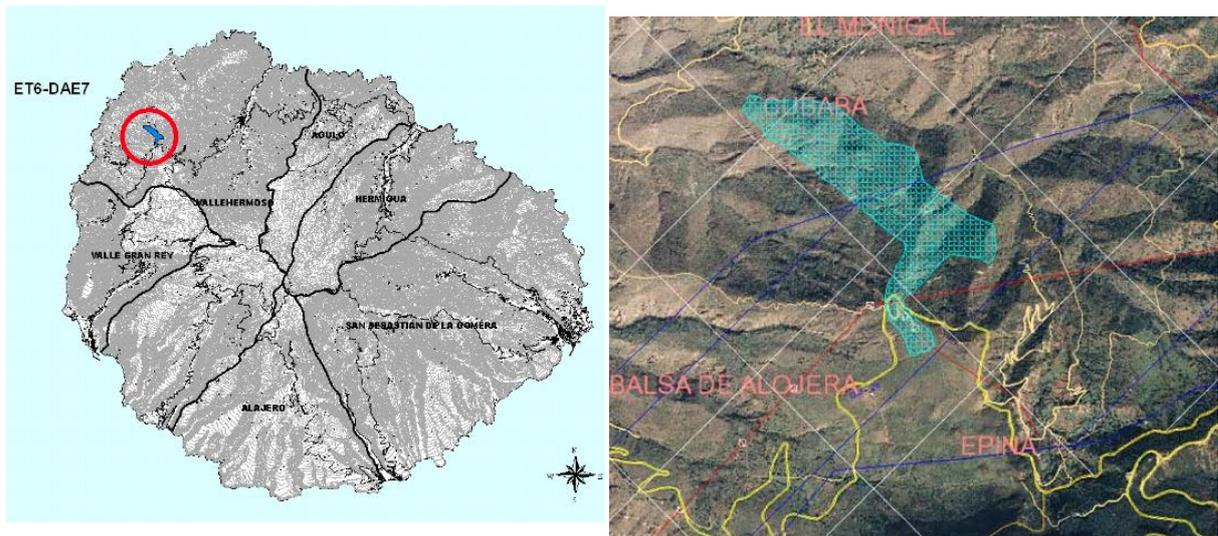
Coordenadas UTM: X = 272089.3127; Y = 3117726.6420

Situado en el término municipal de Vallehermoso, aguas abajo del parque eólico existente de Lomo Epina. Su proximidad a la balsa de Alojera, propuesta para bombeo, aumenta su interés. Se tendrán en cuenta las distancias mínimas del Decreto 6/2015 por su cercanía a la población de Alojera.

Características del emplazamiento:

1. **Viento dominante:** 8,42 m/s
2. **Superficie Total:** 18,07 ha
3. **Distancia a la red eléctrica:** 0 km
4. **Capacidad de instalación:** 12,75 MW
5. **Accesibilidad:** Media, desde la GM-28.
6. **Geomorfología y pendientes:** Barranco muy lobulado muy accidentado con pendientes del 50%, adecuación del terreno no es necesaria
7. **Impacto ambiental:** nivel medio (3), posible degradación de la vegetación y riesgo de erosión, moderada calidad visual. No se contempla como área de interés faunístico.

Emplazamiento ET6



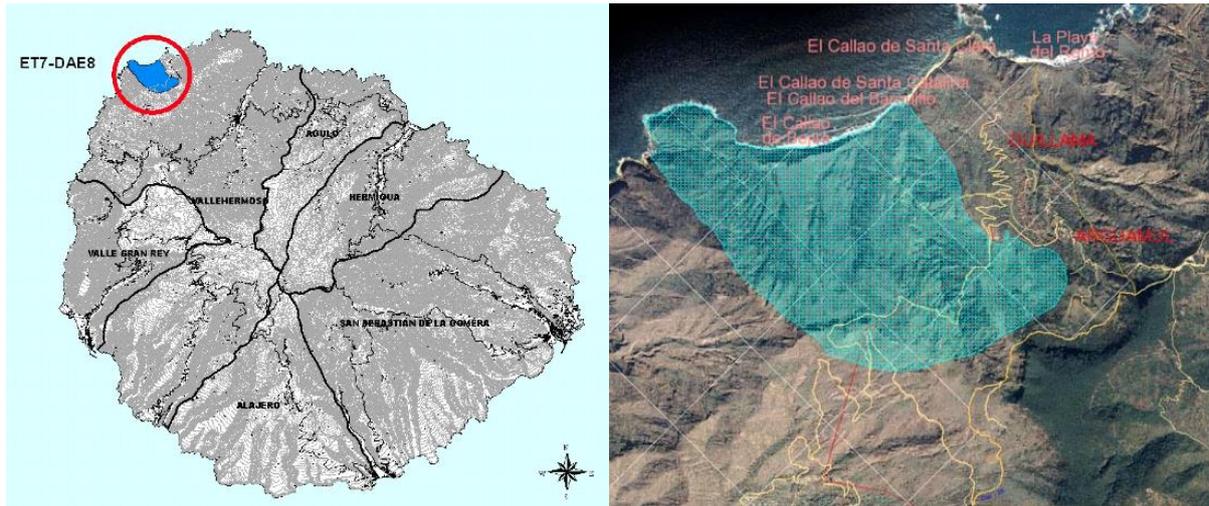
Coordenadas UTM: X = 273529.3244; Y = 3118697.1926

Se sitúa al Noroeste de la isla, en Epina. Su delimitación abarca el parque eólico existente de Lomo Epina.

Características del emplazamiento:

1. **Viento dominante:** 9 m/s
2. **Superficie Total:** 28,11 ha
3. **Distancia a la red eléctrica:** 0 km
4. **Capacidad de instalación:** 8,50 MW
5. **Accesibilidad:** Media, desde el viario secundario
6. **Geomorfología y pendientes:** Interfluvios en cresta muy recortados, con pendientes del 29%, adecuación del terreno no es necesaria
7. **Impacto ambiental:** nivel muy alto (5), posible degradación de la vegetación y riesgo de erosión, alta calidad visual. No se contempla como área de interés faunístico. Parte del ámbito posee patrimonio etnográfico.

Emplazamiento ET7



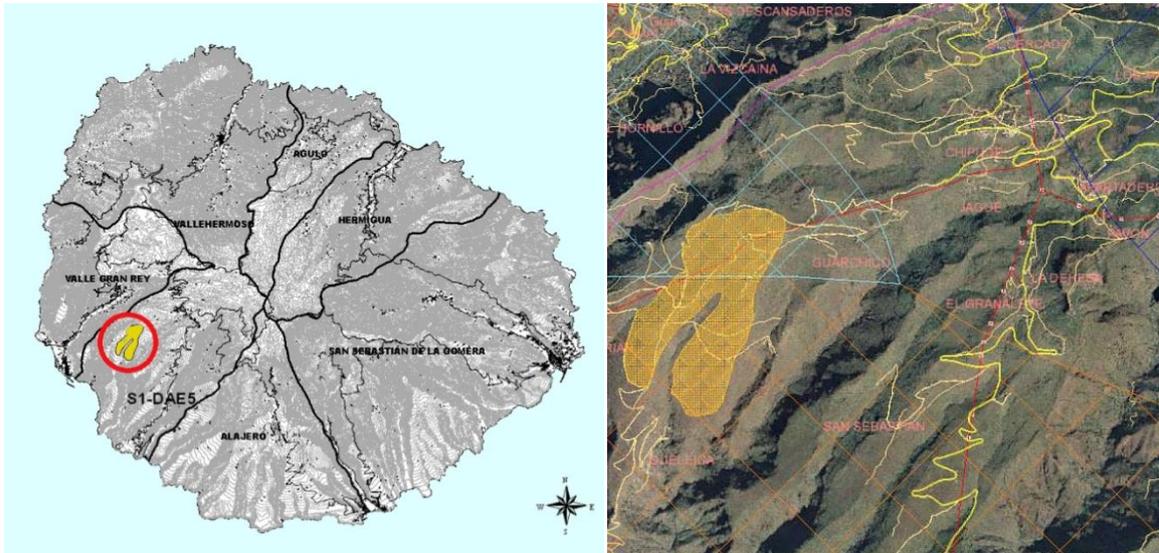
Coordenadas UTM: X = 273650.3412; Y = 3121225.6968.

Situado en el término municipal de Vallehermoso en un paraje aislado que abarca la parte del litoral del Callao de Bejira, localizándose al Este los únicos núcleos próximos, el Asentamiento Rural de Guillama y el Caserío Gomero de Arguamul. La carretera transcurre aguas arriba, por lo que la afección por acceso no sería significativa. Se tendrá en cuenta la presencia de un yacimiento arqueológico coincidente con el ámbito. Limita con el LIC marino Costa de los Órganos.

Características del emplazamiento:

1. **Viento dominante:** 9,14 m/s
2. **Superficie Total:** 211,40 ha
3. **Distancia a la red eléctrica:** 6,8 km
4. **Capacidad de instalación:** 32,30 MW
5. **Accesibilidad:** Media, Desde la carretera secundaria de acceso a Arguamul.
6. **Geomorfología y pendientes:** Ladera de fuerte pendiente del 60% sobre sedimentos incididos por pequeños barrancos, adecuación del terreno no es necesaria
7. **Impacto ambiental:** nivel medio (3), riesgo de erosión y deslizamientos (avalanchas de rocas), alta calidad visual. No se contempla como área de interés faunístico. Parte del ámbito posee patrimonio etnográfico.

Emplazamiento S1



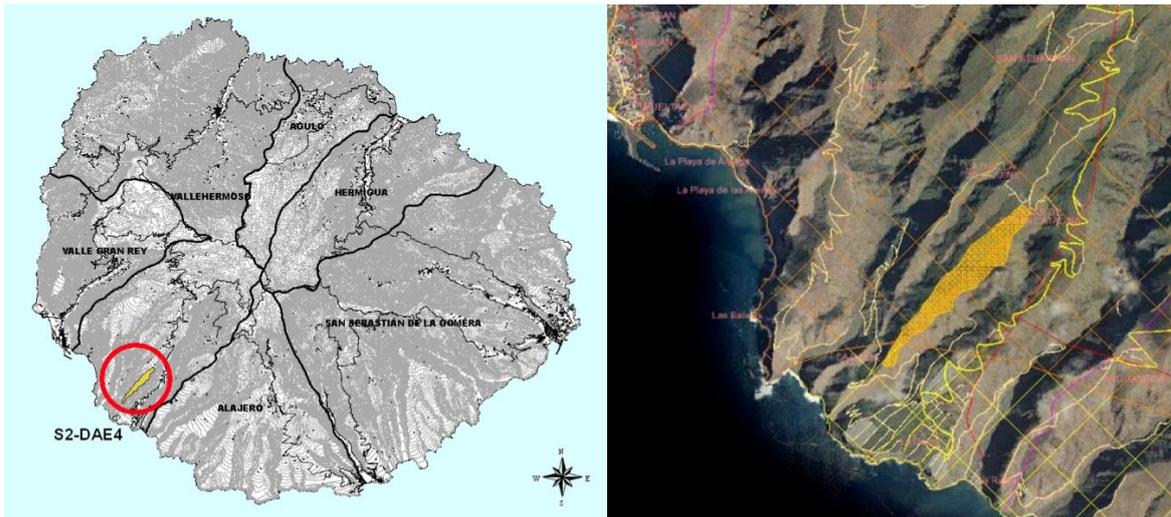
Coordenadas UTM: X = 273555.900; Y = 3110208.5739

Se sitúa en el municipio de Vallehermoso, al suroeste de la isla, cerca de los Caseríos Gomerós de Gerian y Guarchico.

Características del emplazamiento:

1. **Radiación:** 5,83 kWh/m²/día
2. **Superficie Total:** 103,10 ha
3. **Distancia a la red eléctrica:** 2,70 km
4. **Capacidad de instalación:** 34,30 MW
5. **Accesibilidad:** Buena. Desde la carretera secundaria de acceso a Gerian.
6. **Geomorfología y pendientes:** Espacio con lomadas y pendiente suave del 16%. Gran extensión de cultivos abandonados, es necesario hacer desbroce y allanamiento para la adecuación del terreno.
7. **Impacto ambiental:** nivel medio (3). Yacimientos arqueológicos. Patrimonio etnográfico en el caserío de Gerián y sus alrededores. Posibles áreas de reproducción del alcaraván y alimentación de paseriformes.

Emplazamiento S2

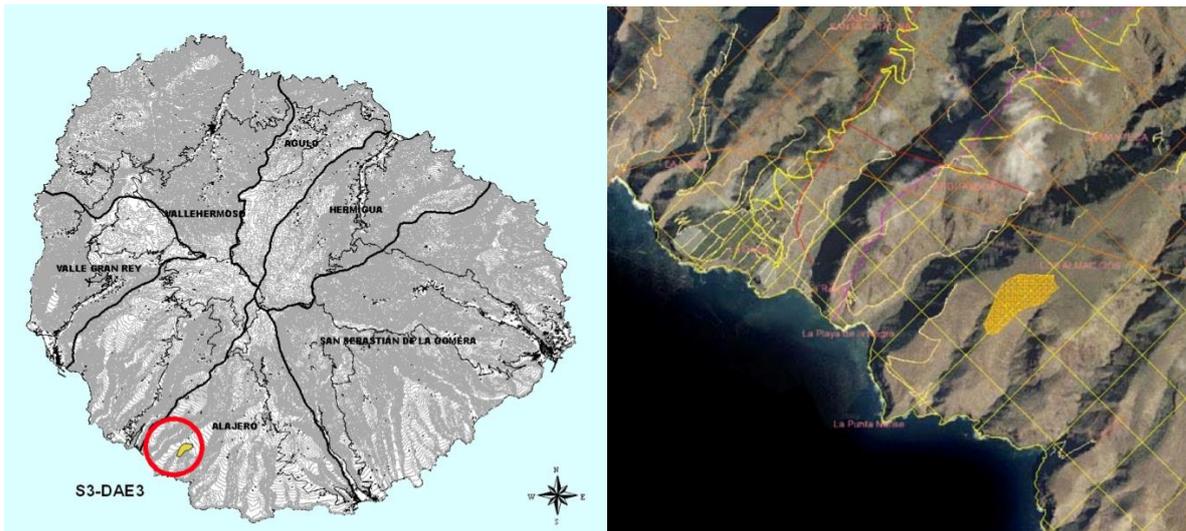


Coordenadas UTM: X = 274013.9034; Y = 3106774.9630
Se sitúa en el municipio de Vallehermoso cerca del núcleo urbano de La Dama.

Características del emplazamiento:

1. **Radiación:** 5,83 kWh/m²/día
2. **Superficie Total:** 43,87 ha
3. **Distancia a la red eléctrica:** 3,80 km
4. **Capacidad de instalación:** 14,60 MW
5. **Accesibilidad:** Media: Desde el viario de 3° nivel de acceso a Casas de Sta. Catalina
6. **Geomorfología y pendientes:** Espacio con lomadas y pendiente suave del 16%. Gran extensión de cultivos abandonados, es necesario hacer desbroce y allanamiento para la adecuación del terreno
7. **Impacto ambiental:** nivel medio (3). Posibles áreas de reproducción del alcaraván y alimentación de paseriformes

Emplazamiento S3



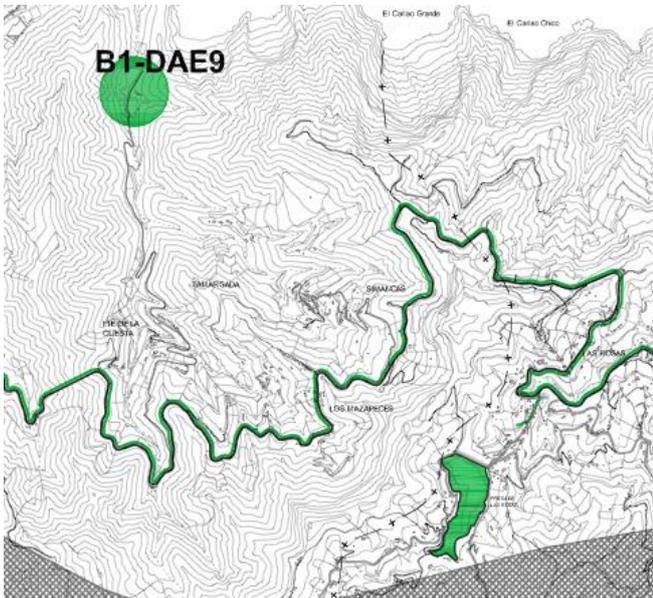
Coordenadas UTM: X = 276281.4288; Y = 3104778.4902
Se halla en el municipio de Alajeró en la zona de Los Almácigos, al sur de la isla

Características del emplazamiento:

1. **Radiación:** 5,83 kWh/m²/día
2. **Superficie Total:** 22,05 ha
3. **Distancia a la red eléctrica:** 4,43 km
4. **Capacidad de instalación:** 7,30 MW
5. **Accesibilidad:** Mala: Habría que conectar al camino que parte desde el viario 2° de acceso a La Cabezada.
6. **Geomorfología y pendientes:** Espacio con lomadas y pendiente suave del 16%. Interfluvio en rampa completamente ocupado por bancales sin cultivo en la actualidad, es necesario hacer desbroce y allanamiento para la adecuación del terreno.
7. **Impacto ambiental:** nivel medio (3). Posibles áreas de reproducción del alcaraván y alimentación de paseriformes.

Emplazamiento B1

Consiste en la ejecución una nueva presa, a modo de depósito inferior, en el municipio de Vallehermoso, concretamente en el barranco de las Carretas, próximo a su desembocadura en la playa de los Dejes. Las presas de Amalahigue y de la Encantadora funcionan como depósito superior aprovechando el trasvase entre los tres grandes embalses que contempla el Plan hidrológico insular.

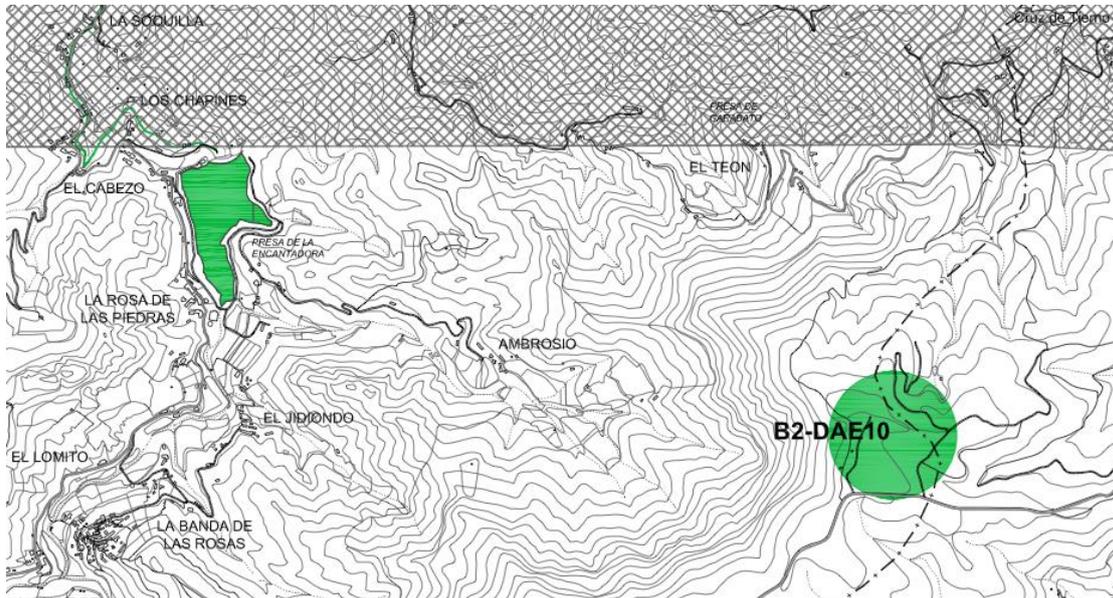


Características del emplazamiento:

1. **Capacidad de almacenamiento:** 440 MWh
2. **Diferencia de cota:** 550 m
3. **Accesibilidad:** Buena: desde una pista forestal que llega a la zona propuesta desde el núcleo de Tamargada
4. **Infraestructura:** Construcción del depósito inferior
5. **Geomorfología y pendientes:** Barranco encajado con perfil en V.
6. **Impacto ambiental:** nivel medio (3). No hay impactos ambientales significativos.

Emplazamiento B2

Consiste en la realización de un embalse en el Lomo del Quebradón, situado en la zona de pre parque del Parque Nacional de Garajonay, que actuaría como depósito superior, operando como depósito inferior la presa de La Encantadora. Se trata de una solución idónea dada la importantísima diferencia de cota entre ambos embalses, ya que El Quebradón estaría a 1034 m y La Encantadora a 304 m.

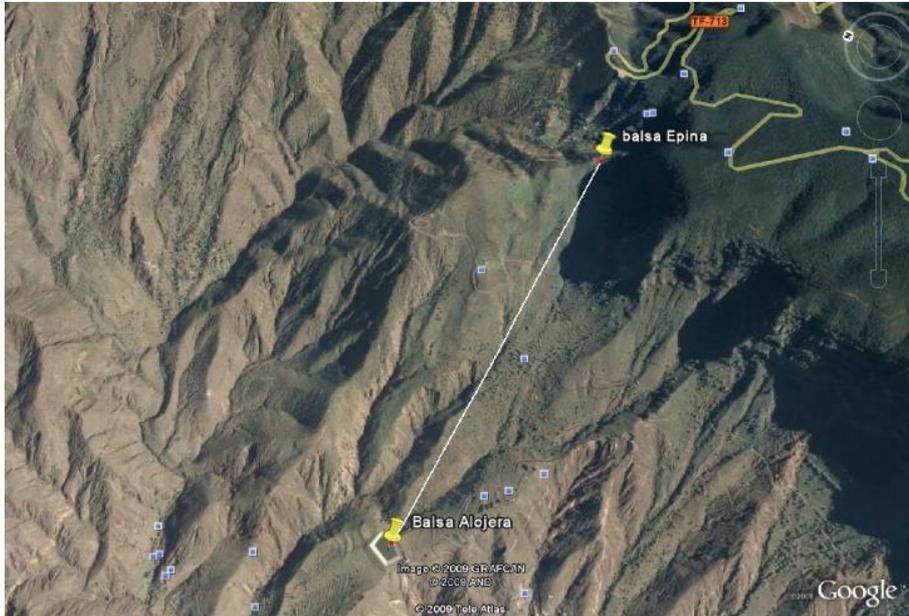


Características del emplazamiento:

1. **Capacidad de almacenamiento:** 543 MWh
2. **Diferencia de cota:** 730 m
3. **Accesibilidad:** Media, desde la carretera insular GM-25
4. **Infraestructura:** Construcción del depósito inferior e impermeabilización del depósito superior.
5. **Geomorfología y pendientes:** Interfluvio tabular de escasa pendiente
6. **Impacto ambiental:** nivel alto (4). La obra para instalar la conducción puede causar impactos importantes, deforestación y erosión.

Emplazamiento B3

Se emplea la Balsa de Alojera como depósito inferior, aprovechando un pequeño estanque existente en la zona de Epina como depósito superior, que en caso de necesidad se podría ampliar, o bien construir una balsa junto a él. Resultaría un aprovechamiento menor que los



anteriores, pero más económico y teniendo un impacto ambiental mínimo.

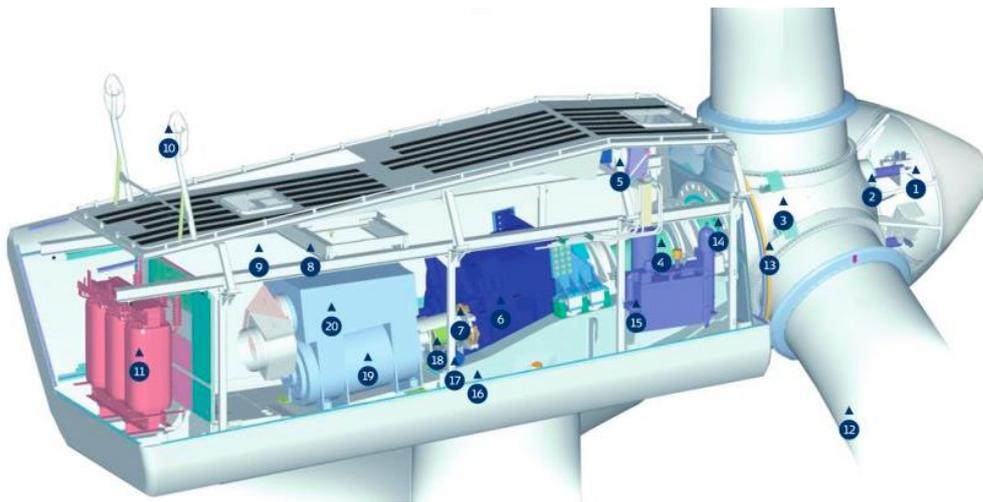
Características del emplazamiento:

1. **Capacidad de almacenamiento:** 33,2 MWh
2. **Diferencia de cota:** 447 m
3. **Accesibilidad:** Buena, desde la carretera insular GM-29
4. **Infraestructura:** Impermeabilización del depósito superior, existencia del depósito inferior
5. **Geomorfología y pendientes:** Interfluvio tabular de escasa pendiente
6. **Impacto ambiental:** nivel alto (4). La obra para instalar la conducción puede causar impactos importantes, deforestación y erosión.

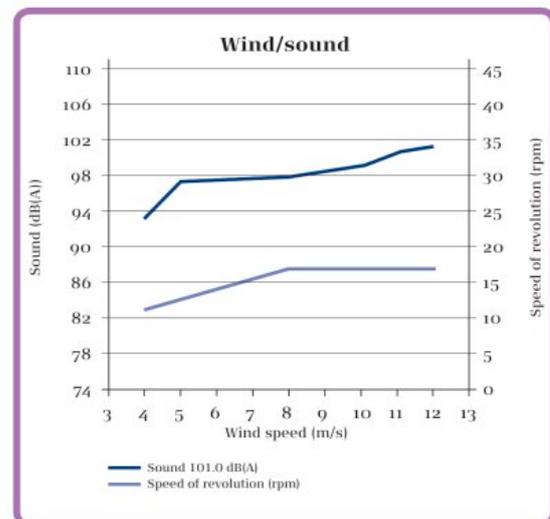
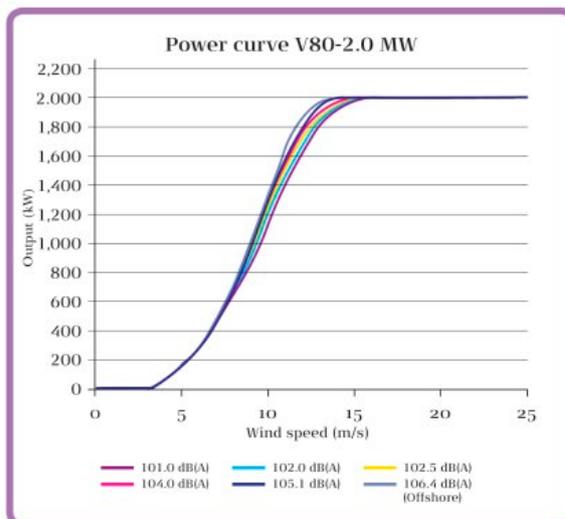
8.5. Aspectos técnicos:

8.5.1 Descripción técnica del aerogenerador seleccionado.

El aerogenerador que hemos escogido para instalar en este parque eólico se trata de un Vestas V80 de 2 MW de potencia ya que la zona donde vamos a instalar el parque eólico presenta velocidades superiores a los 8,5 m/s y ésta máquina, en comparación con otras, se adapta mejor a velocidades altas, ya que con un diámetro de palas de 80 metros asegura una mayor robustez y por tanto, mayor vida útil. Nuestra turbina pertenece al tipo “IEC class Ia”.



- | | | | |
|-------------------|-------------------------------------|-----------------------------|-----------------------------|
| 1 Hub controller | 6 Gearbox | 11 High voltage transformer | 16 Machine foundation |
| 2 Pitch cylinders | 7 Mechanical disc brake | 12 Blade | 17 Yaw gears |
| 3 Blade hub | 8 Service crane | 13 Blade bearing | 18 Composite disc coupling |
| 4 Main shaft | 9 VMP-Top controller with converter | 14 Rotor lock system | 19 OptiSpeed® generator |
| 5 Oil cooler | 10 Ultrasonic sensors | 15 Hydraulic unit | 20 Air cooler for generator |



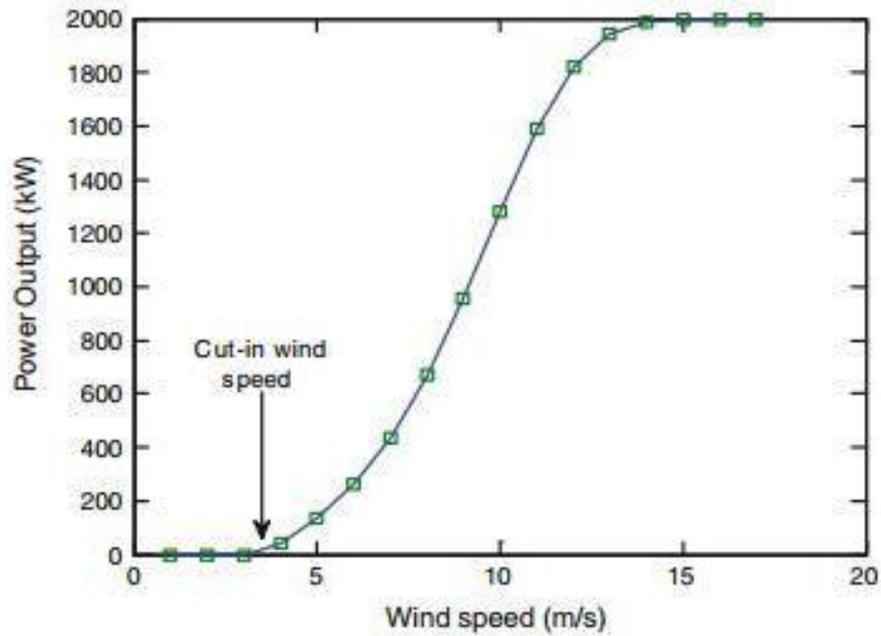


Ilustración 122: Especificaciones técnicas de la turbina V80

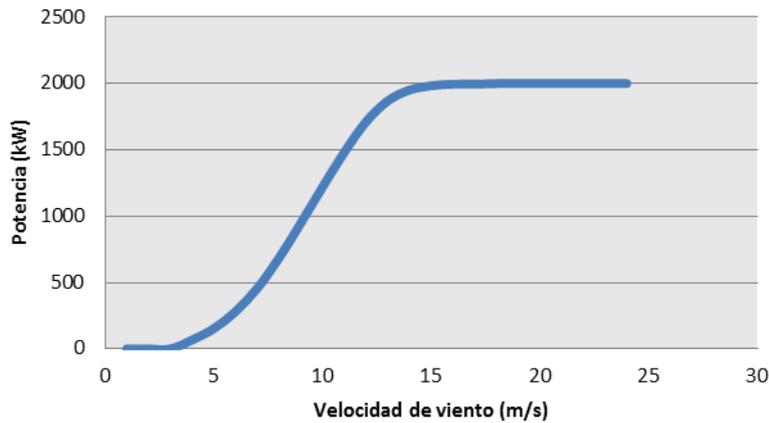
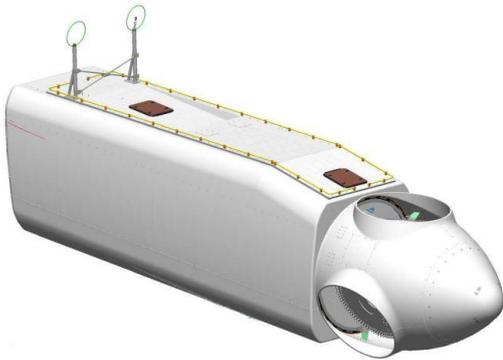


Ilustración 123: Curva de potencia V80

La curva de potencia de dicho aerogenerador refleja que empieza a producir a partir de los 4 m/s, llegando a la potencia nominal a partir de los 16 m/s hasta los 25 m/s, donde deja de producir por motivos de seguridad y durabilidad de la máquina.

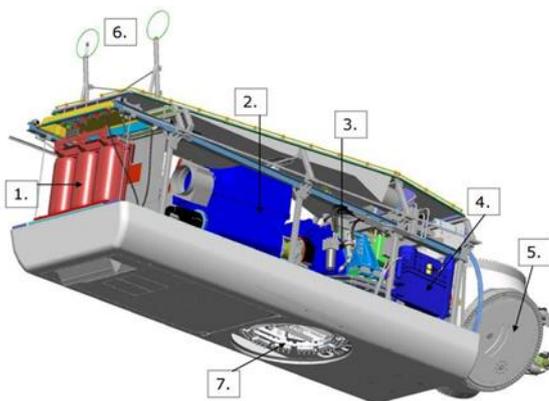
El diámetro del rotor es de 80 metros, con un área de barrido de 5027 m². Dicho rotor se encuentra a 67 metros de altura sustentado por una torre tubular de acero de 117 toneladas métricas.

Tabla 34: Especificaciones técnicas del rotor de la V80.



Diámetro	80 m
Área de barrido	5027 m ²
Velocidad de giro nominal	16.7 rpm
Rango de operación	10,8-19,1 rpm
Nº Palas	3

Tabla 35: Componentes de la V80.



1	Transformador AT
2	Generador
3	Multiplicadora
4	Grupo hidráulico
5	Buje con sist. De pitch
6	Sensores ambientales
7	Sist. Yaw y anclaje a torre

El aerogenerador V80-2,0 MW Vestas está equipado con OptiSpeed®, un sistema que permite que el rotor gire a velocidad variable, por lo que es un generador asíncrono y posee 4 polos. Este tipo de generadores son más baratos aunque se encuentran menos adaptados a los requerimientos de la red que los síncronos. Por otro lado, poseen mayor flexibilidad para acoplar el rotor al generador y extraen más energía con menos fatiga que los síncronos.

Requieren de un convertidor de frecuencia, para aportarle más rango de variabilidad y adecuar la frecuencia de giro a la red, realizando una primera rectificación de la c.a. a c.c., seguida de una conversión de c.c. a c.a. a la frecuencia deseada.

Posee un rotor de bobinas de cobre y es del tipo GEARBOX, es decir, que posee una multiplicadora, en este caso, con tres etapas planetarias.

8.5.2 Cableado interior y protecciones del circuito.

Se ha dimensionado y calculado el cableado necesario para conectar todos los aerogeneradores entre sí en un grupo único de 5 máquinas (10 MW en total). El modo de interconexión consta de un circuito doble, es decir, se han conectado los aerogeneradores uno a uno con el más cercano a izquierda y derecha y a su vez el primero del grupo con el último en un circuito que no pasa por el resto de máquinas, consiguiendo así reducir drásticamente la posibilidad de que por rotura del cableado, perdamos la conexión y línea de evacuación con algún aerogenerador.

Características de la celda

	Turbina	Tipo de celda
Circuito 1	T-1	0L1L1P
	T-2	0L1L1P
	T-3	0L1L1P
	T-4	0L1L1P
	T-5	0L1L1P

- U = 20kV
- Cable enterrado (HEPRZ 1-HEPR)
- Profundidad Zanja: 1 metro
- P aerogenerador = 2 MW
- $\cos \varphi = 0,9$
- Tª terreno = 25°C
- Resistividad térmica = 1,5 Km/W

Nº Aeros	Datos circuito C-1				secciones cable
	TRAMO	L (m)	I (max)	I t	S (mm ²)
1	1-2	240	92.88	153.07	70
2	2-3	240	185.76	306.13	120
3	3-4	240	278.64	459.20	240
4	4-5	240	371.52	612.26	400
5	5-SET	1450	464.40	382.66	500
5	5-1	960	464.40	765.33	500
Total circuito C-1 (10Mw)					

Parámetro cable				Pérdidas a P Max	
R max (Ω/km)	X a 50 Hz (Ω/km)	ΔU (V)	%	P (W)	%
0.591	0.137	22.841986	0.114%	3670.82	0.037%
0.591	0.137	45.683971	0.228%	14683.27	0.147%
0.34	0.123	41.653516	0.208%	19006.26	0.190%
0.221	0.113	38.324568	0.192%	21962.79	0.220%
0.136	0.105	196.13926	0.981%	127588.34	1.276%
0.136	0.105	129.85772	0.649%	84472.28	0.845%
		474.50102	2.373%	271383.76	2.714%

	P (kW)	%
Pérdidas del cableado	271.383	2.71

Protecciones Del Circuito

- Protección contra contactos directos e indirectos: La propia instalación eléctrica de las cargas (cuadro de protecciones del aerogenerador) incorpora de serie un interruptor diferencial. Otra medida que se va a tomar es el soterramiento de cables que conecten el inversor con la subestación y al igual con los cables entre aerogeneradores y cables de fibra óptica. Se procederá también a repartir guantes y botas aislantes a los encargados de manipular el equipo eléctrico.

- Protección frente a sobrecargas y cortocircuitos: Se van a instalar una serie de fusibles repartidos por los diferentes elementos que componen el circuito al igual que en la subestación.

- Protección frente a sobretensiones: Se va a instalar un limitador de sobretensiones normalizado, específico para las condiciones de operación de los generadores eólicos.

8.5.3. Construcción y montaje del parque eólico.

Tipo de suelo del emplazamiento

El terreno donde se ubicarán los aerogeneradores corresponde a una ladera regular con una pendiente del 30% de suelo de lavas y piroclastos basálticos. Los depósitos piroclásticos sueltos están formados por fragmentos de rocas vítreas de origen volcánico, resultado del enfriamiento de las masas lávicas, con un grado débil de compactación. Consideramos que la cohesión del suelo es de 3-4 kg/cm² y el Angulo de rozamiento interno de 40° y la resistencia a compresión simple es de 380 kN/m².

Compactación del terreno

De darse una situación en que el terreno no presente adecuadas características, propiedades como la rigidez, la resistencia a cortante, la permeabilidad o la homogeneidad del suelo, pueden ser ajustadas mediante diversos métodos.

Realizaremos el método de precarga y vibración:

Exponiendo el suelo a procesos de precarga o compactación se puede alcanzar la consolidación del terreno y reducir así futuros asentamientos. Además, realizaremos un método de vibración que consiste en introducir vibradores que reorganicen las partículas que conforman el suelo para mejorar su capacidad portante.

Cimentación

La torre del aerogenerador va cimentada sobre una zapata de hormigón armado cuyo tamaño depende de las características del terreno y de las solicitaciones mecánicas que deba soportar.

Para definir el diseño de la cimentación, es necesario realizar el estudio geotécnico del terreno. Para terrenos que no presentan muchas singularidades, el tecnólogo recomienda un tipo de cimentación estándar según la máquina. Para un aerogenerador V-80 de 2 MW proponemos una cimentación estándar de:

- **Zapatas aisladas de hormigón en masa**
- **Planta cuadrada de 15m x 15m**
- **Profundidad de la excavación de 2,5 m**
- **Volumen de excavación de 562 m³**

Su realización se lleva a cabo en dos fases. En la primera de ellas se excava, encofra y hormigón hasta la cota apropiada, dejando embebidos los pernos de anclaje, a los que se atornillan los soportes metálicos de los diferentes aparatos. También en esa primera fase, y en aquellas cimentaciones que así lo requieran, se dejaron instalados los tubos previstos para el paso de cables eléctricos y del cable de puesta a tierra, según la cantidad y calidad indicadas en los planos constructivos. En la segunda fase de hormigonado, se alcanza la cota de coronación y se realiza el acabado en forma de punta de diamante. Se prevé que exista una planta de hormigonado in-situ.



Ilustración 124: Cimentación superficial del aerogenerador

Anchura de viales y radio de curvatura

Los viales deben cumplir una serie de condiciones mínimas para que el transporte de los componentes del aerogenerador se pueda llevar a cabo sin riesgos ni dificultades.

Anchura mínima del vial entre 5 o 6 m para transporte con grúas telescópicas, que es la que consideramos más adecuada en nuestro terreno.

El tipo de firme de los viales depende de la capacidad portante del terreno. Deberá ser dimensionado para soportar un peso máximo 150 toneladas para resistir el continuo paso de camiones cargados.

- Espesor del firme será de 0.4 m de zahorra artificial

Los taludes recomendados serán:

-En desmonte mínimo de 1/2.

- En terraplén 3/2

Además, para una máquina 2MW los viales deberán tener una longitud mínima en recta de 60 m y un radio de curvatura mayor a 35 m. La pendiente máxima en rectas no debe superar el 12 % y en curvas la pendiente máxima será un 7 %. En el caso de superarlas, deberá sustituirse la zahorra por un aglomerado asfáltico que de más capacidad portante al terreno.

Caminos - parámetros de diseño

En el diseño del trazado de los viales en el interior del parque es necesario prever una **zona de giro** para paso de transporte al final de cada alineación. La superficie será tratada igual que los caminos internos

Además, debe existir una **zona de recogida** y recepción del material, separada de zona de giro al menos 60 metros para evitar invadir los viales del parque.

Plataformas de montaje

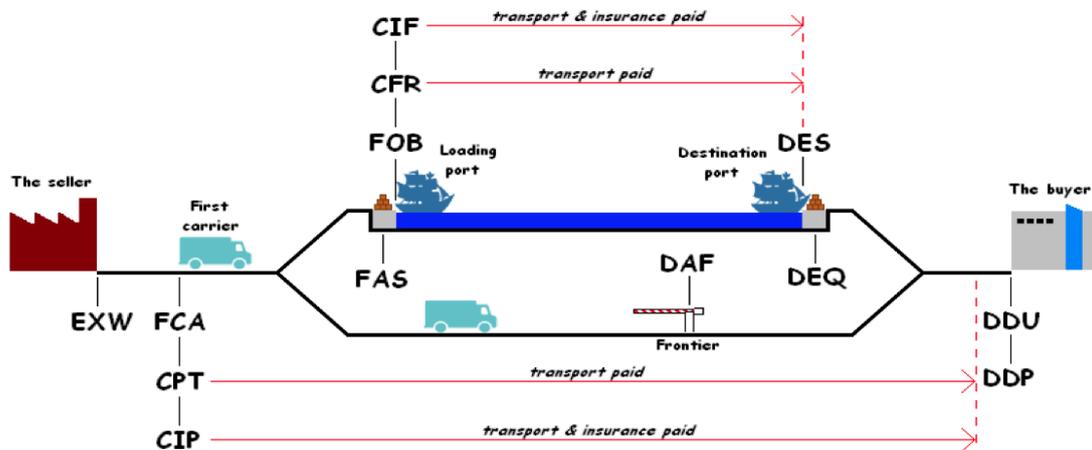
Las plataformas de montaje son aquellas explanadas destinadas a la instalación de las grúas que realizarán el montaje de los aerogeneradores. El espacio necesario viene determinado fundamentalmente por la superficie que ocupan las grúas y el espacio requerido para realizar todas las maniobras durante el montaje, así como el acopio de materiales. En el montaje de los aerogeneradores es necesario contar con una superficie plana donde estacionar la grúa que eleve las distintas piezas de las máquinas.

8.5.4. Transporte y montaje

En el transporte distinguimos 2 etapas: la primera es el transporte marítimo desde la península hasta la Gomera y la segunda el terrestre local desde las aduanas del puerto de San Sebastián en La Gomera hasta el emplazamiento final.

Transporte marítimo

Consideramos que el suministrador de todos los componentes es Vestas desde la fábrica de León, la que más producción que tiene en España. Tomamos como puerto de embarque de todas las piezas del aerogenerador el Puerto de La Coruña, al encontrarse más cerca de la fábrica de León. Según la normativa de Incoterm, estableceremos un contrato tipo CIF, *Cost, Insurance and Freight*, “Coste, seguro y flete, puerto de destino convenido”. Vestas se encargara del transporte hasta las aduanas del puerto de destino final en La Gomera, en el que la mercancía será recogida por un transportista local.



En total será necesario 1 embarque para transportar los 5 aerogeneradores desde la fábrica de componentes con origen en León (y otras ciudades) hasta el puerto de destino final en La Gomera. Para el cálculo del coste del transporte marítimo estimamos un suplemento del 3% del precio del aerogenerador.



Ilustración 125: Descarga de las piezas en puerto

Transporte local en La Gomera

Como ya hemos mencionado, el puerto de desembarque de todos los componentes será el de San Sebastián en La Gomera (a 4 Km aprox. de nuestro emplazamiento final en Ayamosna). Las instalaciones del puerto son apropiadas para el desembarque de barcos de grandes dimensiones. La carretera General Tenerife permite un acceso al sitio sin complicaciones en las curvas o puentes desde el camino que parte del Langrero.

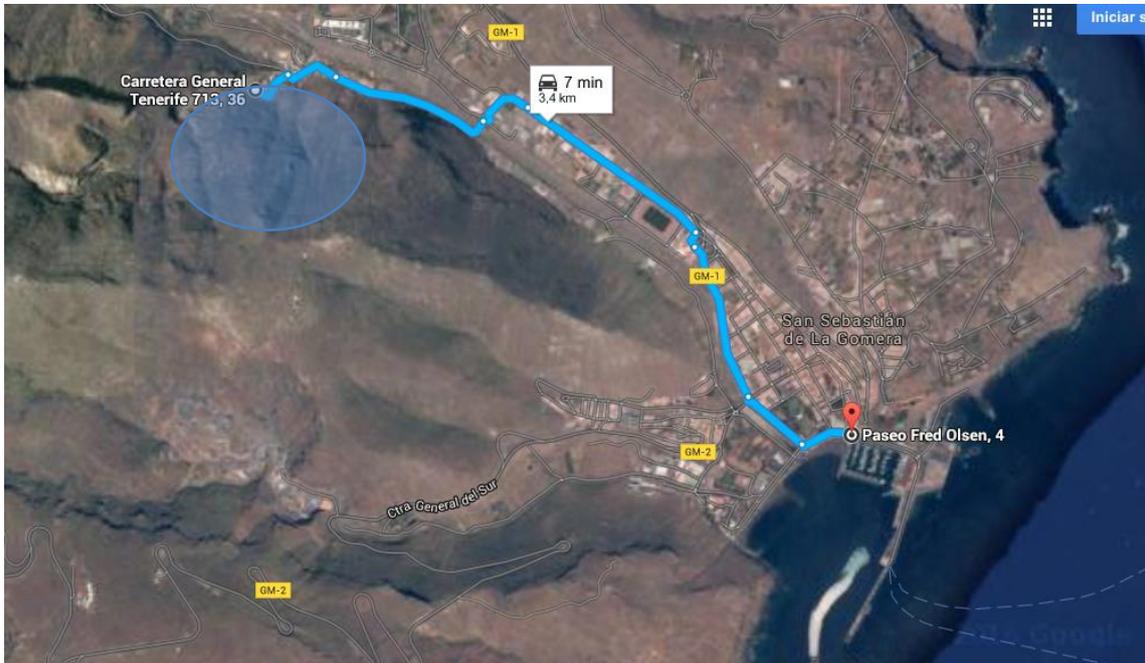


Ilustración 126: Transporte terrestre en La Gomera

	DESTINO/ORIGEN	TRANSPORTISTA	TIPO DE CONTRATO	PRECIO ESTIMADO
TRANSPORTE MARITIMO	Pto de La Coruña / Pto San Sebastián, La Gomera	Vestas	CIF	3% precio aerogenerador 375.000 €
TRANSPORTE LOCAL	Puerto La Coruna / Emplazamiento final, Ayamosna	Transportista Local	CIP	0,75% precio aerogenerador 100.000 €

Tabla 36 Logística de transporte

Una empresa local será responsable del transporte de los componentes desde el Puerto de San Sebastián hasta el emplazamiento final. Según la normativa Incoterm, con dicha empresa de transporte local estableceremos un contrato tipo CIP, *Carriage and Insurance Paid* “**Transporte y seguro pagados hasta, lugar de destino convenido**”. Para el cálculo del coste del transporte marítimo estimamos un suplemento del 0,75% del precio del aerogenerador.



Ilustración 127 Transporte de aerogenerador.

Montaje y tipos de grúas

Para el montaje de los aerogeneradores necesitaremos:

- 1 Grúa principal, con capacidad de izar 100 Tn a 100 m
- 1 Grúa auxiliar de retenida

Evaluando las posibilidades, optamos por una **grúa principal telescópica sobre orugas** en lugar de una grúa en celosía, pues posee una serie de ventajas que optimizan el tiempo en el proceso de montaje.

	ANCHURA VIALES	TIEMPO DE MONTAJE	COSTE
GRÚA TELESCÓPICA	5 m	3 aero / semana	alto
GRÚA DE CELOSÍA	9 m	1,5 aero / semana	bajo

Además, las ventajas de las grúas sobre orugas es que se puede movilizar entre plataformas sin desmontarse en aproximadamente 3 a 4 horas. Por lo que conseguimos un promedio de montaje de 3 aerogeneradores por semana.



Ilustración 128: Montaje de aerogenerador

8.5.5. Mantenimiento y PRL

Elementos críticos en un parque eólico:

Dentro del mantenimiento de un parque eólico pueden distinguirse dos grandes grupos de elementos. Aquellos con mayor tasa de fallos, pero que tienen poca repercusión en el funcionamiento del parque, bien porque son pequeños elementos de fácil y rápida reparación y/o sustitución; o aquellos con una tasa de fallos menor, pero que su avería tiene una gran repercusión en el funcionamiento del parque, parando la producción por un tiempo prolongado. Debido a que los ingresos dependen exclusivamente de la producción eléctrica, se centran los esfuerzos en trabajar para mantener el buen estado de los elementos del segundo grupo, los que tienen una gran repercusión en la producción, denominándose **elementos críticos**. Estos pueden ser un fallo de gran correctivo del propio aerogenerador: tren de potencia, generador, multiplicadora y las palas principalmente.

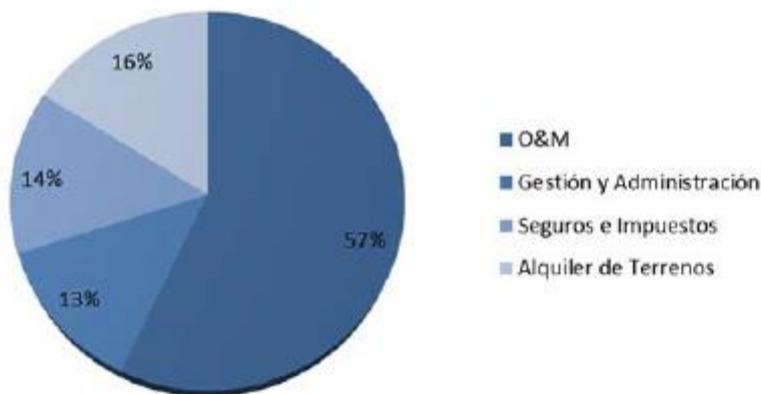


Ilustración 129. Costes de explotación de un parque eólico. Fuente: IDEA

Los principales costes de un parque eólico en su fase de explotación son asociados a la operación y mantenimiento. Casi el 90% de este gasto está relacionado con los aerogeneradores, y el 10% en los elementos restantes de un parque eólico. A su vez, dentro de ese 90%, el gasto se encuentra desglosado de la siguiente manera aproximadamente:

- Gastos de personal 25%
- Repuestos 55%
- Consumibles 20%

Como se aprecia, la mitad de estos gastos se refieren a repuestos, dentro del cual la mayor parte está asociado a los costes asociados al gran correctivo, es decir, a los elementos críticos.

En la siguiente imagen vienen reflejados una estimación del coste total en euros de la reparación de estos elementos críticos.

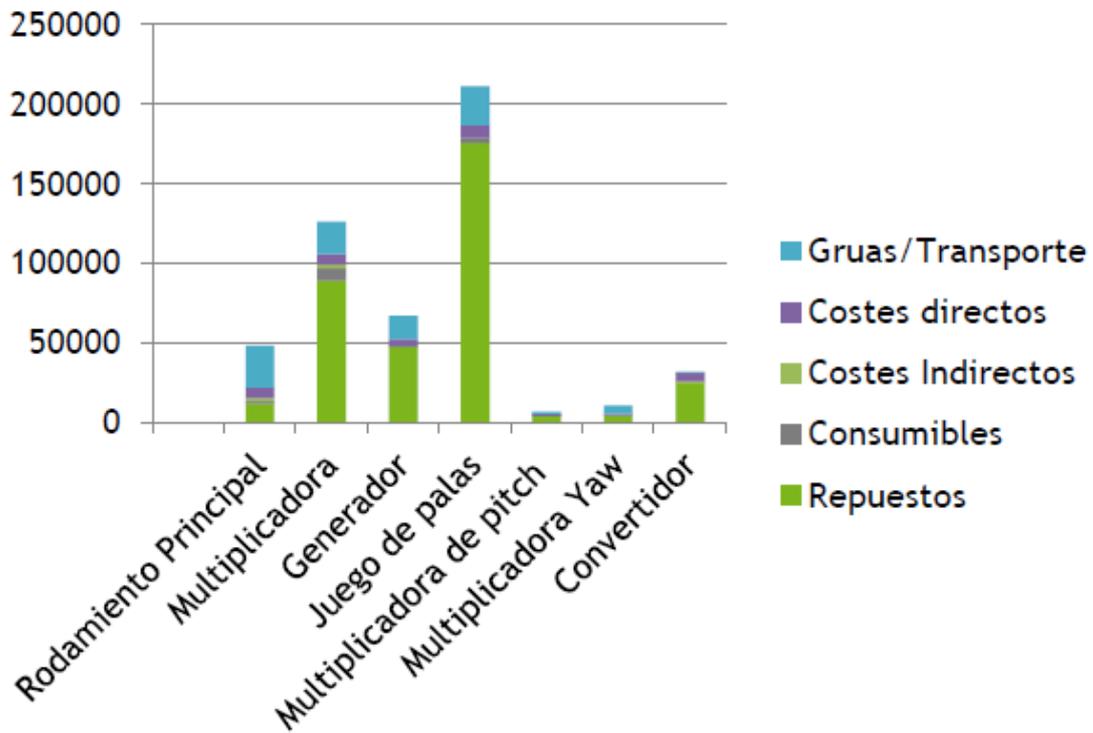


Ilustración 130 Principales gastos del gran correctivo

Todo esto sirve para tomar conciencia de la importancia de realizar un mantenimiento exhaustivo y correcto a todos los niveles, que aun incrementando el dinero invertido en O&M, se ve recompensado por una mayor producción y finalmente, beneficios. Por todo ello, es necesario no sólo la buena formación técnica del personal de campo para determinación y definición de los problemas y soluciones, sino también un exhausto programa de mantenimiento, protocolos de ejecución y logística y almacenaje apropiados.

Modalidades de mantenimiento.

Podemos diferenciar tres tipos de mantenimiento principales diferenciadas entre sí por el carácter de las tareas que incluyen:

1. **Mantenimiento preventivo:** es el destinado a la conservación de equipos o instalaciones mediante realización de revisión y reparación que garanticen su buen funcionamiento y fiabilidad. Este mantenimiento se realiza sin que los aparatos den síntomas de avería en un intervalo de tiempo fijado previamente. Las intervenciones a realizar deben ser concienzudamente planeadas, eligiendo el momento más oportuno para evitar paradas innecesarias que mantengan los equipos parados por un tiempo excesivo, teniendo en cuenta tanto la planificación de otros trabajos como en función del viento y las pérdidas de producción acarreadas por estas labores.
2. **Mantenimiento correctivo:** Es el conjunto de tareas destinadas a corregir los defectos y/o averías detectados en los distintos equipos y que son comunicados al departamento de mantenimiento por los usuarios de los mismos. No tiene una programación específica, se realiza cuando sea necesario. En este mantenimiento tiene una especial importancia el denominado pequeño correctivo, es decir, los elementos más propicios al fallo pero sin tanta repercusión en la producción como los elementos críticos. La parte eléctrica y electrónica es la que representa más número de errores (40%), seguida por los sensores y el sistema hidráulico. Estos elementos tienen una tasa de fallos muy característica, y a diferencia de otros elementos, no se ve estrictamente incrementado con el tiempo. Presentan un elevado número de fallos en la fase inicial de explotación, manteniéndose constante durante el resto de la explotación hasta que vuelve a incrementarse en su fase final.

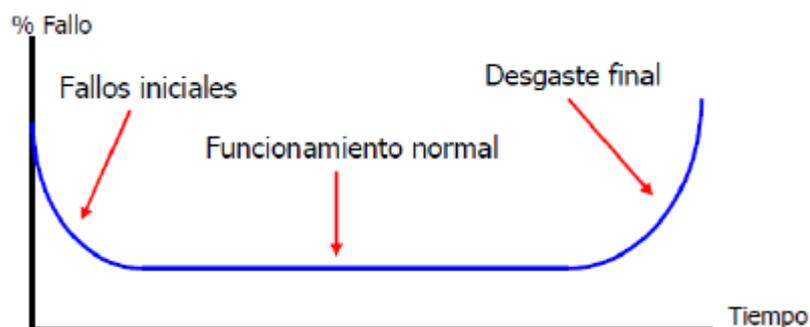


Ilustración 131 Curva de bañera de la tasa de fallos con el tiempo.

Dentro de este tipo de mantenimiento podemos diferenciar dos grandes grupos, anteriormente mencionados: los de pequeño correctivo (descritos anteriormente) y los de gran correctivo.

- Pequeño correctivo:
 - Instrumentos de medida: son principalmente fallos eléctricos que se producen en el anemómetro, veleta y distintos tipos de sensores.
 - Equipos de maniobra: componentes eléctricos como contactores, relés, magneto-térmicos y electroválvulas.
 - Motores y ventiladores: pequeñas roturas como rotura de aspas, gripado de rodamientos, derivación, desequilibrios, etc...
 - Control y electrónica de potencia: controladores, módulos de control y comunicación, UPS, IGBT, etc... Estos elementos no cumplen la curva anteriormente descrita, son imprevisibles y fallan de forma catastrófica.
 - Mecánica: Se suelen dar en los generadores y en las multiplicadoras, pero sin graves consecuencias
 - Hidráulica: mayormente tienen su origen por la contaminación de aceite.
- Gran correctivo:
 - Multiplicadoras
 - Palas
 - Generador

3. **Mantenimiento predictivo:** Son las acciones que se toman para detectar averías en los equipos en etapas iniciales para evitar que se generen mayores problemas en el futuro, evitando que ocasionen paros de emergencia y que se pare la producción durante un tiempo prolongado. Persigue conocer e informar permanentemente sobre el estado de las instalaciones mediante la medición de distintas variables representativas, como temperatura, consumo de energía o vibraciones, cuyos valores anómalos son significativos de posibles problemas o mal funcionamiento.

Los principales componentes a considerar en un mantenimiento predictivo con las multiplicadoras, las palas, el generador y el transformador. Las actividades que se suelen realizar para ello suelen ser las endoscopias, las analíticas de aceite y análisis de tendencias, análisis de vibraciones en tren completo, análisis de termografías y estudios de esfuerzos; y el análisis de SCADA del aerogenerador y la tendencia de los valores.

8.5.6. Logística y organización.

La ingeniería de logística de un campo eólico pasa principalmente por la gestión de componentes y del stock, de tal manera que se disponga de los elementos necesarios en el mínimo tiempo, optimizando los costes que ello supone. Lo ideal sería tener un stock de cada pieza, pero sería excesivamente caro, hay que buscar un equilibrio entre la tasa de fallos de un componente, precio, tiempo que tarda en suministrador en enviarlo y el stock del que podemos disponer en la fábrica. Este stock no será constante, y como se ha descrito en el apartado de mantenimiento, se verá incrementado con los años al verse incrementado también el mantenimiento del parque.

Para los componentes de pequeño correctivo siempre se tendrán repuestos en stock y se realizarán unos controles detallados de todos los componentes usados en cada operación de mantenimiento, para tener un control fiel de las existencias en stock de las que se disponen. El problema de la ingeniería de logística de un campo eólico de la magnitud de este proyecto es la gestión de repuestos para los grandes correctivos. Estos son, por lo general, muy voluminosos, pesados y costosos como para tener stock inmovilizado en nuestro parque. Sin embargo, el no tenerlo supone un riesgo importante, ya que los plazos de reparación o de entrega del componente nuevo son altos, afectando a la producción. Una tendencia actual del mercado con la que solventar parte de esta problemática, y es la que se intentará implementar en este proyecto, es tener un pool de repuestos compartidos con otros parques eólicos del lugar, con los que compartir gastos y así tener disponibilidad inmediata de estos repuestos críticos.

Finalmente, es fundamental el análisis de alarmas y fallos durante la operación del parque. Se distinguen las alarmas por el número de ellas o por el tiempo de parada que producen, y la combinación de ambos tipos determina la ponderación y la importancia de cada una de las alarmas. Estas alarmas se analizarán conjuntamente con el fin de determinar alguna relación entre ellas o son fallos aislados, así como si son achacables al fabricante o no.

8.5.7. Criterios de fundamentales del Plan de Seguridad y Salud

En el Plan de Seguridad y Salud se establece una serie de medidas de obligado cumplimiento para cualquier operario que trabaje en la cercanía de cualquier aerogenerador. Cualquier operación a realizar en el aerogenerador, deberá de llevarse a cabo obligatoriamente por una pareja de operarios especializados. Dichos operarios deberán de estar debidamente cualificados y cumplir con las protecciones y equipamiento que se definen a continuación.

Equipamiento mínimo:

- Arnés anti-caídas
- Dispositivo anti-caídas deslizante
- Elementos de amarre y sujeción
- Casco de seguridad
- Guantes de seguridad
- Ropa de trabajo
- Descensor de emergencia
- Extintor (dentro de los vehículos)
- Teléfono móvil

Los riesgos que presenta cualquier trabajo en un parque eólico pueden ser altos y numerosos. Por una parte estamos trabajando con alta tensión, por tanto, para acceder, manipular o reparar algo en los embarrados siempre se ha de cortar la tensión desde el seccionador y luego conectar a tierra. La altura de operación también es bastante elevada, así, siempre que se vaya a ascender por la escalera del aerogenerador, se deberán utilizar los equipos de protección específicos. En la nacelle también existen varias zonas en las que se debe prestar especial atención, como la trampilla de acceso a la plataforma, puerta trasera, polipasto, rotor o exterior de la nacelle. La climatología también condicionará los trabajos pues, en algunos casos, supondrá un peligro grave. Por ejemplo, con tormentas eléctricas hay que salir y alejarse de la torre. Además, hay que prestar especial atención tanto en la torre como en la nacelle cuando se formen placas de hielo y nieve. Si la máquina está parada y cubierta de nieve, debemos permanecer lejos de ella mientras se arranca. En cuanto al viento, a valores superiores a 20-25 m/s no se debe trabajar en la máquina, y no se aconsejan realizar trabajos de mantenimiento encima de la maquina a vientos superiores a 8 m/s.

Los aerogeneradores cuentan con sus propias medidas de seguridad. En cada uno de ellos deben encontrarse varios elementos de protección: parada de emergencia, desconexión a red, dispositivo protector de sobre velocidad y dispositivos mecánicos de seguridad (bloqueos del rotor, bloqueos del pitch, envolventes de elementos móviles y barras del techo de la nacelle).

8.5.8. Configuración del parque fotovoltaico.

-Descripción del módulo seleccionado:

En la configuración en detalle del parque fotovoltaico, se ha utilizado el software PVSYST®, cuyos resultados se muestran como resultado de este apartado. No obstante, se han realizado cálculos preliminares de manera manual para la configuración del campo que se mostrarán a continuación, después de presentar los componentes utilizados en el campo fotovoltaico (módulos e inversores).

Se ha optado por utilizar en el parque el módulo A-230-P de Atersa, cuyos parámetros generales se describen en la tabla 20. La estructura del módulo se representa en la ilustración 80.

Tabla 37: Parámetros generales del módulo A-230-P de Atersa.

Marca	Atersa
Modelo	A-230-P
Tipo de célula	Silicio Policristalino
Peso	21 kg
Tipo de seguimiento	Eje horizontal, sin seguimiento.
Dimensiones	1645mm X 990 mm X 50 mm
Células	60
Tecnología	Marco: Aluminio Estructura: Tempered glass 4 mm - Tedlar Conexiones: Cable Radox H+S

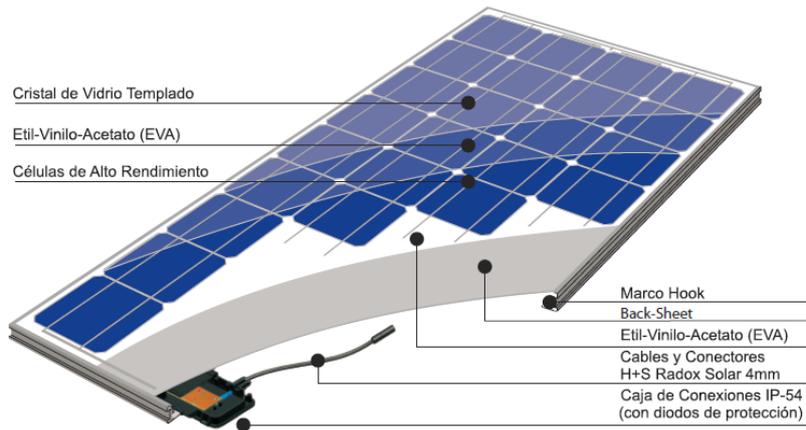


Ilustración 132: Detalle de la estructura del módulo A-230-P.

En cuanto a sus parámetros eléctricos, se recogen en la tabla 21.

Tabla 38: Parámetros eléctricos del módulo A-230-P

Potencia Nominal	230 W
Eficiencia	14,13 %
Tensión en el punto de máxima potencia (Vmpp)	30,2 V
Corriente en el punto de máxima potencia (Impp)	7,62 A
Tensión de circuito abierto (Voc)	37,4 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	8,12 A
Coefficiente de temperatura	-0.38%/C
Temperatura de operación nominal de la célula (TONC)	47 °C

La curva I-V para diferentes irradiaciones incidentes se muestra en la ilustración 81 y para diferentes temperaturas se muestra en la ilustración 82. La curva potencia-tensión para diferentes irradiaciones se muestra en la ilustración 83.

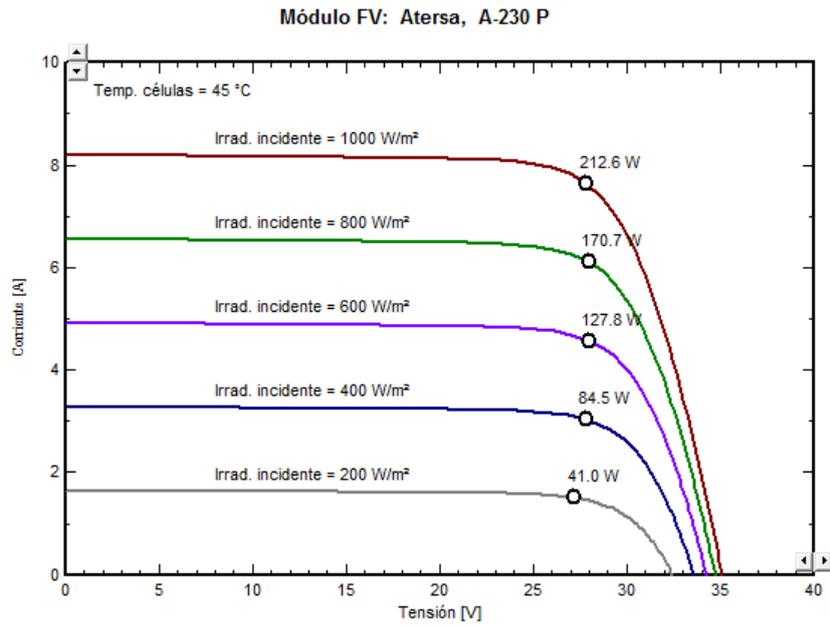


Ilustración 133: Curva I-V para diferentes irradiaciones incidentes.

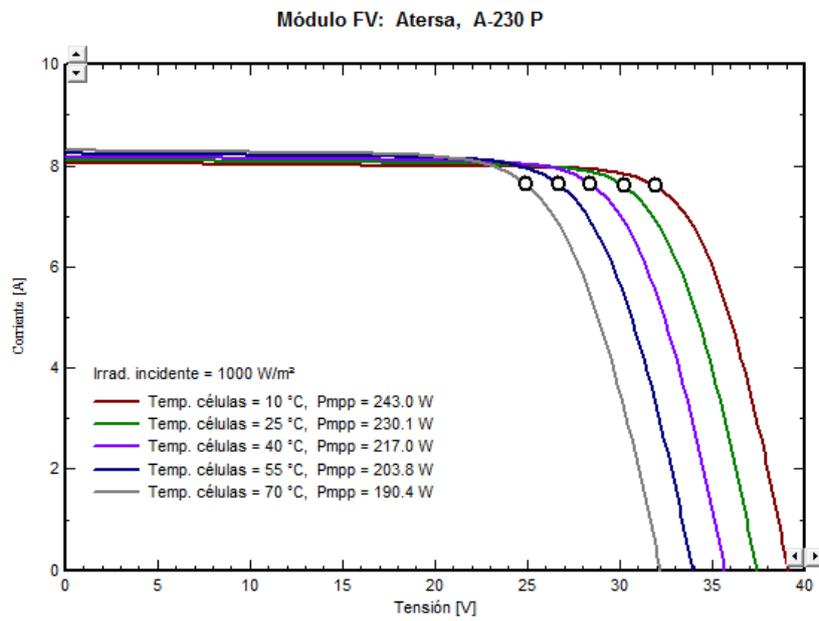


Ilustración 134: Curva I-V para diferentes temperaturas.

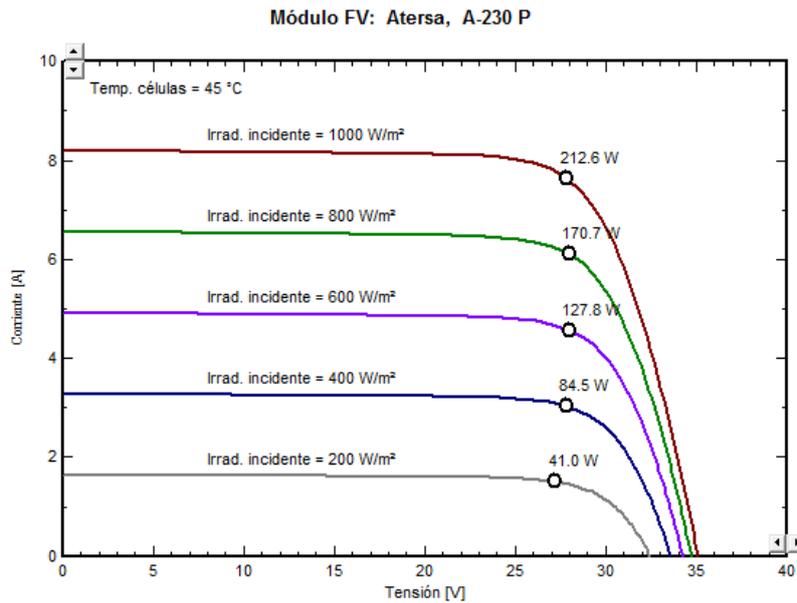


Ilustración 135: Curva potencia-tensión para diferentes irradiaciones.

-Descripción del inversor seleccionado.

La señal de potencia suministrada por un generador fotovoltaico iluminado es en tensión continua, que debe ser acondicionada para permitir el correcto acoplamiento a la red eléctrica. El equipo de acondicionamiento de potencia, denominado inversor DC/AC, realiza la conversión de continua a alterna cumpliendo con determinados requisitos de tensión eficaz, frecuencia, distorsión armónica de las ondas de tensión y corriente, eficiencia y rendimiento, seguridad eléctrica, etc.

Se ha optado por utilizar el inversor Ingeteam Ingecom Sun 1070TL M240 DC Indo.

Las características eléctricas del mismo se recogen en la tabla 22.

Tabla 39: Características eléctricas del inversor fotovoltaico escogido.

Potencia Nominal	1071 kW
Eficiencia	99,08 %
Ventana Vmpp	[607-820] V
Corriente máxima (Imax)	1800 A
Tensión máxima (Vmax)	1000 V

La estructura del inversor se muestra en la ilustración 84.



Ilustración 136: Estructura del inversor Ingeteam Ingecom Sun 1070TL M240 DC Indo.

8.5.9. Construcción y montaje del parque fotovoltaico

Obra civil

La obra civil comprende varios aspectos, entre los que destacan, el acondicionamiento del terreno para la instalación de los módulos, la elaboración de las cimentaciones de las estructuras, así como la realización de zanjas para las acometidas eléctricas de cada uno de los generadores A230P de Atersa.

Por otra parte se contemplará todos los movimientos de tierras necesarias, para la ubicación y construcción de la caseta de instalaciones.

Adecuación del terreno

Contamos con una gran extensión de cultivos abandonados de 103 hectáreas con lomadas y pendientes suaves (pendiente máxima del 16%). Para la instalación del parque fotovoltaico será necesario realizar adecuación del terreno que consiste en el desbroce, allanado y limpieza de la superficie a ocupar por los generadores, un total de 14 hectáreas. En la explanación propuesta se ha respetado la escorrentía natural de la parcela, con sus vertientes y cauces naturales antes de la actuación propuesta.

Viales de acceso

Los accesos generales al parque fotovoltaico se realizarán a partir de la infraestructura vial existente en la zona. El camino de acceso preexistente situado al norte de la parcela donde se ubicará la planta solar será acondicionado mediante la aportación de tierra o zahorra natural y su posterior compactación.

Del acceso general de la planta partirá la extensión donde se ubicará la planta solar y el resto del conjunto de la planta fotovoltaica.

Canalizaciones

Se dispondrán de zanjas para el discurso de los cables tanto de continua como de alterna con especial cuidado de no mezclar tierras. Las canalizaciones estarán constituidas por tubos plásticos, dispuestos sobre lecho de arena y debidamente enterrados en zanja.

En el fondo de la zanja y en toda la extensión se colocará una solera de limpieza de 0,05 m de espesor de arena, sobre la que se depositarán los tubos dispuestos por planos. A continuación se colocará otra capa de arena con un espesor de 0,10 m por encima de los tubos y envolviéndolos completamente. Por último, se realizará el relleno de la zanja, dejando libre el firme y el espesor del pavimento. Para este relleno se utilizará tierra procedente de la excavación o zahorras y arena. A continuación se colocará una capa de tierra vegetal, permitiendo la plantación de árboles y arbustos.

Cimentación

La cimentación se realizará a través de una zapata corrida, de tipo superficial y de hormigón armado con parrilla de barras de acero corrugado, que se dispondrán de forma lineal correspondiendo con los apoyos de la estructura portante de acero de los módulos.

Se empleará un hormigón HA-25/P/20/IIa, fabricado con árido rodado de 20 mm de tamaño máximo, y un armado del tipo B-500-S y se dispondrá una capa de 10 cm de hormigón de limpieza HM-10, creando una superficie plana y horizontal de apoyo de la zapata.

Las zapatas serán corridas, con unas dimensiones 415cm x 50cm x el largo necesario en cada fila, con un recubrimiento de 7 cm. Se dispondrá de armado superior e inferior ambas direcciones con barras corrugadas de acero B-500-S de diámetro $\varnothing 12$.

Montaje de la estructura metálica del modulo

Posteriormente se llevara a cabo el anclaje de las patas de la estructura metálica a la cimentación de hormigón mediante unos pernos de acero roscados.

Deberá realizarse un ajuste de todas las patas de una fila para asegurarse de que todos los módulos pueden montarse con el mismo ángulo. Tras el ajuste, los tornillos de las patas deberán apretarse.

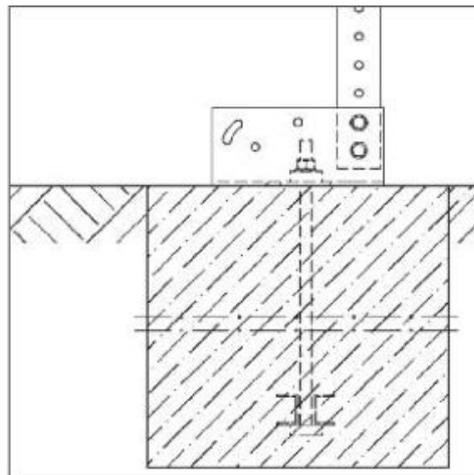


Ilustración 137: Detalle pernos de anclaje de la estructura metálica a la zapata

Fijación de los módulos

Los módulos se fijan con tuercas de rotura M8, las cuales dificultan el robo. Los módulos se fijan a los perfiles mediante tornillos de cabeza de martillo M8x53, arandela y tuercas antirrobo. Los lados estrechos de dos módulos superpuestos se fijan al perfil de la correa intermedia. En los lados largos se atornillan los módulos contiguos mediante tornillos de cabeza de martillo, arandelas y tuercas antirrobo al perfil de la correa superior o inferior.

Al final de cada estructura se colocará un embellecedor mediante un tornillo de cabeza de martillo, arandela y tuerca antirrobo.

Las estructuras portantes son telescópicas y permiten diferentes grados de inclinación de los módulos según las condiciones y los requisitos locales, así como la compensación de irregularidades del suelo. Las patas son graduables gracias a un sistema telescópico ajustable a las siguientes longitudes:

Ade1,32ma1,68m
(en escalas de 10 mm)

B de2,30ma2,46m (en escalas de 10 mm)

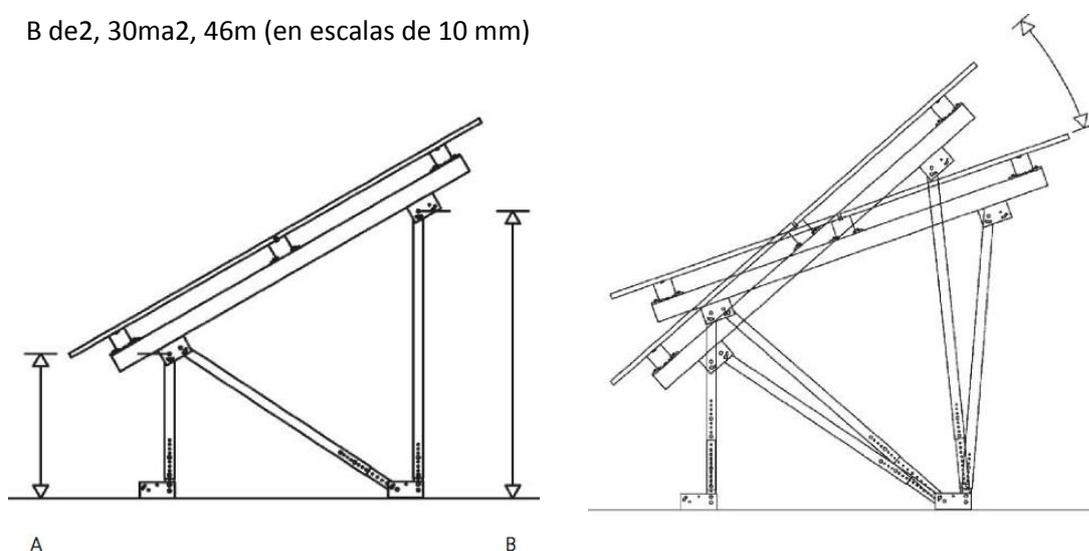


Ilustración 138: Estructura soporte

Colocación de las crucetas

Longitudinalmente cada cuatro campos (o cada dos campos sin junta articulada) deberá colocarse un cable diagonal cruzado de acero inoxidable de 8 mm de diámetro con un tensor.

8.5.10. Suministradores y transporte.

Suministradores

Como suministrador de los módulos fotovoltaicos, estructuras portantes y electrónica de potencia hemos elegido a la empresa **ATERSA es**, ya que es la empresa pionera en España dentro del sector de la energía solar fotovoltaica. En la actualidad forma parte de un sólido grupo empresarial español, [Elecnor](#). Nos suministrara los equipos desde su fábrica de Valencia.

Como suministradores de los inversores elegimos el fabricante **INGETEAM**, que nos suministrarán los equipos desde su fábrica de Albacete.

En el transporte distinguimos 2 etapas: la primera es el transporte marítimo desde la península hasta la Gomera y la segunda el terrestre local desde las aduanas del puerto de San Sebastián en La Gomera hasta el emplazamiento final.

Transporte marítimo

Existirá una etapa de transporte marítimo desde el puerto de Valencia hasta el puerto de San Sebastián en la Gomera. Según la normativa de Incoterm, estableceremos un contrato tipo CIF, *Cost, Insurance and Freight*, "**Coste, seguro y flete, puerto de destino convenido**". Atersa e Ingeteam se encargaran del transporte hasta las aduanas del puerto de destino final en La Gomera, en el que la mercancía será recogida por un transportista local.

En total será necesario 1 embarque para transportar los equipos principales para la construcción del parque fotovoltaico.

Transporte local en La Gomera

Como ya hemos mencionado, el puerto de desembarque de todos los componentes será el de San Sebastián en La Gomera (a 33 Km aprox. de nuestro emplazamiento final cerca del Valle del Rey). Las instalaciones del puerto son apropiadas para el desembarque de barcos de grandes dimensiones. La accesibilidad es buena desde la carretera secundaria de acceso a Gerian que permite un acceso al sitio sin complicaciones en las curvas o puentes. En la siguiente figura podemos ver el acceso al emplazamiento mediante transporte terrestre en La Gomera.



Ilustración 139: Transporte terrestre en La Gomera

8.5.11. Mantenimiento.

Una planta fotovoltaica requiere de un mantenimiento correctivo y preventivo constante para asegurar el correcto funcionamiento. Las tareas a realizar serán las siguientes:

Módulos fotovoltaicos: En los paneles se deberá llevar a cabo las siguientes labores: limpieza de los paneles, verificación de los elementos de sujeción y conexión, el estado de degradación de los elementos constructivos de los paneles y comprobación del estado de la red de tierras, para proteger de sobre tensiones.

Instalación eléctrica de C.C. Subsistema de generación: Se deberán revisar las conexiones, los cables, el perfecto estado de las cajas de los cuadros, su estanqueidad y además se deberán revisar los equipos de mando y protección para ver su estado.

Instalación eléctrica de C.A. B.T. Subsistema de generación: Se deberán revisar al igual que en corriente continua las conexiones, los cables, el perfecto estado de las cajas de los cuadros, su estanqueidad y además se deberán revisar los equipos de mando y protección para ver su estado.

Inversores: Se deberá revisar principalmente que están bien ventilados, que las conexiones están bien hechas y que no hay ninguna alarma.

Estructura soporte o seguidor: Las principales tareas a realizar en la estructura o seguidor será la revisión de daños en la estructura, como los causados por oxidación y su deterioro por agentes ambientales.

Monitorización: Se deberá revisar periódicamente la estación meteorológica para ver que funciona bien, calibrarla y limpiarla, además de realizar la descarga de los datos almacenados.

Instalación eléctrica general y servicios auxiliares: Se deberán revisar todas las canalizaciones de cables, para ver su estado y evitar roturas imprevistas que pudiesen ocasionar serias averías, así como las arquetas para ver que se encuentran perfectamente y que los cables no están a la intemperie. También se deberá revisar la iluminación, enchufes y cuadros de control.

Obra civil: Se deberá comprobar que los accesos y viales de la instalación están en perfecto estado para facilitar el movimiento dentro de la misma, además se deberá comprobar la valla perimetral, los taludes, la cimentación de las estructuras, los drenajes para evitar que se atasquen en épocas de lluvias.

Medio ambiente: Se deberá limpiar de broza, toda la instalación para evitar que las hierbas crezcan hasta producir sombras o se enreden con cables y estructuras, lo que luego complicaría su desbroce.

Debe existir además un mantenimiento predictivo periódico, cuyas principales herramientas son las siguientes:

Termografía: Entre otras herramientas para la realización del mantenimiento predictivo de las plantas fotovoltaicas cabe destacar las cámaras termo gráficas, que ayudarán en la búsqueda de puntos calientes, que pueden convertirse en averías, con estas cámaras se podrán buscar paneles defectuosos o conexiones mal hechas, con el fin de evitar males mayores en el futuro.

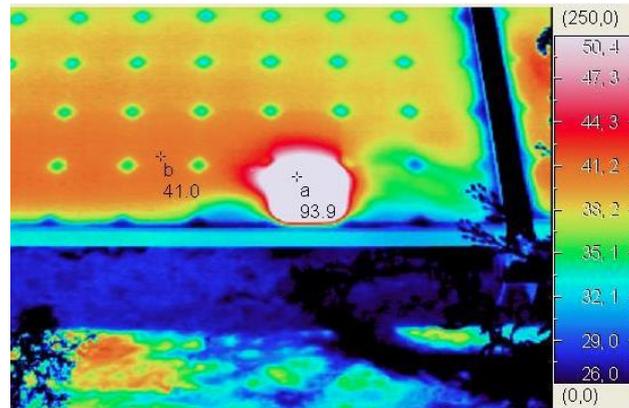


Ilustración 140: Termografía en un módulo

Trazador de curvas I/V: Permite evaluar todos los estados de funcionamiento de los módulos así como cuantificar las pérdidas por conexionado debidas a trabajar los módulos en puntos de trabajo no adecuados.

8.5.12. Obtención de los parámetros de diseño.

Determinación del salto neto

Para determinar el salto es necesario conocer las diferentes cotas claves del proyecto. La cota de coronación de la presa de Amalahuigue es de 640 m y la cota de toma de agua de esa misma presa es de 610 m. La cota de aspiración de la turbina se encuentra a 60 m y la cota de restablecimiento del agua en el depósito inferior es de 59 m.

$$\text{Salto bruto} = 640 - 59 = 581 \text{ m}$$

$$\text{Salto útil} = 610 - 60 = 550 \text{ m}$$

Para el cálculo del salto neto se necesitan las pérdidas de carga, que se estiman como un 7% del salto útil.

$$\text{Pérdidas de carga} = 0.07 * 550 = 38.5 \text{ m}$$

$$\text{Salto neto} = 550 - 38.5 = 511.5 \text{ m}$$

Determinación del caudal

El caudal de turbinación máximo establecido es de 4 m³/s para poder entregar la energía máxima almacenada hacia el depósito inferior en 2,78 horas.

Q (m ³ /s)	Horas de vaciado
0,8	13,89
1,6	6,94
2,4	4,63
3,2	3,47
4	2,78

Diseño de la tubería forzada

Tanto la turbinación como el bombeo de esta central hidroeléctrica comparten la misma tubería forzada. Una pequeña parte de esta tubería, la que se encuentra justo a la salida del depósito superior, se va a encontrar enterrada por criterios de diseño, estando el resto por encima de la superficie con sus correspondientes apoyos y sujeciones. La longitud total de la misma será de 2,3 km.



Ilustración 141: Longitud de la tubería forzada.

El diámetro interior de la tubería es el resultado de dos factores a tener en cuenta como la inversión y pérdida de carga. Para transportar un cierto caudal, una tubería de pequeño diámetro necesitará más velocidad de fluido que otra de mayor diámetro, y consecuentemente las pérdidas serán más elevadas.

El caudal máximo turbinable es de 4 m³/s y una velocidad soportable para la válvula de mariposa que a la vez no provoque excesivas turbulencias se ha definido de 4 m/s, por lo que la sección mínima de la tubería es:

$$Sección\ mínima = \frac{Q}{V} = \frac{4}{4} = 1\ m^2$$

$$Diametro\ interno\ mínimo = 1.13\ m$$

Es recomendable sobredimensionar la tubería para evitar pérdidas de carga, por lo que el diámetro elegido es de **1.15 m**.

El espesor es función de la presión interna, de la carga de rotura, límite elástico del material escogido, y del diámetro de la tubería. En un régimen de caudal constante, la presión interna en un punto dado, equivale a la carga hidráulica en dicho punto. El espesor de pared se calcula de acuerdo a la ecuación

$$e = \frac{P_i \cdot D}{2 \cdot k_f \cdot \sigma_f} + e_s$$

Donde

- P_i es la presión estática, que se calcula como $P_i = \rho \cdot g \cdot H$
- e_s es el sobre espesor para tener en cuenta la corrosión, de 1 mm
- k_f es la eficacia de la unión, de valor 0.9
- σ_f es la resistencia a la tracción, de 1400 kgf/cm²

Por lo tanto, el espesor mínimo que debe tener la tubería es de

$$e = 23.9 \text{ mm}$$

Diseño de la chimenea

Cuando el operador o el sistema de control automático cierran rápidamente la válvula de entrada a la turbina para evitar que se embale, al desconectarse el interruptor de salida de la corriente eléctrica, el régimen hidráulico varía bruscamente.

Un cambio brusco de régimen en la tubería, afecta a una gran masa de agua y genera una onda de presión importante, conocida como golpe de ariete que, aun siendo transitoria, da lugar a sobrepresiones tan altas que revienten la tubería o a depresiones que la aplasten. Las sobrepresiones o depresiones producidas por el golpe de ariete llegan a alcanzar una magnitud, de un orden superior a la correspondiente a la altura del salto, y hay que tenerlas en cuenta para calcular la chimenea.

Se estudiará el posible golpe de ariete que se producirá ante un cierre brusco de la válvula de salvaguarda, suponiendo un tiempo de cierre de 20 segundos, que es un valor típico para este movimiento. La onda de presión consecuente al cambio brusco de velocidad del agua en la tubería, viaja a una velocidad dada por la ecuación

$$c = \sqrt{\frac{k \cdot 10^{-3}}{1 + \frac{k \cdot D}{E \cdot t}}}$$

Donde

- K es el módulo de elasticidad del agua, de $2.1 \cdot 10^9 \frac{N}{m^2}$
- D es el diámetro interior de la tubería, en milímetros
- E es el módulo de elasticidad del material de la tubería, de $206 \cdot 10^9 \frac{N}{m^2}$
- t es el espesor de la tubería, en milímetros.

$$c = 1186.97 \frac{m}{s}$$

A continuación, se calcula el tiempo crítico, que es el que tarda la onda de presión en recorrer en ambos sentidos la longitud del tubo para volver al punto de partida, es decir, la válvula de salvaguarda. La ecuación es la siguiente:

$$T_{crit} = \frac{2L}{c} = 3.88 \text{ segundos}$$

Donde L es la longitud de la tubería forzada.

Se puede despreciar el efecto del golpe de ariete si el tiempo crítico es diez veces menor que el tiempo de cierre de la válvula, por lo que controlando que la válvula de mariposa se cierre en más de 39 segundos se puede despreciar el efecto de golpe de ariete y no considerar la instalación de una chimenea.

Tabla 40: Tiempo de maniobra en válvula de mariposa motorizadas con desmultiplicador.

Accionamiento	motor eléctrico	manual
Diámetro (mm)	Tiempo de cierre	Nº de vueltas
250-400	30 s - 2 min	30 - 35
500-600	45 s - 3 min	50 - 55
700-800	60 s - 4 min	60 - 65
900-1000	60 s - 9 min	75 - 80

Válvulas

Las válvulas son elementos de seguridad que permiten aislar la turbina o algún otro órgano del aprovechamiento en caso de parada de la central.

- Aguas arriba de la tubería forzada: se debe instalar una compuerta vagón que aisle la conducción forzada para las tareas de mantenimiento, inspección y reparación.
- Aguas arriba de la turbina: se debe instalar una válvula (mariposa o esférica) que permita cerrar la admisión a la cámara espiral, en el caso de que un fallo impida accionar los álabes del distribuidor. Aumenta el grado de seguridad de la central, facilita la revisión de las turbinas y reduce el tiempo durante el cual el grupo gira con una velocidad superior a la nominal.
- Aguas debajo de la turbina: elemento de cierre a la salida del tubo de aspiración, que, junto con la anterior, permite aislar la turbina y evacuar el agua contenida entre ambos cierres. Se utilizan: ataguías colocadas con un cabrestante móvil o puente-grúa.

Central Hidroeléctrica

El edificio de la central hidroeléctrica se sitúa al pie de la nueva central. El foso de máquinas se sitúa un poco por encima de la cota máxima de explotación del embalse. En ella se alojan los equipos electromecánicos de turbinación – turbinas y generadores, los equipos oleo hidráulicos de accionamiento, instalación eléctrica en general – cuadros, celdas, el transformador de tensión, puente grúa, sala de control, etc.

La tubería forzada proveniente del distribuidor se ramifica en dos brazos que alimentan a las dos turbinas de la central. El agua, una vez turbinada, es restituida al embalse a través de un canal con unas dimensiones tales que eviten velocidades excesivas.

8.5.12. Equipos electromecánicos

Turbina

La turbina constituye la parte más importante de la central hidráulica, pues es la encargada de transformar la energía del agua en energía mecánica, que posteriormente será transformada en electricidad por el alternador unido al eje de la turbina.

Debido al gran salto y al bajo caudal, la turbina elegida es una turbina tipo Pelton. Estas turbinas son de acción, en la que una serie de inyectores proyectan chorros de agua sobre la turbina, de forma que se produce el movimiento del disco.

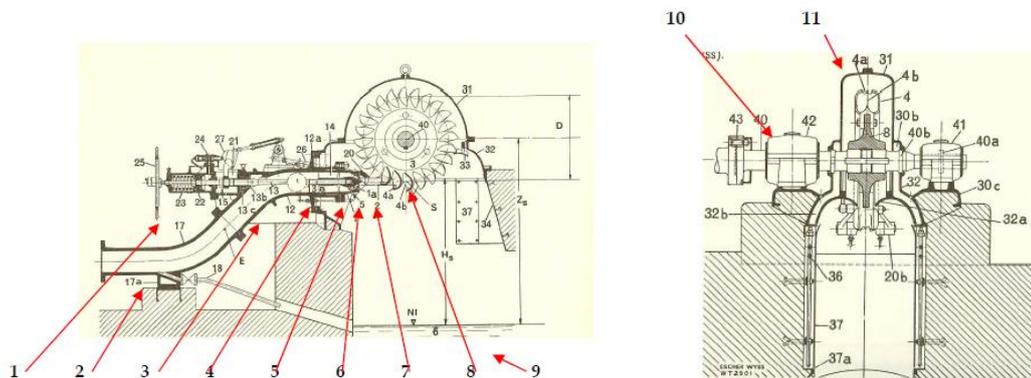


Ilustración 142: Estructura de una turbina Pelton.

Las turbinas Pelton tienen los siguientes componentes:

1. Servomotor encargado de mover la válvula de agua.
2. Tubería forzada

3. Codo de entrada
4. Inyector
5. Válvula de aguja (regula el flujo de agua que llega a los alabes)
6. Tobera
7. Deflector
8. Rodete
9. Canal de salida
10. Alternador
11. Carcasa

El rendimiento de estas turbinas viene establecido por la siguiente curva:

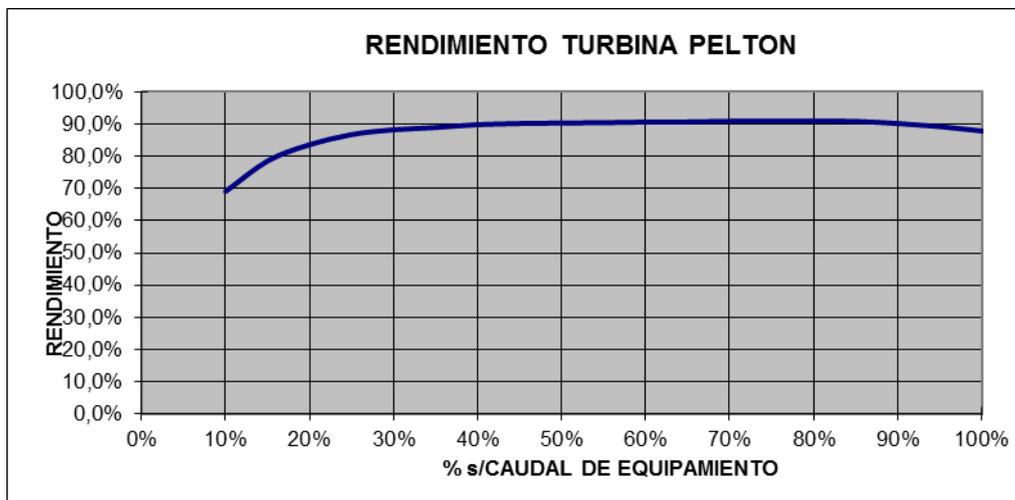


Ilustración 143: Curva de rendimiento de la turbina Pelton.

Se aprecian unos rendimientos muy altos, entorno del 90 % para los rangos de caudal del 40-90%.

Para una mayor flexibilidad de operación y para evitar que la central este completamente parada en caso de avería o rotura, se ha elegido instalar dos turbinas Pelton en paralelo, cada una diseñada para el 50% del caudal máximo, es decir, que el rango de trabajo de cada una vaya desde 0.2 m³/s hasta los 2 m³/s.

-Mantenimiento de las turbinas Pelton:

La acción abrasiva de la arena presente en el agua produce desgastes en la aguja, la boca de la tobera, los cazos del rodete y el deflector. Estos elementos se revisarán cada año, dada la importancia de que conserven sus características iniciales.

Un ligero desgaste en el inyector y la aguja provoca que el chorro se disperse. Las gotas sueltas deterioran el rodete al chocar con él y las caídas de rendimiento son importantes.

Muchas de las irregularidades que se generan en las turbinas Pelton tienen su origen en la introducción de cuerpos extraños. Por ello es importante que haya bocas de inspección en los tubos de conducción para poder retirar dichos objetos.

Tras el montaje de la turbina de debe comprobar que el deflector queda tangente al chorro, pero sin llegar a tocarlo. También habrá que comprobar antes de la puesta en marcha que no queda aire en el cilindro del servomotor, dado que podría provocar un cierre brusco y el consiguiente golpe de ariete.

Por último, se deberán lubricar convenientemente los distintos órganos de movimiento y articulaciones.

Generador

El generador es el elemento encargado de transformar el par mecánico en energía eléctrica. Actualmente se emplean generadores de corriente alterna trifásica síncronos o asíncronos.

Para las turbinas Pelton de eje horizontal, como la del presente proyecto, se suele utilizar un generador horizontal con dos cojinetes y montar en voladizo el rotor de la turbina para evitar que el eje atravesase el tubo de aspiración.

La refrigeración del generador que se va a instalar en la turbina del presente proyecto se realizará por aire en circuito abierto, dado que se trata de una máquina pequeña.

9. Bibliografía.

[1] Operador del Mercado Ibérico de la Electricidad. Informes mensuales.

<http://www.omie.es/inicio>

[2] Red Eléctrica De España. El sistema eléctrico español en 2014.

[3] SINAC. Sistema de Información Nacional de Agua de Consumo.

<http://sinac.msc.es/SinacV2/>

[4] Díptico Sistema eléctrico Islas Canarias. REE.

[5] ISTAC. Instituto Canario de Estadística.

[http://www.gobiernodecanarias.org/istac/temas_estadisticos/demografia/poblacion/cifraspa
dronales/E30245A.html](http://www.gobiernodecanarias.org/istac/temas_estadisticos/demografia/poblacion/cifraspa
dronales/E30245A.html)

[6] Atlas eólico del IDAE.

<http://atlaseolico.idae.es/meteosim/>

[7] Instituto Tecnológico de Canarias. Visor grafcam.

<http://visor.grafcan.es/visorweb/>

<http://www.itccanarias.org/web/>

[8] Anuario Energético de Canarias 2014.

[9] Aguas de La Gomera.

<http://www.aguasgomera.es/>

[10] Viabilidad técnica de la integración de generación renovable en la isla de La Gomera. David Gracia Rosado. 2015.

[11] Plan Territorial Especial de Ordenación de Infraestructuras Energéticas de La Gomera, 2010 – Gobierno de Canarias,

<http://www.gobcan.es/ceic/energia/temas/planificacion/planesterritoriales/lagomeal>

[12] Datos de generación de red eléctrica.

[13] Vestas. Catálogo de la V80.

[14] Consulta de datos históricos de viento y dirección, Gobierno de Canarias

<http://www.gobiernodecanarias.org/medioambiente/calidaddel aire/datosHistoricos.do>

[15] Plan Hidrológico de Aguas de La Gomera – Consejo Insular de Aguas de Canarias,

<http://www.aguasgomera.es/>

[16] [R]evolución Energética para las islas Canarias. Greenpeace. Noviembre 2015.

[17] *GuaguaGomera, S.A.U. Cuentas anuales e informe de auditoría. Ejercicio 2015.*

[18] *Catálogo de autobuses de Proterra.*

[19] <http://forococheselectricos.com/2016/02/autobus-electrico-proterra-eficiencia-cuatro-veces-mejor-modelo-a-gas.html>

[20] *International Energy Agency “IEA Wind 2014 annual report”, August 2015.*

[21] *International Renewable Energy Agency report “Renewable power costs in 2014”, January 2015.*

[22] <http://www.goronadelviento.es/>

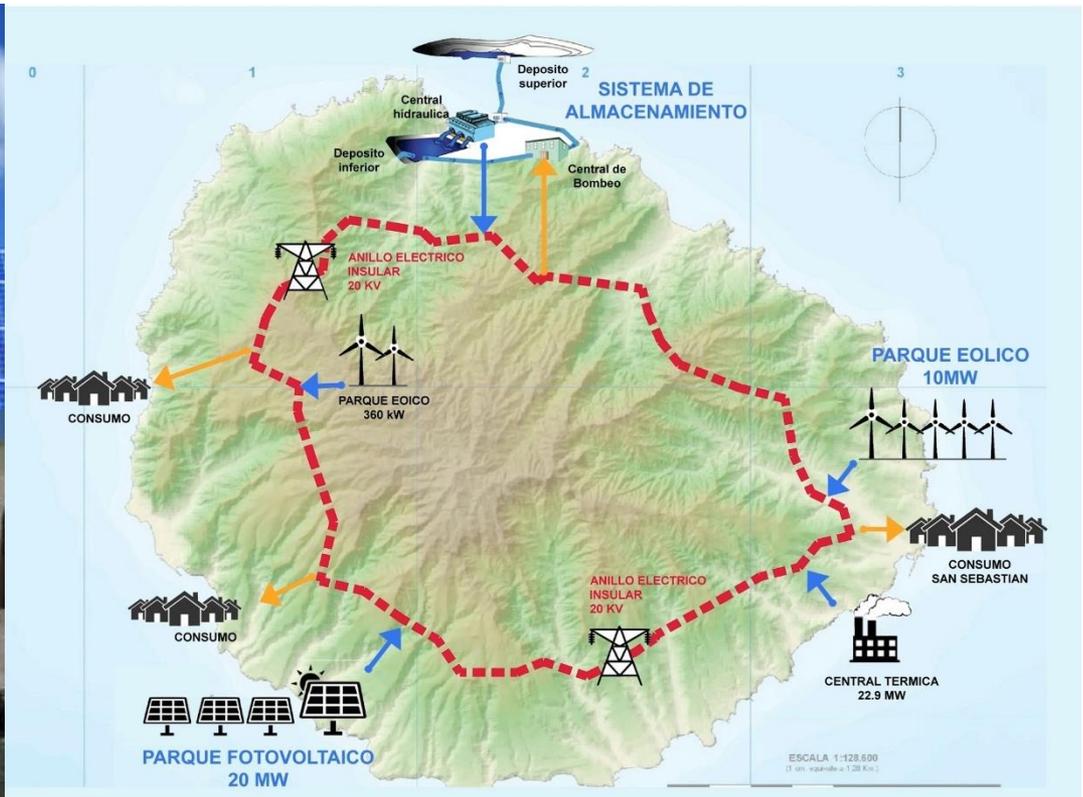
[23] *(OBECAM) Observatorio Canario de Empleo.*

<http://www3.gobiernodecanarias.org/empleo/portal/observatorio>

[24] *A comparative study of a wind hydro hybrid system with water storage capacity: Conventional reservoir or pumped storage plant? Fausto A. Canales, Alexandre Beluco*, Carlos André B. Mendes. Journal of Energy Storage*

Planos y catálogos:

SISTEMA HÍBRIDO RENOVABLE CON ALMACENAMIENTO PARA EL ABASTECIMIENTO DE LA ISLA DE LA GOMERA



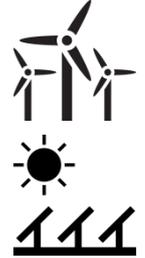
Máster en Energías Renovables y
Mercado Energético
2015/2016

Marcos Del Blanco Adán
Natalia Del Cerro Díaz Jiménez
Javier Gómez de Garay
Pablo Casanova Falcón

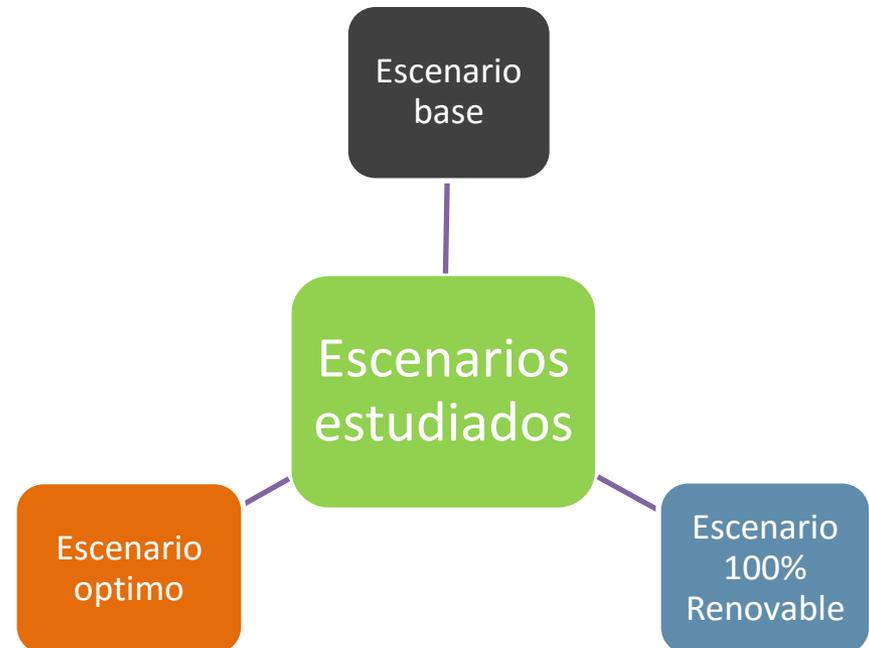
1. OBJETIVOS



1- OBJETIVOS

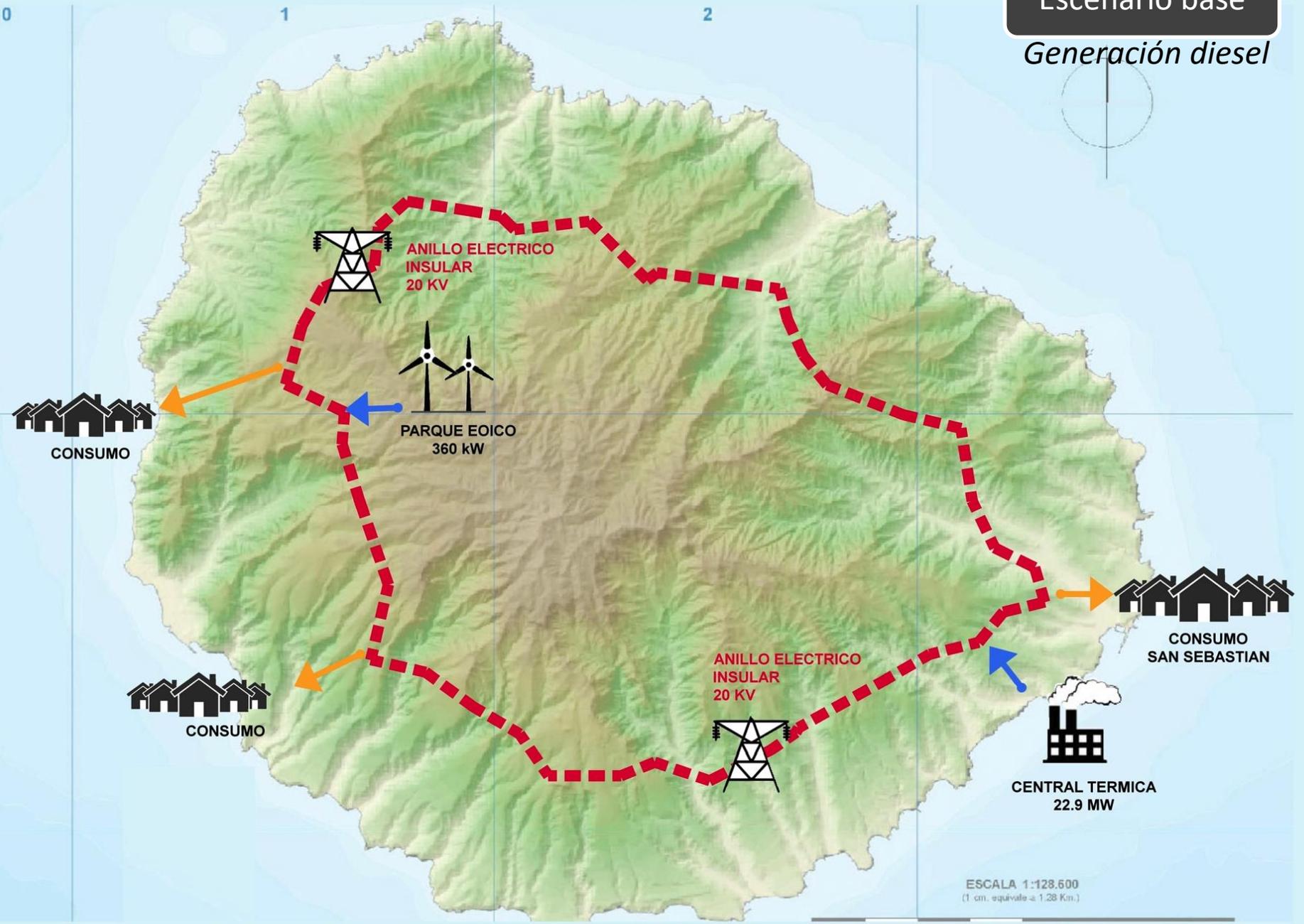
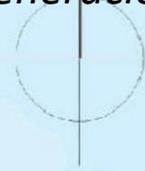


- **Abastecimiento eléctrico** de La Gomera mediante un sistema **eólico - fotovoltaico** óptimo desde el punto de vista técnico, económico y medioambiental
- Estudio del contexto, demanda actual y recursos de la isla
- Análisis escenarios de abastecimiento 
En función de la cobertura de la demanda



Escenario base

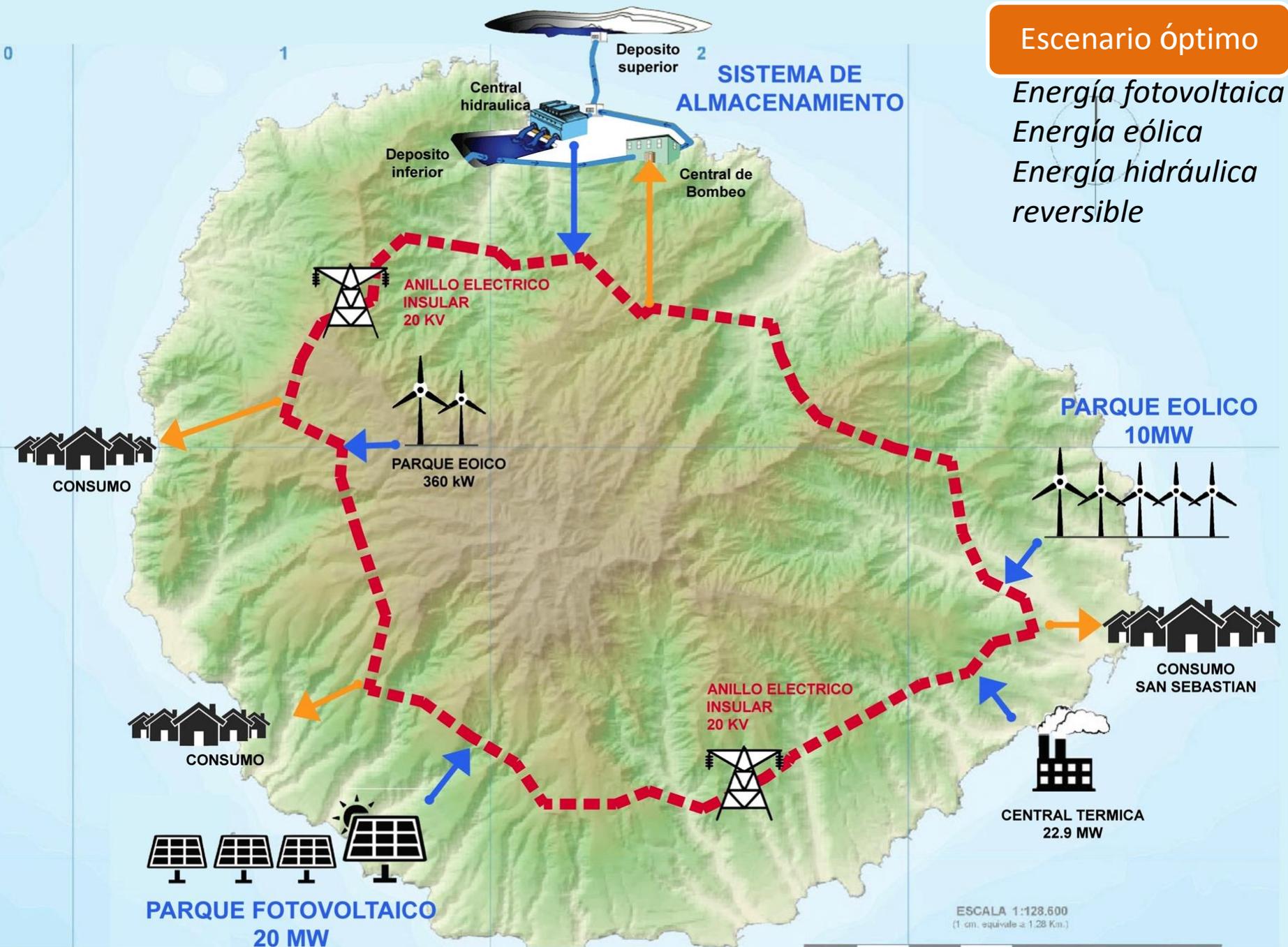
Generación diesel



ESCALA 1:128.600
(1 cm. equivale a 1.28 Km.)

Escenario óptimo

*Energía fotovoltaica
Energía eólica
Energía hidráulica reversible*



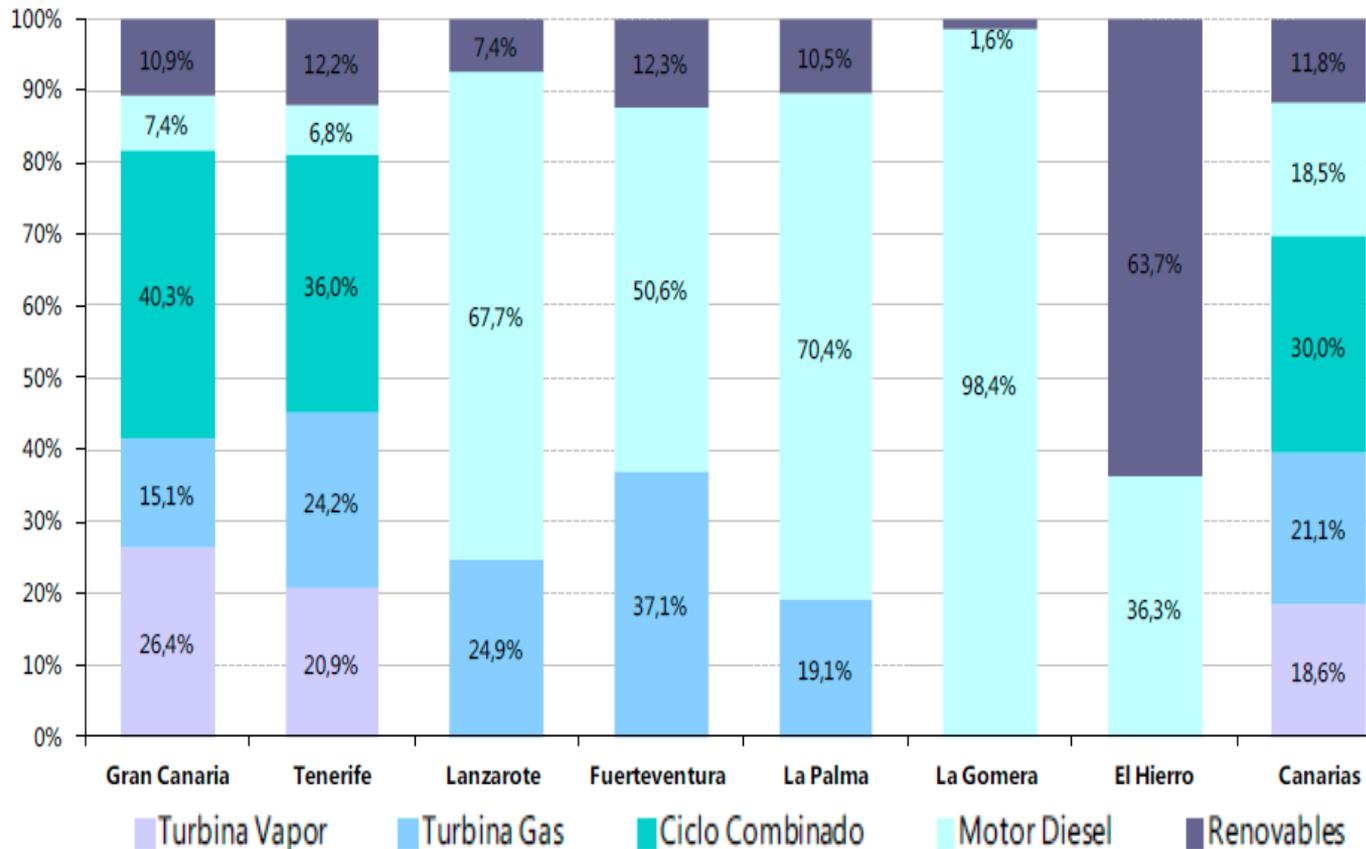
ESCALA 1:128.600
(1 cm. equivale a 1.28 Km.)

2.CONTEXTO EN LAS ISLAS CANARIAS

2- CONTEXTO EN LAS ISLAS

- Extracostes de generación → Dependencia de combustibles fósiles
Aislamiento geográfico (costes de transporte)
170 €/MWh - 215 €/MWh en las islas
15 y 75 €/MWh en la península

SELECCIÓN DE LA ISLA: en función de la contribución renovable

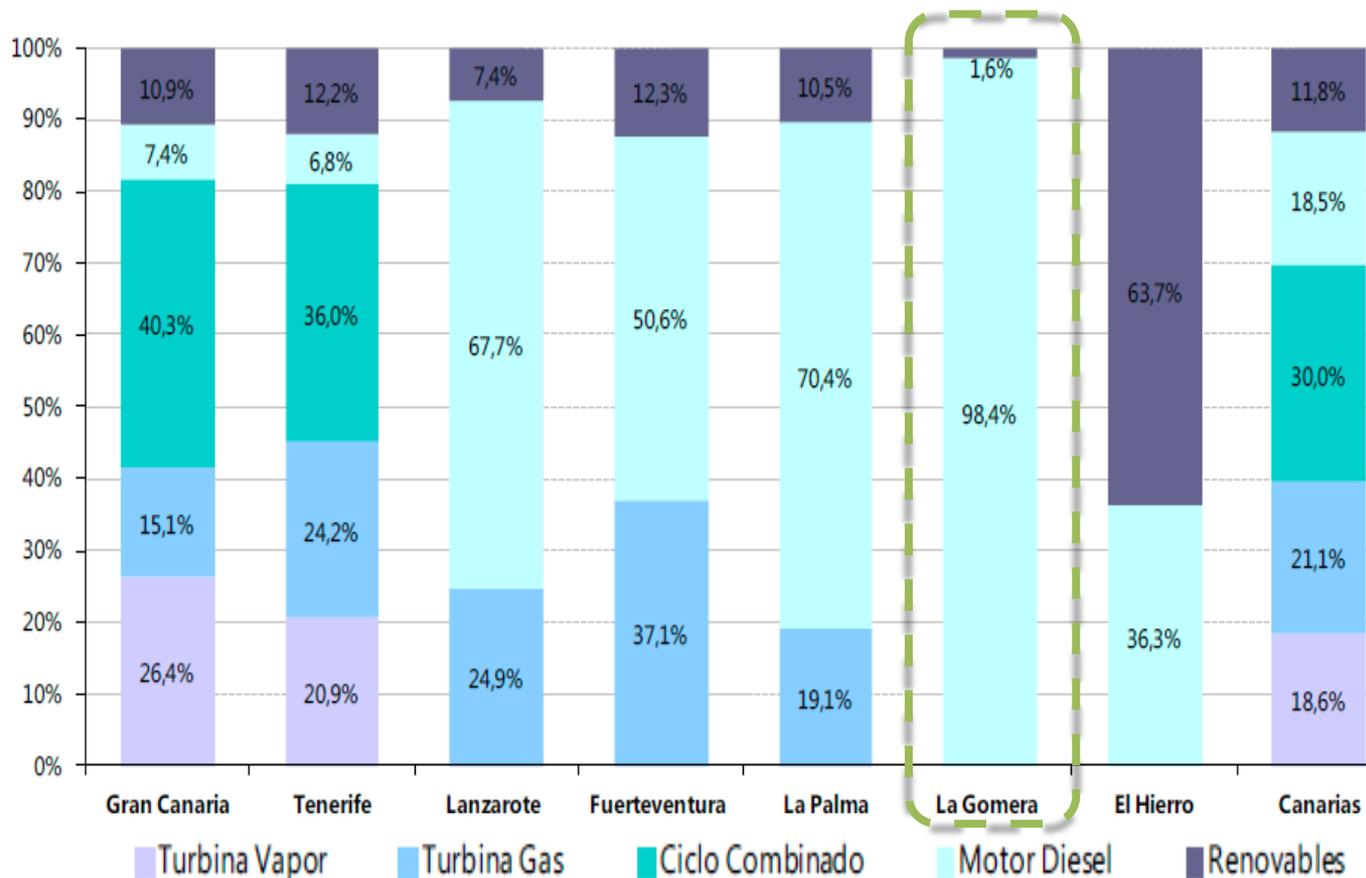


Estructura tecnológica del parque de generación de cada isla (Año 2014) – Elaboración propia

2- CONTEXTO EN LAS ISLAS

- Extracostes de generación → Dependencia de combustibles fósiles
Aislamiento geográfico (costes de transporte)
170 €/MWh - 215 €/MWh en las islas
15 y 75 €/MWh en la península

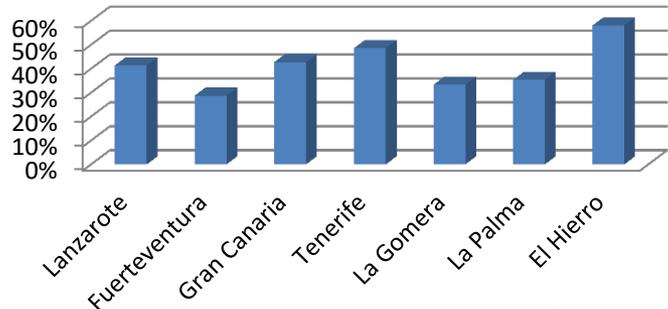
SELECCIÓN DE LA ISLA: en función de la contribución renovable → La Gomera



Estructura tecnológica del parque de generación de cada isla (Año 2014) – Elaboración propia

¿POR QUÉ LA GOMERA?

- Posee la menor contribución de energías renovables (1,6%)
- Recurso eólico y solar buenos
- Espacios protegidos limitados

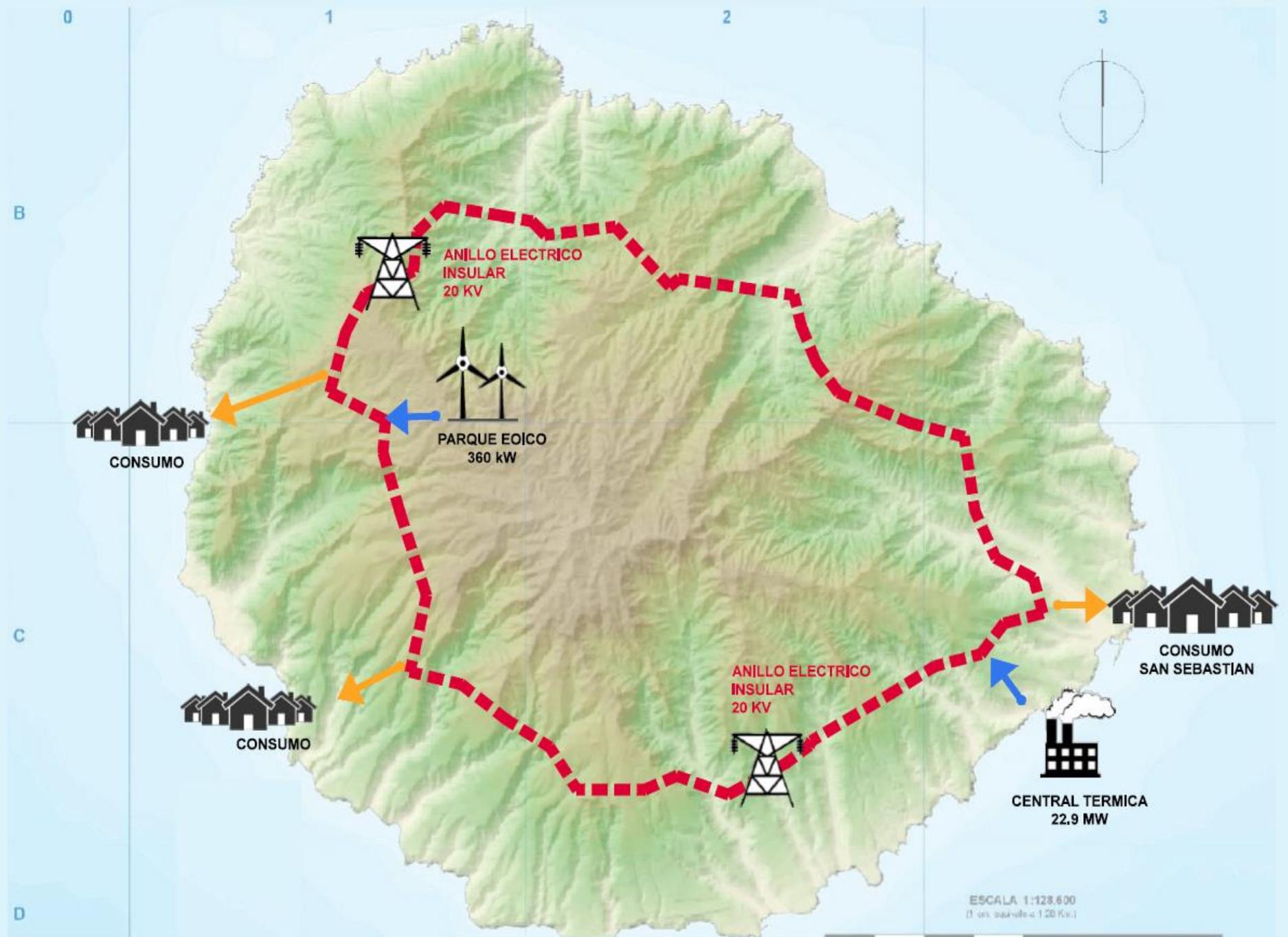


Area espacios naturales protegidos/ Area isla
(km²) elaboración propia



- Éxito de un proyecto similar en la isla vecina del Hierro

3.CONTEXTO ACTUAL DE LA GOMERA



3 - CONTEXTO ACTUAL DE LA GOMERA

GENERACIÓN

	Grupos Diésel	Nº	Potencia neta unitaria (kW)
Central El Palmar	<i>Diésel 12 y 13</i>	2	1400
	<i>Diésel 14 y 15</i>	2	1840
	<i>Diésel 16 y 17</i>	2	2510
	<i>Diésel 18 y 19</i>	2	3100
	<i>Diésel móvil 2</i>	1	1460
	<i>Diésel móvil 3</i>	1	1020
	Total		19.730

Parque eólico Epina	Fabricante	Nº Aeros	Potencia Aero (kW)	Potencia Parque (kW)
	<i>Made</i>	2	180	360

Fuente: Anuario energético de Canarias.2014.

3 - CONTEXTO ACTUAL DE LA GOMERA

RED



A) *No existe red de transporte (> 220 kV)*

B) *“Anillo” de distribución de 20 kV.*

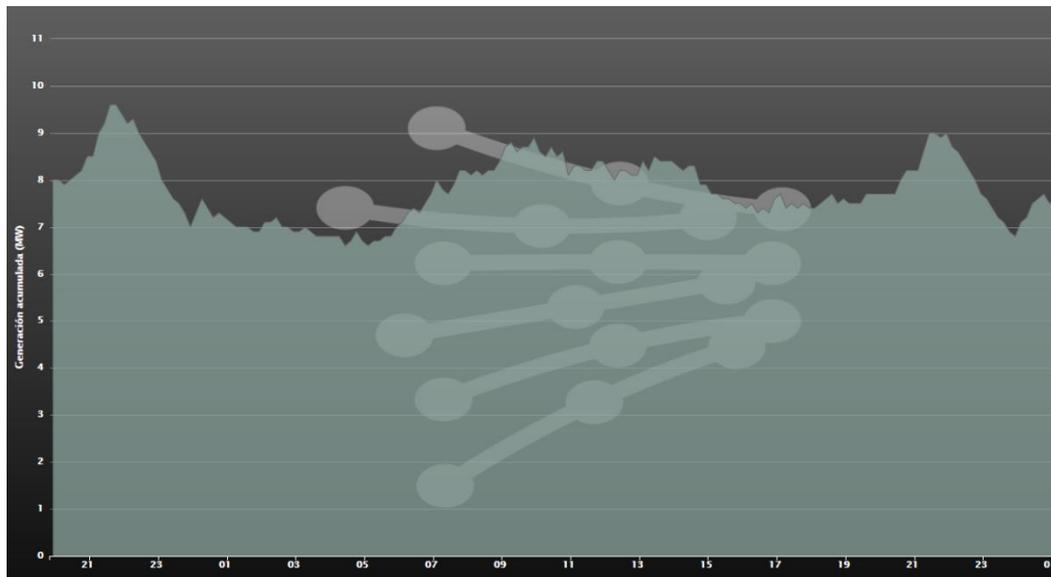
Elaboración propia a partir de datos de REE.

3 - CONTEXTO ACTUAL DE LA GOMERA

DEMANDA

GENERACIÓN=CONSUMO

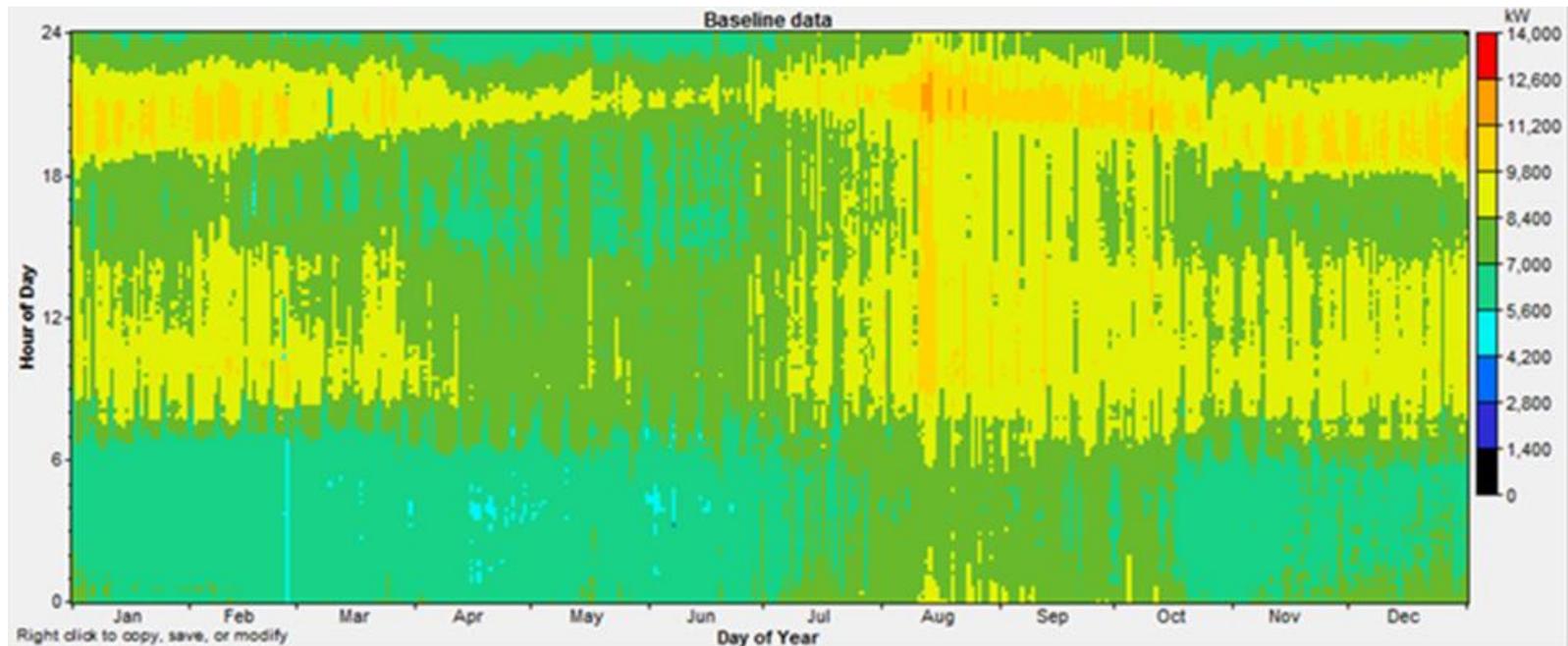
- Datos de generación **diezminutales** para el **año 2015**.
- Demanda total: **68,31 GWh/año**.



Generación acumulada diaria en La Gomera (REE)

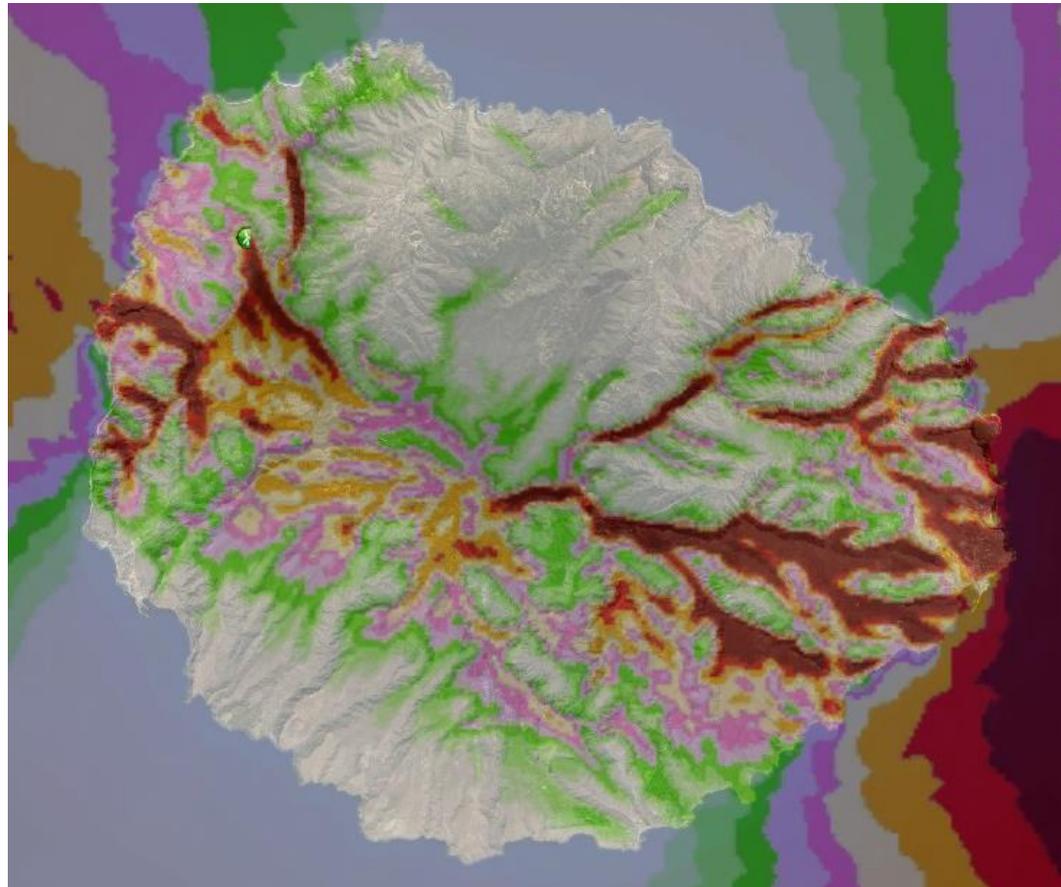
3 - CONTEXTO ACTUAL DE LA GOMERA

DEMANDA



Perfil de demanda horaria para los 12 meses del año 2015.

RECURSO EÓLICO



☐ Recurso Eólico a 80 m.



CARACTERIZACIÓN DEL RECURSO EÓLICO

A. Velocidad de viento



Obtención de forma indirecta a partir de los datos de producción de la Palma. Método:

- 1. Potencia eólica instalada de La Palma*
- 2. Datos de producción eólica de La Palma*
- 3. Elección aerogenerador a instalar.*
- 4. Creación de aerogenerador equivalente.*
- 5. Función inversa y ajuste.*

B. Dirección de viento

Estación meteorológica (La Gomera)

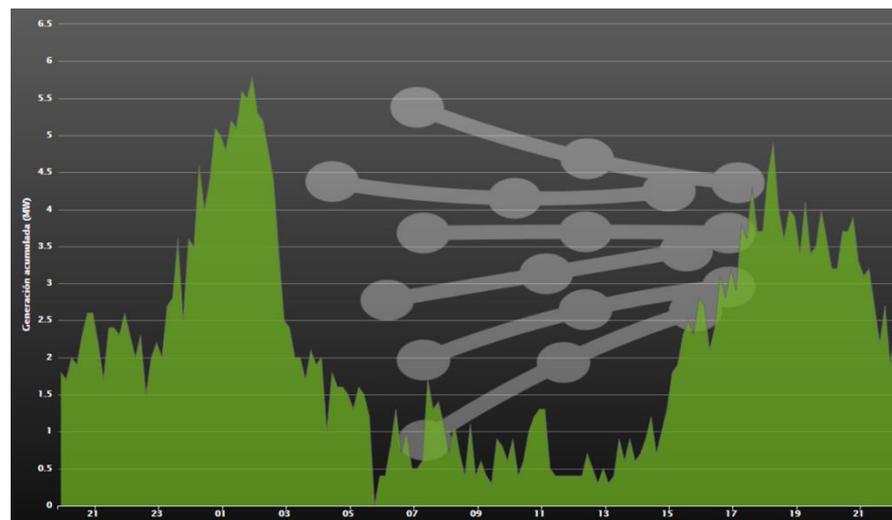
3 - CONTEXTO ACTUAL DE LA GOMERA

A. CARACTERIZACIÓN DE LA VELOCIDAD DE VIENTO

1. Potencia eólica instalada en La Palma

<i>Fabricante</i>	<i>NºAeros</i>	<i>Potencia Aero (kW)</i>	<i>Potencia parque (kW)</i>
<i>Enercon</i>	<i>2</i>	<i>800</i>	<i>1600</i>
<i>Enercon</i>	<i>2</i>	<i>900</i>	<i>2250</i>
<i>Made</i>	<i>2</i>	<i>660</i>	<i>1320</i>
<i>Izar Bonus</i>	<i>2</i>	<i>600</i>	<i>1800</i>
	<i>10</i>		<i>6970</i>

Anuario energético de Canarias 2014



2. Datos de producción eólica de La Palma (REE)

- Datos **diezminutales** para el **año 2015**.

Datos de producción eólica para un día determinado:

3 - CONTEXTO ACTUAL DE LA GOMERA

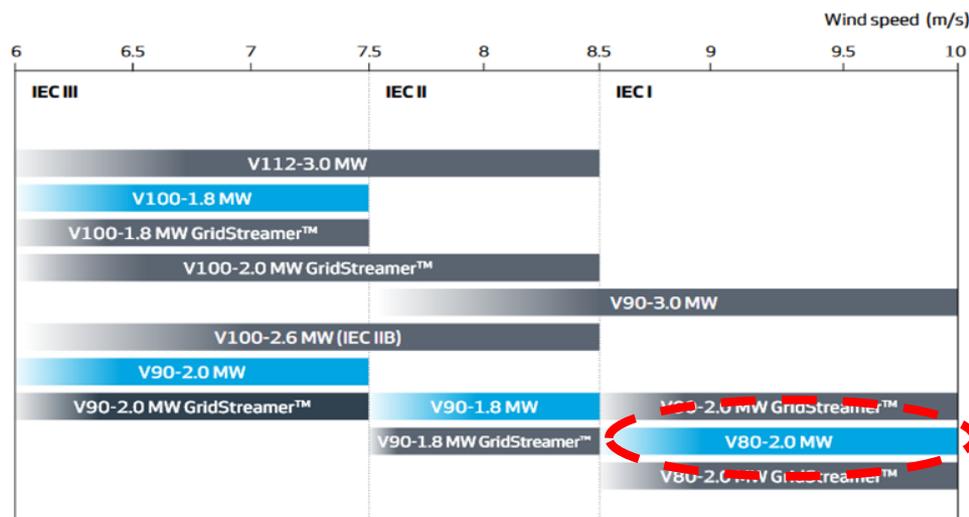
A. CARACTERIZACIÓN DE LA VELOCIDAD DE VIENTO

3. Elección aerogenerador a instalar

Norma UNE-EN 61400-1

V_{med} en emplazamientos con mayor recurso eólico: **9-13 m/s**

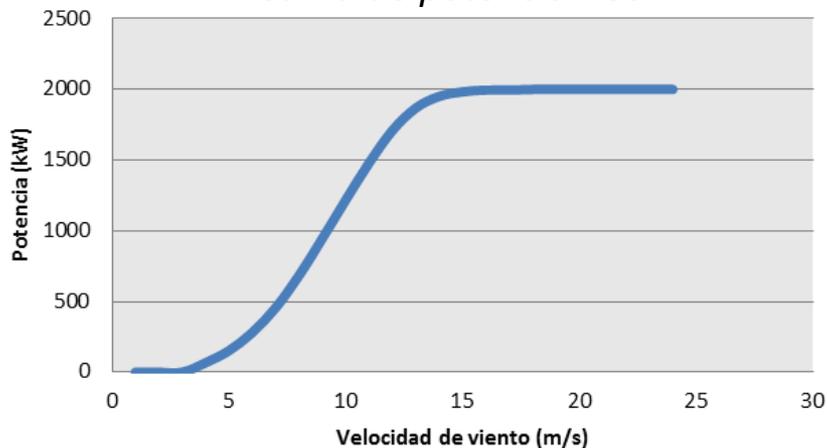
Clases de aerogeneradores	I	II	III
V _{med}	10 m/s	8,5 m/s	7,5 m/s
V _{ref}	50 m/s	42,5 m/s	37,5 m/s
A IT _{ref}	0,16		
B IT _{ref}	0,14		
C IT _{ref}	0,12		



3 - CONTEXTO ACTUAL DE LA GOMERA

A. CARACTERIZACIÓN DE LA VELOCIDAD DE VIENTO

Curva de potencia V80 2MW



5. Función inversa y ajuste.

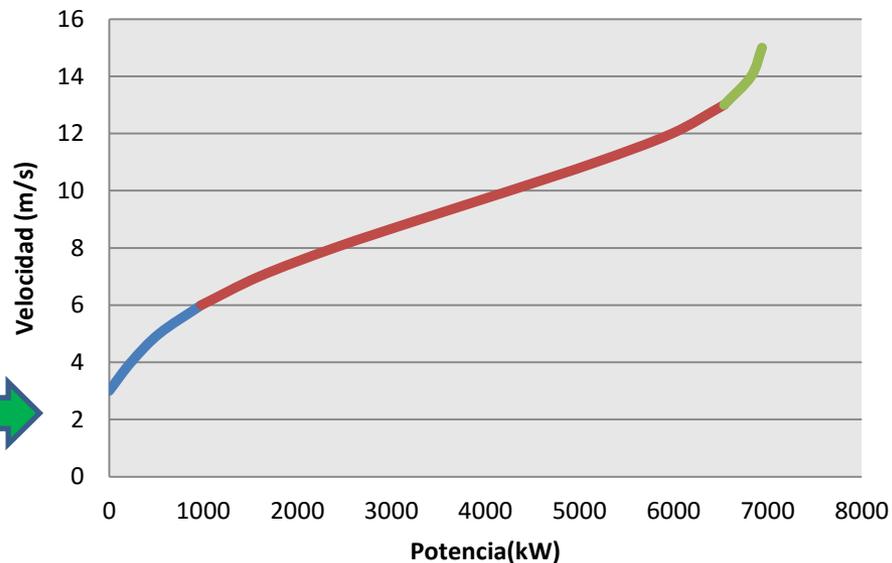
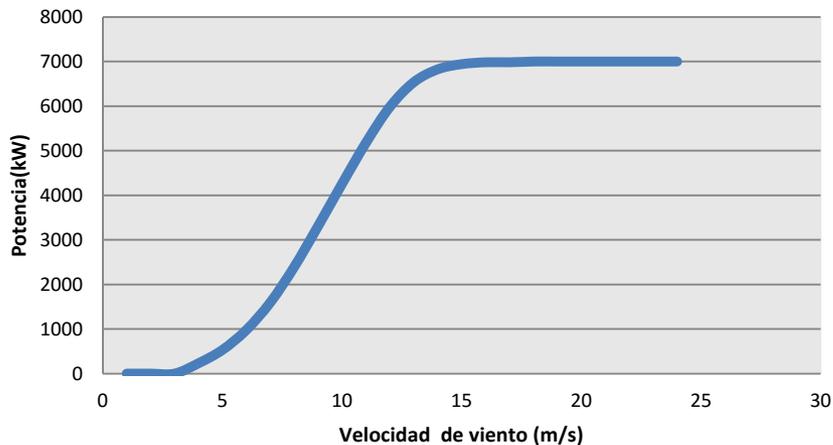
$$y = 0,003x + 3,1843$$
$$R^2 = 0,9777$$

$$y = 0,0012x + 4,9908$$
$$R^2 = 0,9962$$

$$y = 0,0047x - 17,71$$
$$R^2 = 0,9429$$



4. Creación de aerogenerador equivalente.



3 - CONTEXTO ACTUAL DE LA GOMERA

A. CARACTERIZACIÓN DE LA VELOCIDAD DE VIENTO

- Obtención de datos **diezminutales** de velocidad estimada de viento para el **año 2015**.

Fecha	Hora	Eólica(MW)	Eólica(KW)	Velocidad
01/01/2015	0:00:00	2,9	2900	8,4708
01/01/2015	0:10:00	2,9	2900	8,4708
01/01/2015	0:20:00	3,3	3300	8,9508
01/01/2015	0:30:00	3,8	3800	9,5508
01/01/2015	0:40:00	3,5	3500	9,1908
01/01/2015	0:50:00	1,9	1900	7,2708
01/01/2015	1:00:00	1,6	1600	6,9108
01/01/2015	1:10:00	1,9	1900	7,2708
01/01/2015	1:20:00	1,1	1100	6,3108
01/01/2015	1:30:00	1,2	1200	6,4308
01/01/2015	1:40:00	0,5	500	4,6843
01/01/2015	1:50:00	0	0	3,1843

B. CARACTERIZACIÓN DE LA DIRECCIÓN DE VIENTO

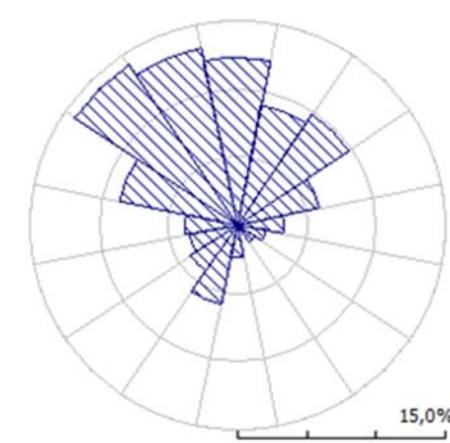
- Necesidad de datos **diezminutales** para el **año 2015**.



- Estación meteorológica de Las Galanas (La Gomera)

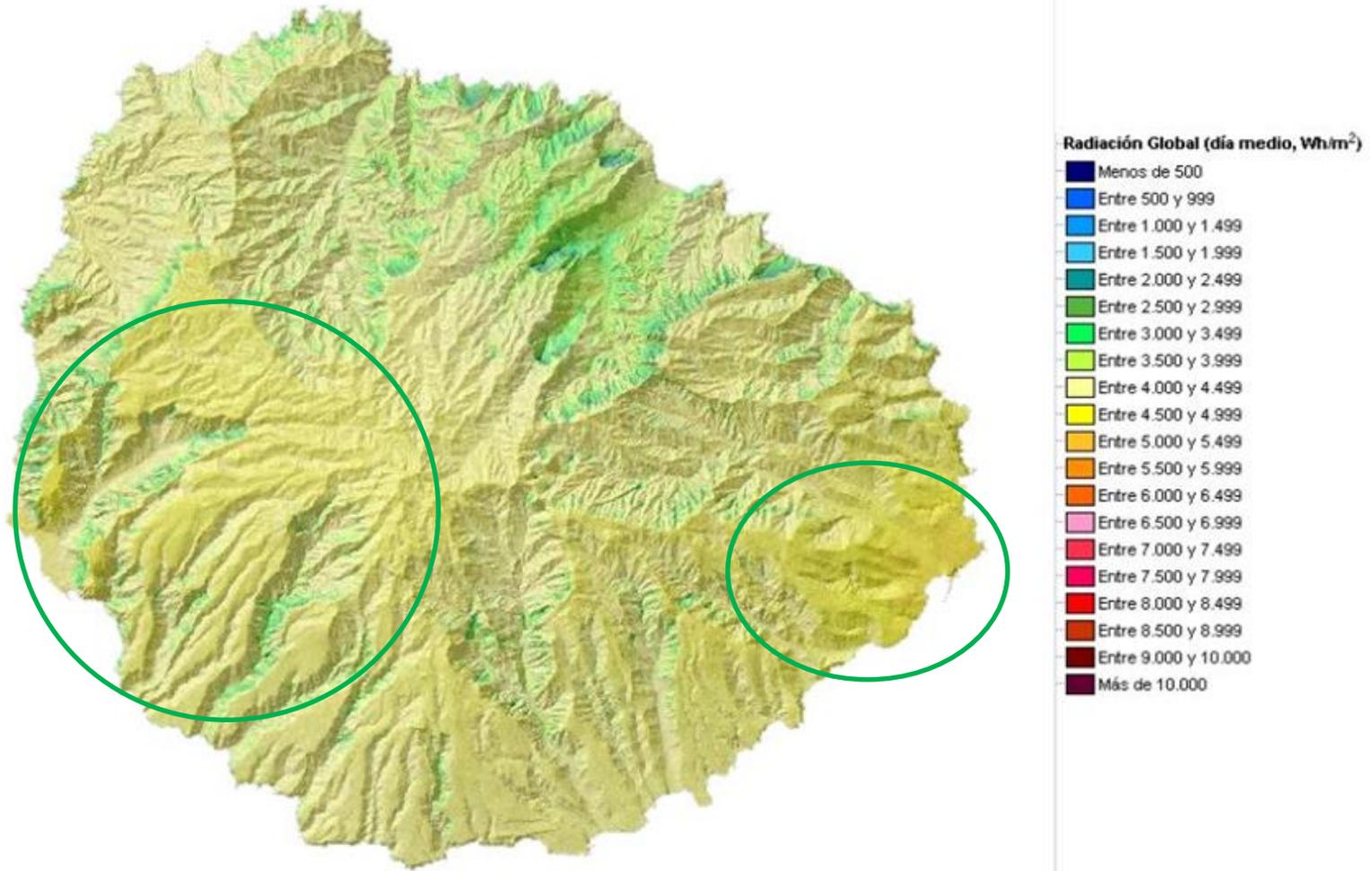
- Datos horarios. Hipótesis: Nula variación durante una hora.

Fecha	Hora	Dirección
01/01/2015	0:00:00	262
01/01/2015	0:10:00	262
01/01/2015	0:20:00	262
01/01/2015	0:30:00	262
01/01/2015	0:40:00	262
01/01/2015	0:50:00	262
01/01/2015	1:00:00	254



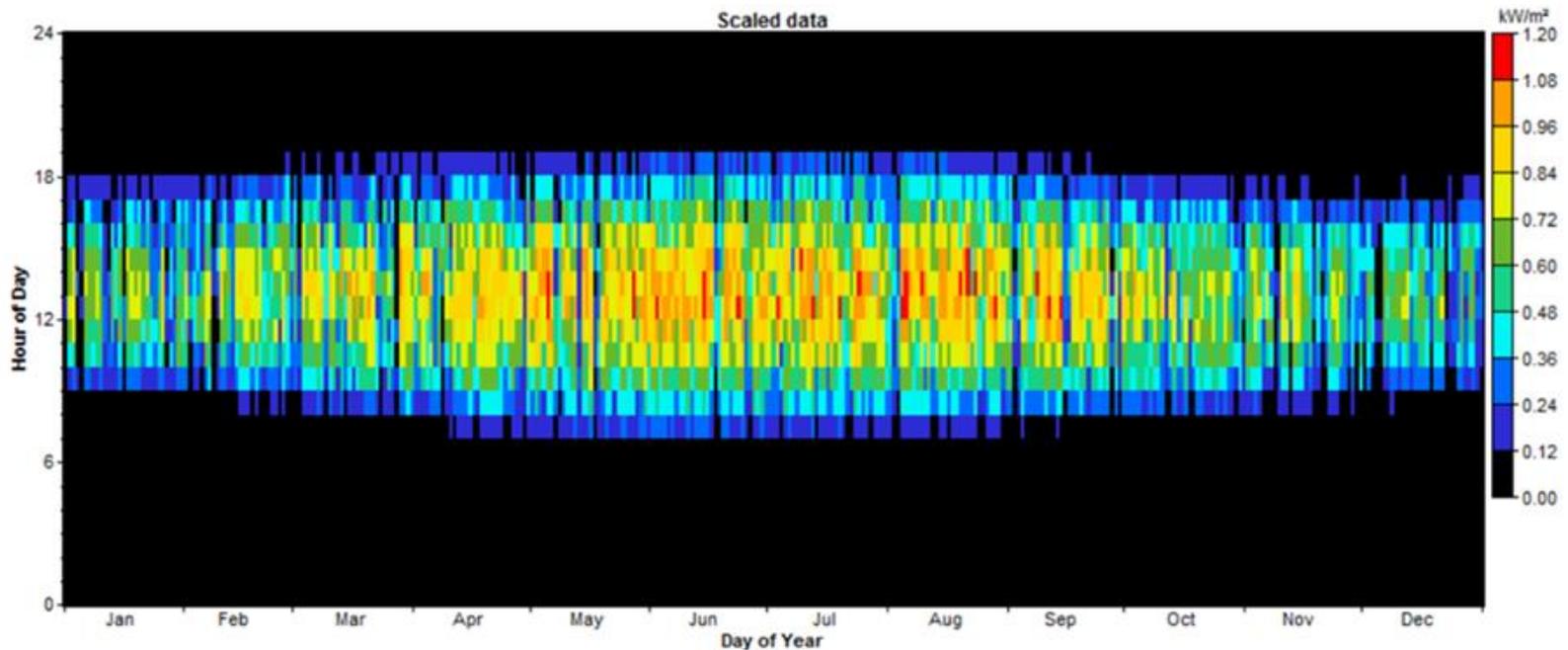
3 - CONTEXTO ACTUAL DE LA GOMERA

CARACTERIZACIÓN DEL RECURSO SOLAR



CARACTERIZACIÓN DEL RECURSO SOLAR

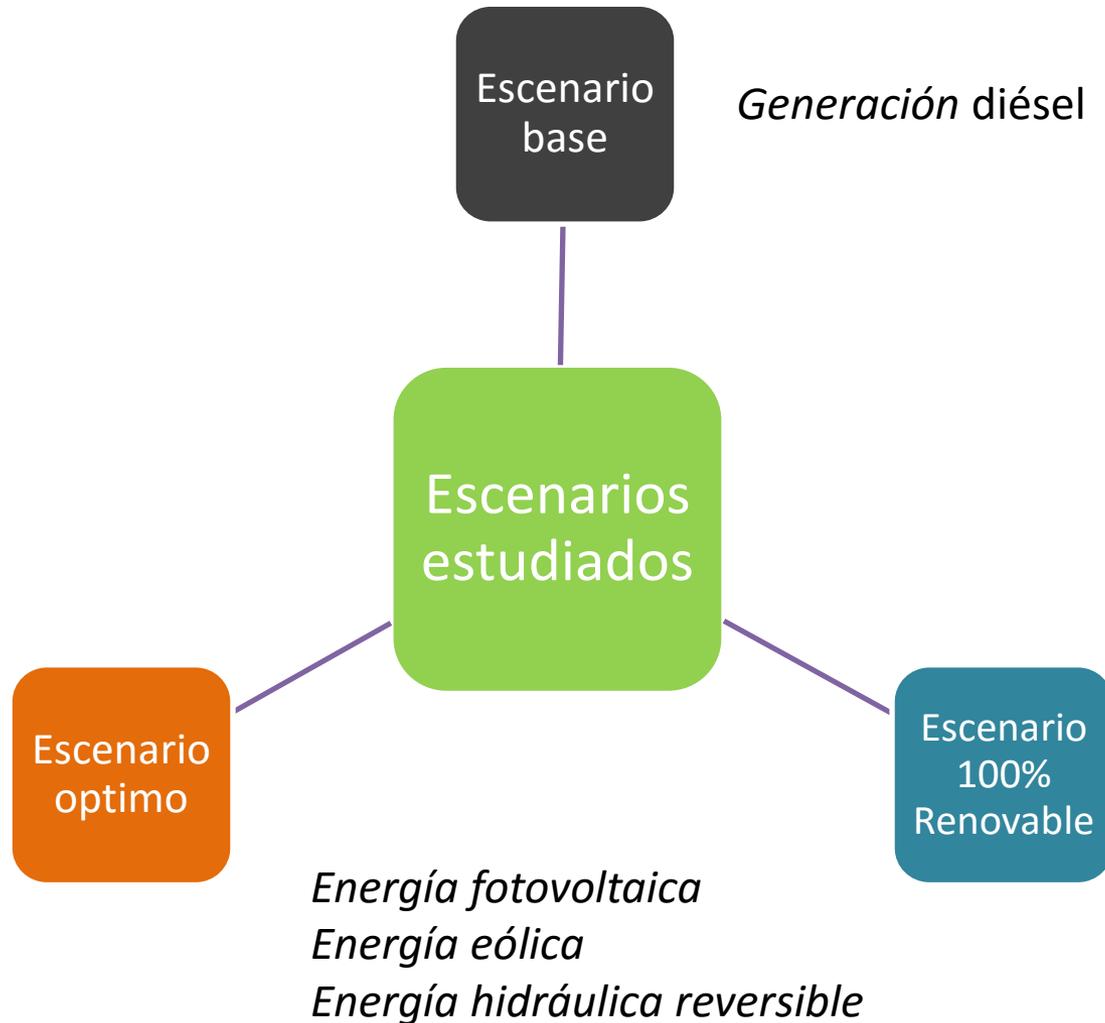
- Datos mensuales de irradiación global diaria horizontal (G d,m(0)) para una serie de años.
- NASA-SEE (HOMER) (Media anual=5,26 kWh/ m² mes)
- Meteonorm 7.1 (PVsyst) (Media anual= 5,50 kWh/ m² mes)



Distribución de irradiancia por meses y horas para un año tipo.

4. ANALISIS DE ESCENARIOS

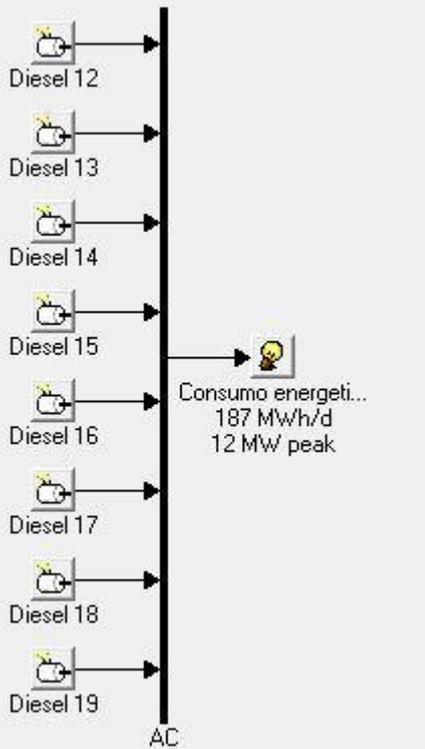
4 - Análisis de los escenarios



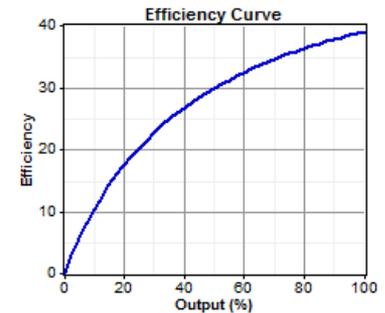
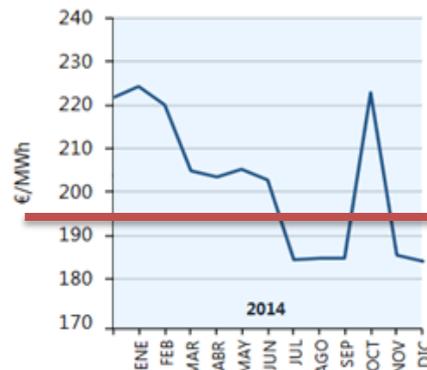
4 - Análisis de los escenarios

ESCENARIO BASE

- ❖ Precio diésel: 0,5 €/litro
- ❖ Consumo de combustible ~ 18.000.000 de litros
- ❖ Modificación de la curva de eficiencia



LCOE = 0,194 €/kWh

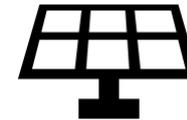


Fuente: Anuario energético de canarias 2014

ESCENARIOS ÓPTIMOS

Energía fotovoltaica

- Coste medio de instalación 1140 €/kW
- Coste medio de O&M 20 €/kW
- Parámetros técnicos del modulo FV



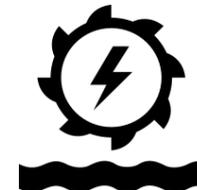
Energía eólica

- Coste medio de instalación 1320 €/kW
- Coste medio de O&M 30 €/kW
- Parámetros técnicos del aerogenerador



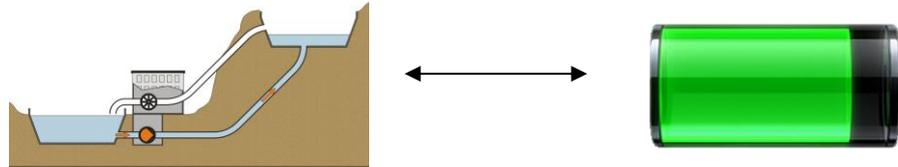
Energía hidráulica reversible

- Coste medio de instalación y O&M según proyecto
- Necesidad de modelizar su comportamiento con una batería



ESCENARIOS ÓPTIMOS

Energía hidráulica reversible



Potencia $P = 9,81 \cdot \eta \cdot Q \cdot H$ \longleftrightarrow $P = V \cdot I$ [kW]

Energía almacenada $E_S = \frac{v \cdot P}{Q \cdot 3600}$ \longleftrightarrow $E_S = V \cdot \frac{C_B}{1000}$ [kWh]

$Q \rightarrow$ corriente de carga y descarga

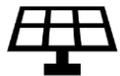
Variable a dimensionar \rightarrow volumen del depósito inferior

$$v = 10.000 \dots 20.000 \dots 30.000 \text{ m}^3$$

4 - Análisis de los escenarios

CON ALMACENAMIENTO

Resultados de la simulación



20 MW - 34,68 GWh/año



Coste de la energía: 0,114 €/kWh



10 MW - 30,1 GWh/año

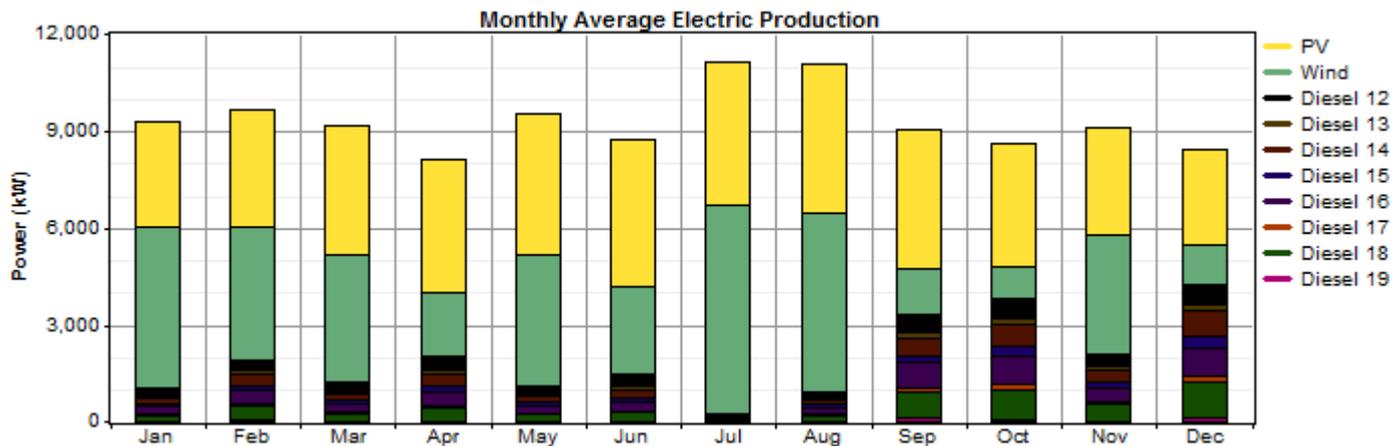


Deposito inferior
40.000 m3



Fracción renovable 79,2 % { 42 % PV
37 % eolica

Exceso de electricidad 15,4 %

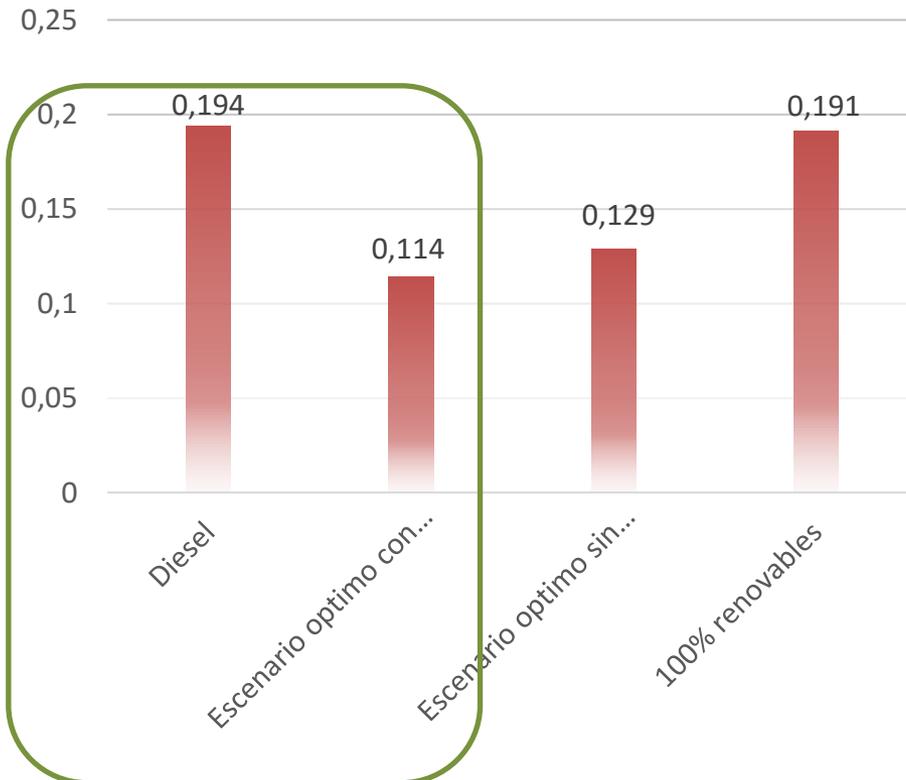


4 - Análisis de los escenarios

COMPARACION DE LOS ESCENARIOS

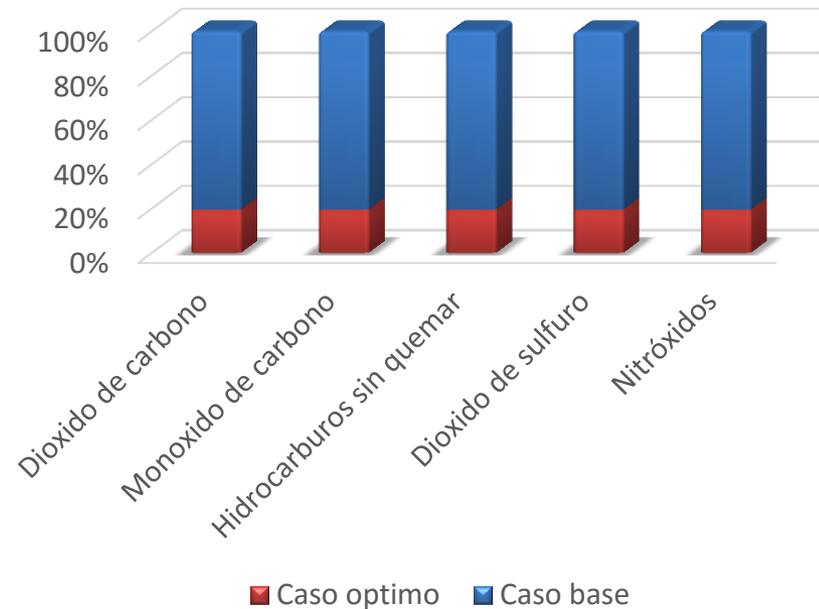
Beneficio económico

Coste de la energía (€/KWH)



Beneficio medioambiental

Reducción porcentual de las emisiones



5. DISEÑO ESCENARIO ÓPTIMO CON

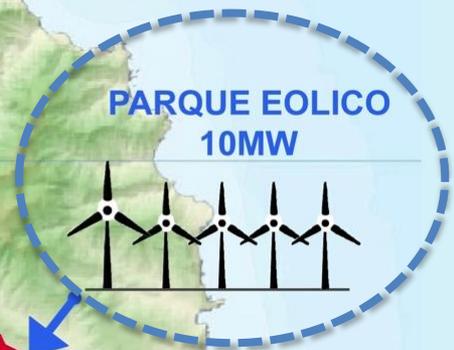
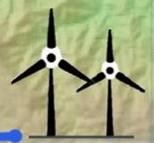
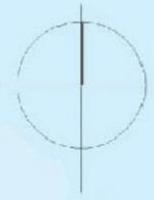
ALMACENAMIENTO

0

1

SISTEMA DE ALMACENAMIENTO

3



ANILLO ELECTRICO INSULAR 20 KV



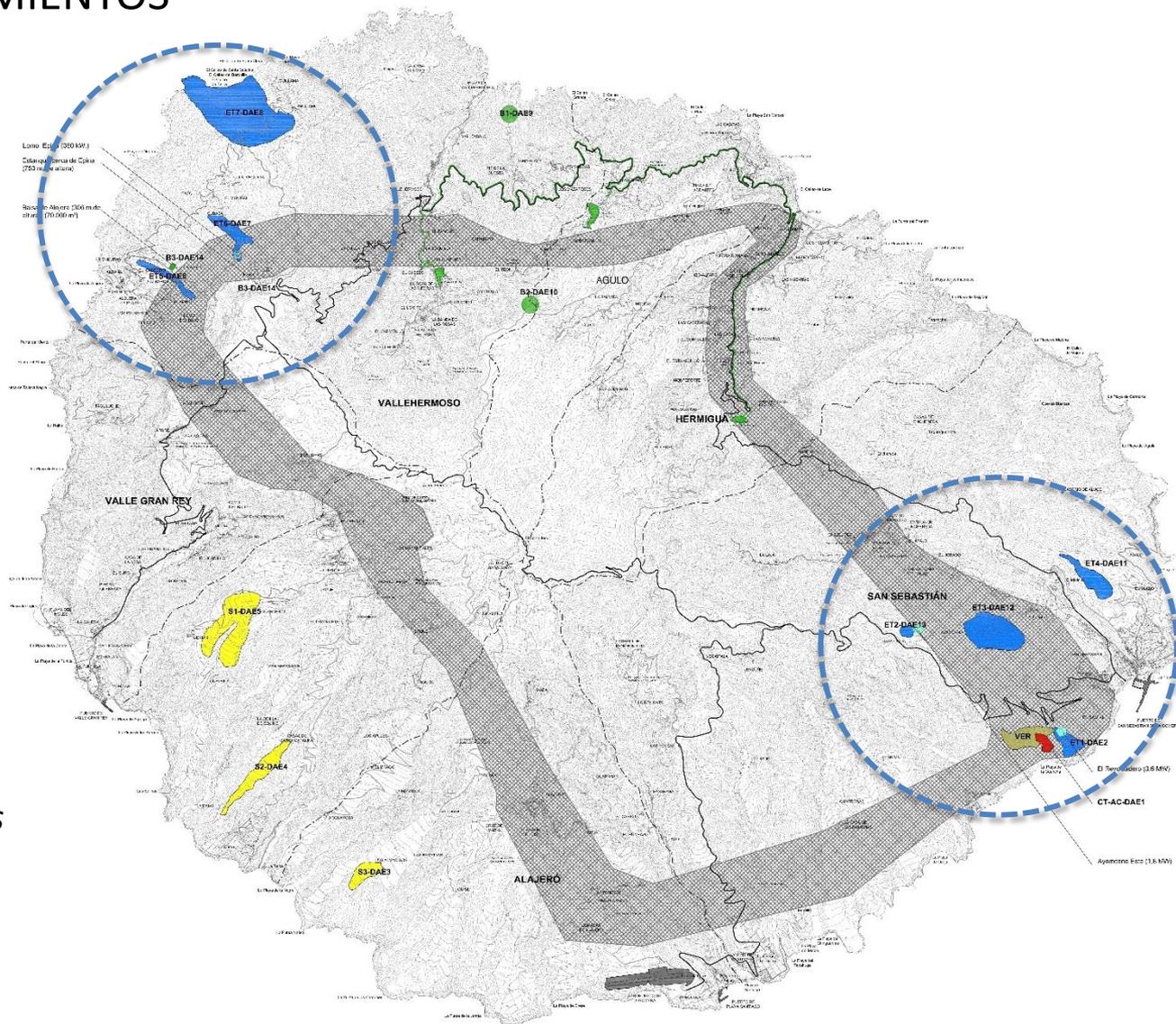
ESCALA 1:128.600
(1 cm. equivale a 1,28 Km.)



5. PARQUE EÓLICO

POSIBLES EMPLAZAMIENTOS

Zonas eólica	Potencia (kW)	Superficie ha
ET1-DAE2	8x 850	22,03
ET2-DAE13	4x 850	7,40
ET3-DAE12	24x850	77,56
ET4-DAE11	12x850	33,96
ET5-DAE6	15x850	18,07
ET6-DAE7	10x850	28,11
ET7-DAE8	38x850	211,40

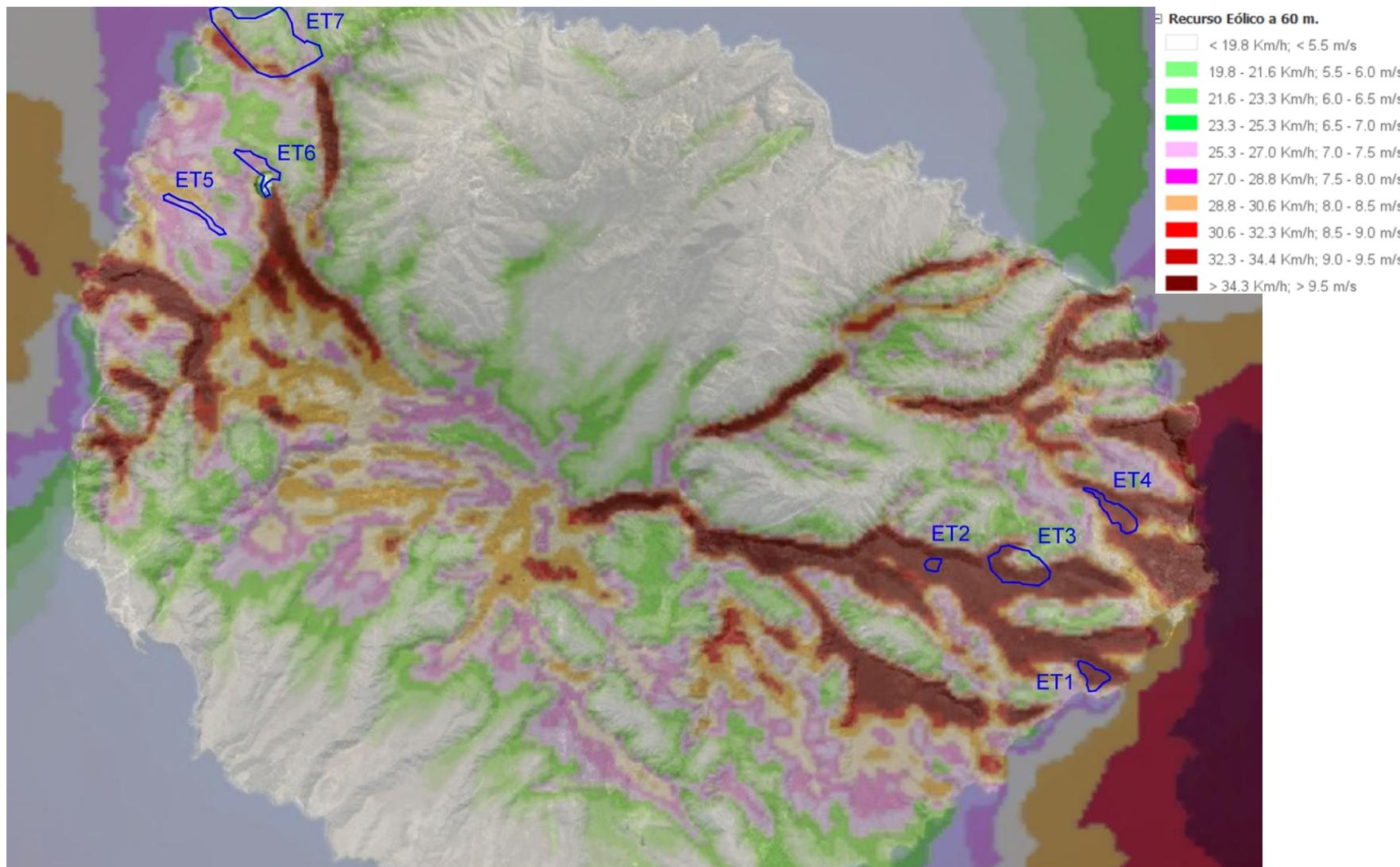


Plan Territorial Especial de Ordenación de Infraestructuras Energéticas de la isla de La Gomera establece 7 posibles emplazamientos eólicos



5. PARQUE EÓLICO

POSIBLES EMPLAZAMIENTOS - RECURSO



Recurso eólico- Mapa del IDAE



5. PARQUE EÓLICO

POSIBLES EMPLAZAMIENTOS

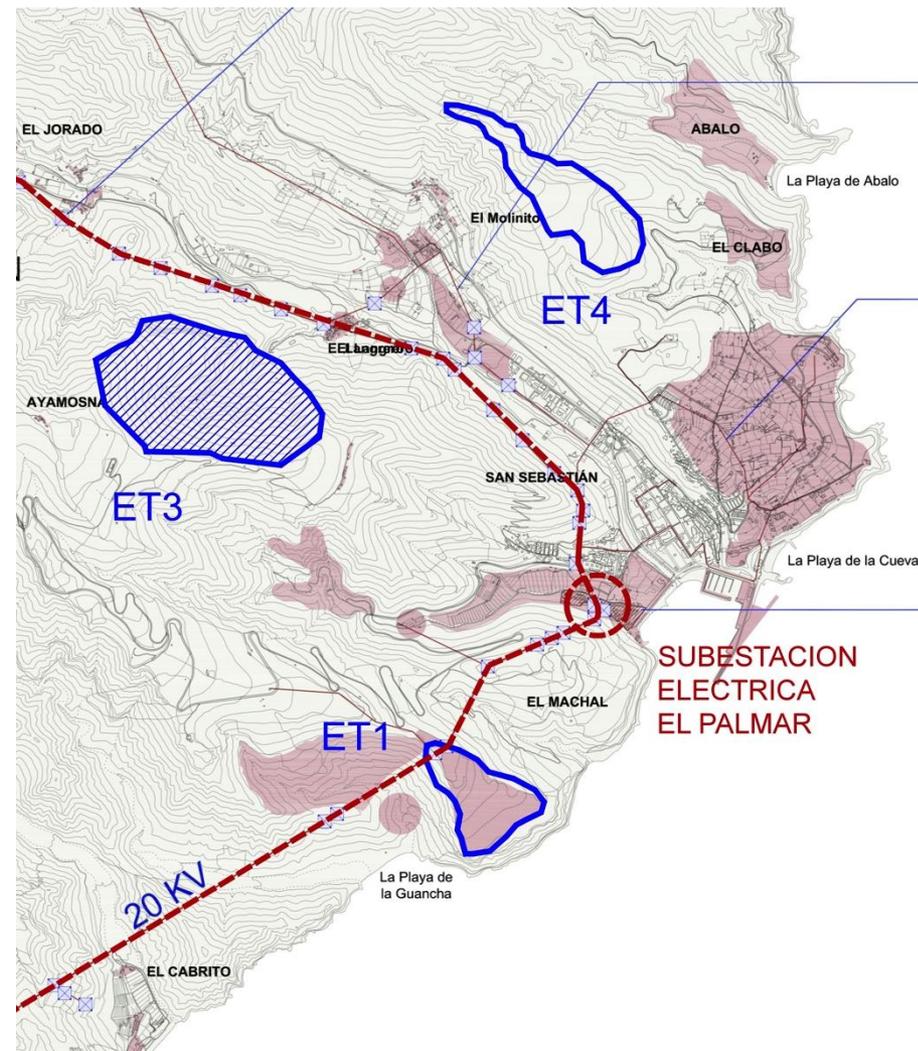
	ET1	ET2	ET3	ET4	ET5	ET6	ET7
Viento	10,80 m/s	12,84 m/s	13,11 m/s	8,2 m/s	8,42 m/s	9 m/s	9,14 m/s
Superficie	22,03 ha	7,40 ha	77,56 ha	33,96 ha	18,07 ha	28,11 ha	211,40 ha
Distancia a red	0 km	1,5 km	0 km	1,17 km	0 km	0 km	6,8 km
Accesibilidad	BUENA	BUENA	BUENA	MEDIA	MEDIA	MEDIA	MEDIA
Pendiente	SUAVE	ELEVADA	ELEVADA	SUAVE	ELEVADA	MEDIA	ELEVADA
Impacto ambiental	BAJO	MEDIO	MEDIO	BAJO	MEDIO	MUY ALTO	MEDIO



5. PARQUE EÓLICO

CARACTERÍSTICAS DEL EMPLAZAMIENTO FINAL – ET3

- **Viento dominante:** 13,11 m/s
- **Superficie Total:** 77,56 ha
- **Distancia a la subestación:** 2,40 km
- **Accesibilidad:** Buena, desde el camino que parte de El Langrero.
- **Geomorfología y pendientes:** Ladera regular con elevadas pendientes, adecuación del terreno no es necesaria
- **Impacto ambiental:** nivel medio (3), posible degradación de la vegetación, Baja-Moderada calidad visual.





5. PARQUE EÓLICO

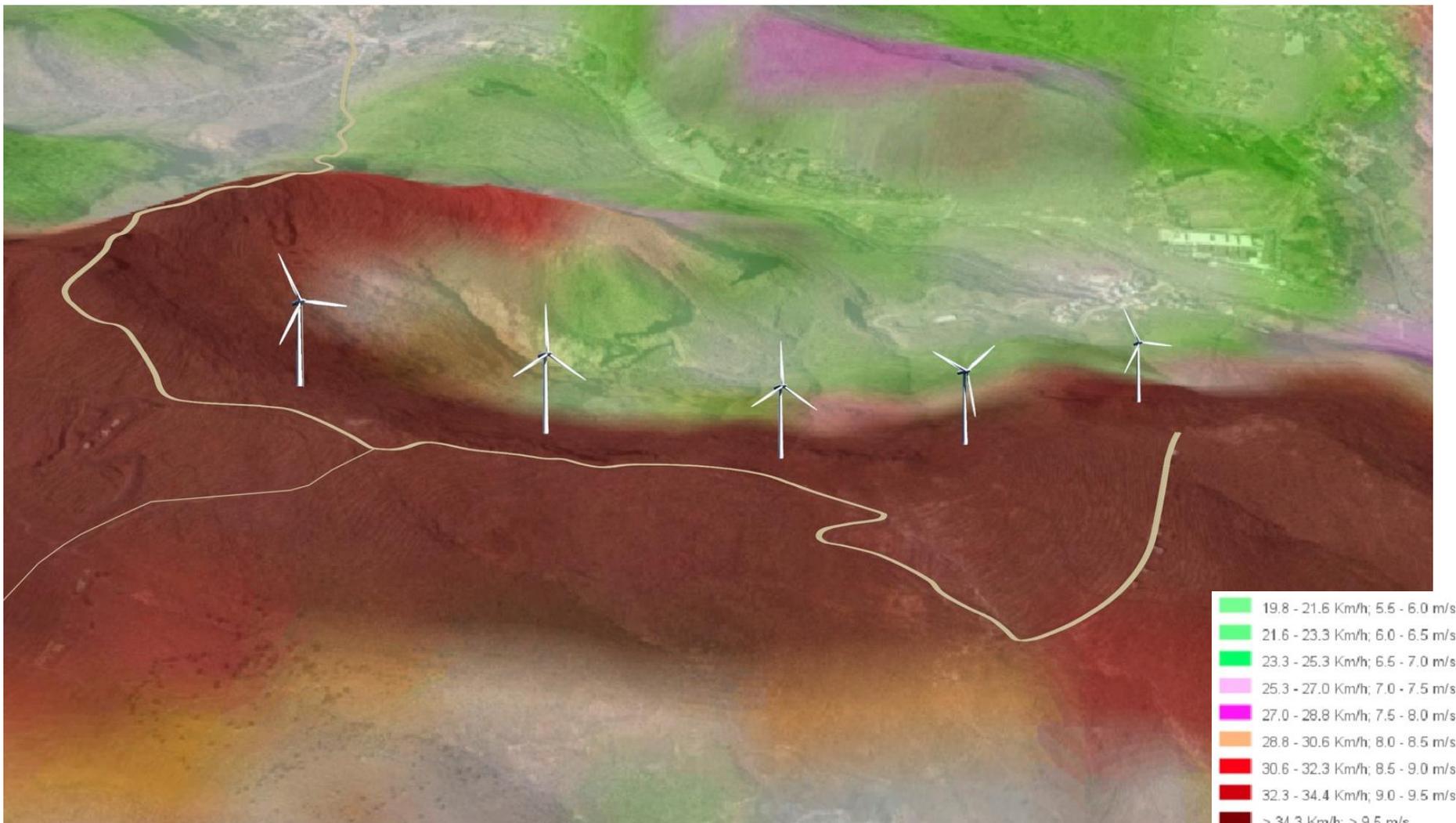
EMPLAZAMIENTO





5. PARQUE EÓLICO

RECURSO EOLICO A 60m





5. PARQUE EÓLICO

POTENCIA INSTALADA – 10 MW

- Según el escenario optimo

AEROGENERADOR

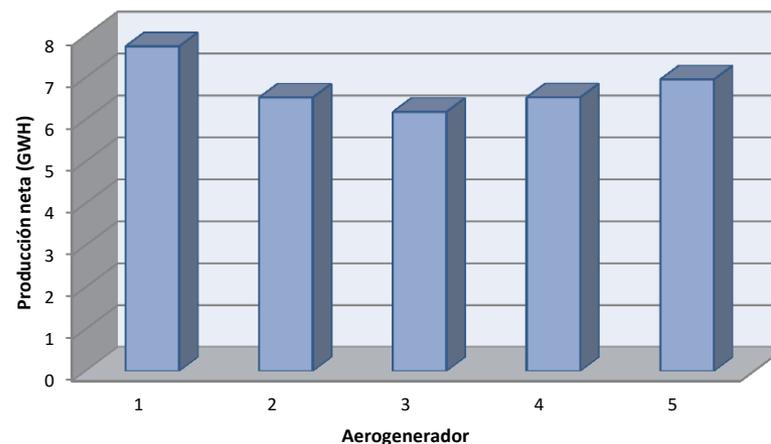
- 5 turbinas VESTAS V80 de 2MW
- Altura de buje: 60m
- Diámetro de pala: 80m



Distribución aerogeneradores en el WASP – Separación 3 diámetros

PRODUCCION NETA ANUAL 33,94 GWh

- N° horas equivalentes: 3392,4 h
- Perdidas por efecto estela 3,5%



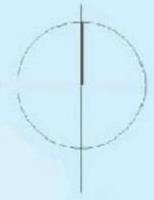
Producción aerogeneradores obtenida del WASP

0

1

SISTEMA DE ALMACENAMIENTO

3



PARQUE EOLICO 10MW

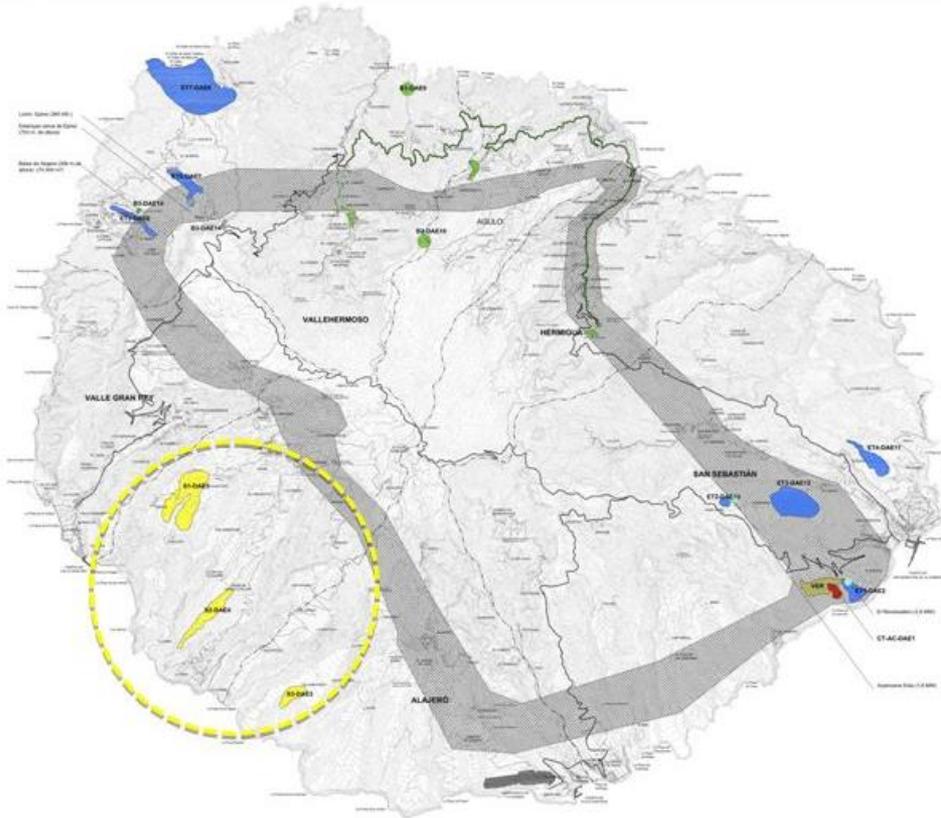


ANILLO ELECTRICO INSULAR 20 KV



ESCALA 1:128.600
(1 cm. equivale a 1,28 Km.)

Selección del emplazamiento:



- Recurso solar
- Superficie total
- Distancia a la red eléctrica
- Accesibilidad
- Geomorfología y pendientes
- Impacto ambiental

Zonas fotovoltaica	Potencia (W)*	Superficie ha	Municipio	Localidad
S1-DAE5	34,3	103,10	Vallehermoso	Guarchico
S2-DAE4	14,6	43,87	Vallehermoso	La Dama
S3-DAE3	7,3	22,05	Alajeró	Los Almácigos

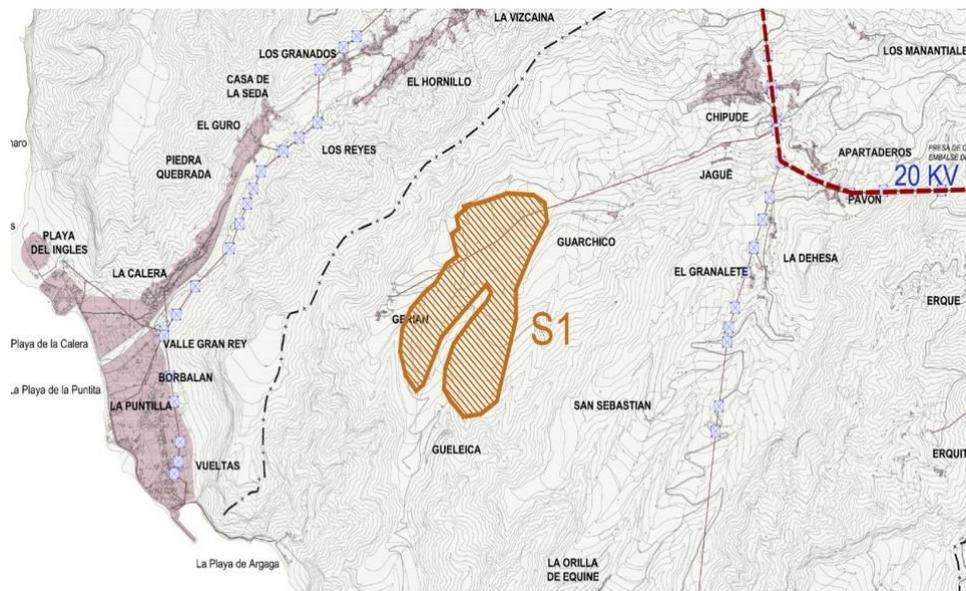
Características de los emplazamientos:

	S1	S2	S3
Radiación	5,83 kWh/m2/día	5,83 kWh/m2/día	5,83 kWh/m2/día
Superficie	103,10 ha	43,87 ha	22,05 ha
Distancia a red	2,70 km	3,80 km	4,43 km
Accesibilidad	BUENA	MEDIA	MALA
Pendiente	SUAVE	SUAVE	SUAVE
Impacto ambiental	MEDIO	MEDIO	MEDIO

6. PARQUE FOTOVOLTAICO

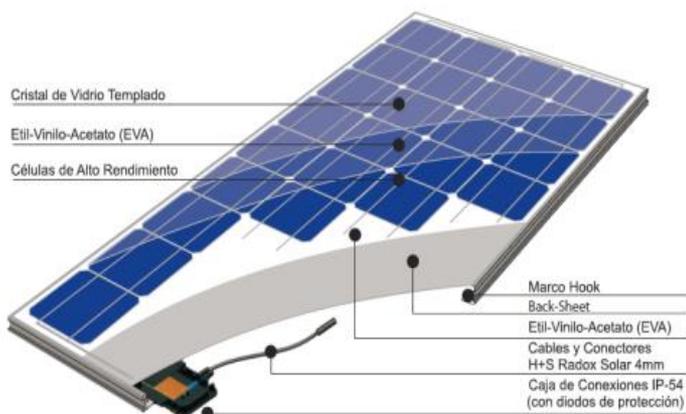
Características del emplazamiento:

Característica	Observación
Radiación	5,83 kWh/m2/día
Superficie Total	103,10 ha
Distancia a la red eléctrica	2,70 km
Capacidad de instalación	34,30 MW
Accesibilidad	Buena. Desde la carretera secundaria de acceso a Gerian
Geomorfología	Lomas de pendiente suave. Necesario desbroce y allanamiento
Impacto ambiental	nivel medio (3)



6. PARQUE FOTOVOLTAICO

Componentes principales



Atersa A-230P

Potencia Nominal	230 W
Eficiencia	14,13 %
Tensión en el punto de máxima potencia (Vmpp)	30,2 V
Corriente en el punto de máxima potencia (Impp)	7,62 A
Tensión de circuito abierto (Voc)	37,4 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	8,12 A
Coefficiente de temperatura	-0.38%/C
Temperatura de operación nominal de la célula (TONC)	47 °C

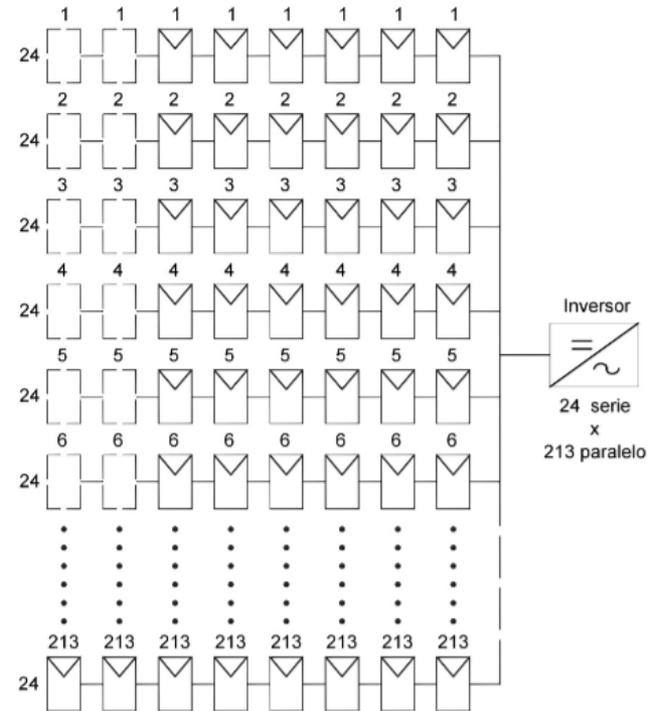
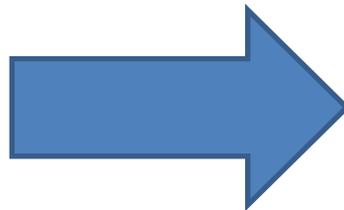
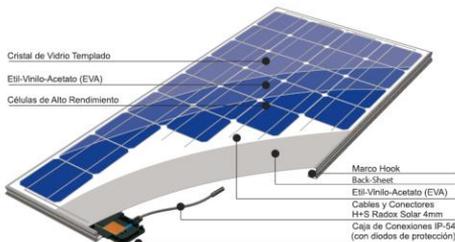


Ingeteam Ingecon Sun 1070TL M240 DC Indo

Potencia Nominal	1071 kW
Eficiencia	99,08 %
Ventana Vmpp	[607-820] V
Corriente máxima (Imax)	1800 A
Tensión máxima (Vmax)	1000 V

6. PARQUE FOTOVOLTAICO

Elementos principales y configuración por inversor



Número máximo de módulos en serie	24
Número mínimo de módulos en serie adecuado a la ventana MPP del inversor	24
Número máximo de módulos en serie adecuado a la ventana MPP del inversor	31
Número máximo de ramas en paralelo.	221

6. PARQUE FOTOVOLTAICO

PV Syst

Configuración global sistema

1 N° de tipos de sub-campos

Esquema Simplificado

Resumen sistema global

N° de módulos	86904	Potencia nominal FV	19988 kWp
Superficie módulos	141528 m ²	Potencia máxima FV	19734 kWdc
N° de inversores	17	Potencia nominal CA	18207 kWac

Generador FV

Diseño del generador FV

N° de módulos y cadenas

Mód. en serie: 24 única posibilidad 24

N° de cadenas: 3621 entre 3298 y 3623

Perdida sobrecarg: 0.0 %

Relación Pnom: 1.10

N° módulos: 86904 Superfi: 141528 m²

Cond. de funcionamiento

V_{mpp} (60°C): 626 V
V_{mpp} (20°C): 740 V
V_{oc} (-10°C): 993 V

Irradiancia plano: 1000 W/m²

Imp_p (STC): 27642 A
Isc (STC): 29770 A

Imp_p (en STC): 29403 A

Máx. en bases STC

P_{máx} en funcionamiento en 1000 W/m² y 50°C: **18094 kW**

Potencia nom gener. (STC) 19988 kWp

Factor de Ocupación del terreno (ROT) = 2

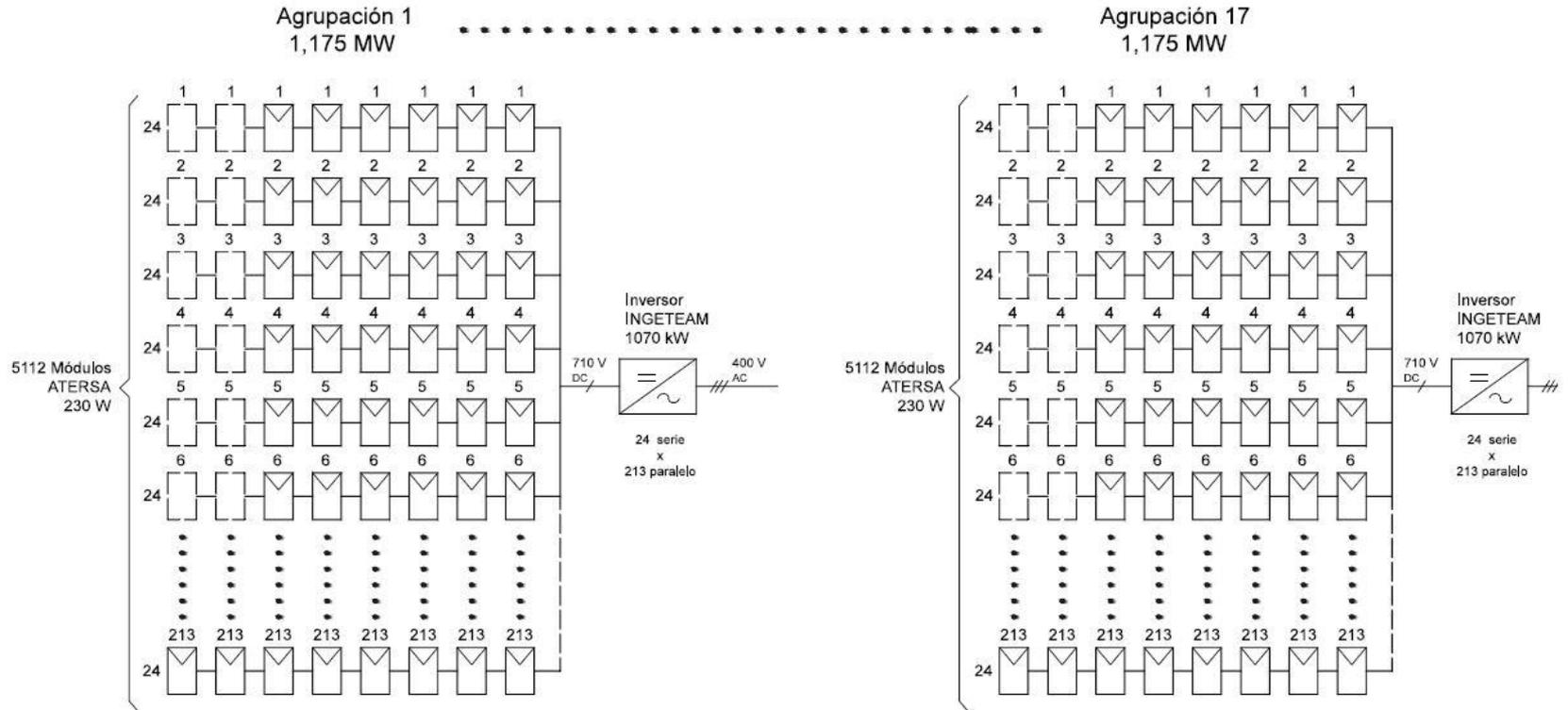
Superficie: 14.15 ha² x 2 = 28.30 ha²

N° módulos: 86904 Superfi: 141528 m² Isc (en STC): 29403 A Potencia nom gener. (STC) 19988 kWp



6. PARQUE FOTOVOLTAICO

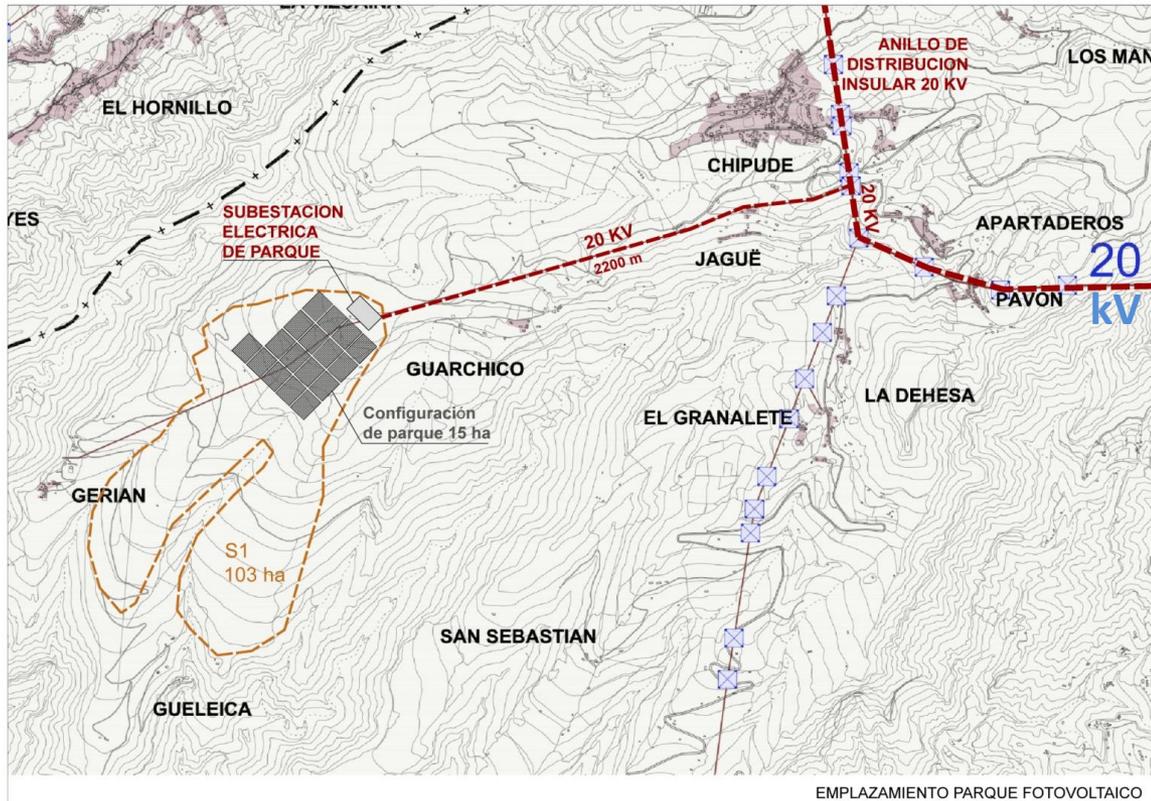
Esquema final de la planta fotovoltaica



17 inversores	5112 módulos/inversor
	24 módulos en serie x 213 strings

6. PARQUE FOTOVOLTAICO

Configuración final de la planta fotovoltaica y conexión a red



Distancia a red

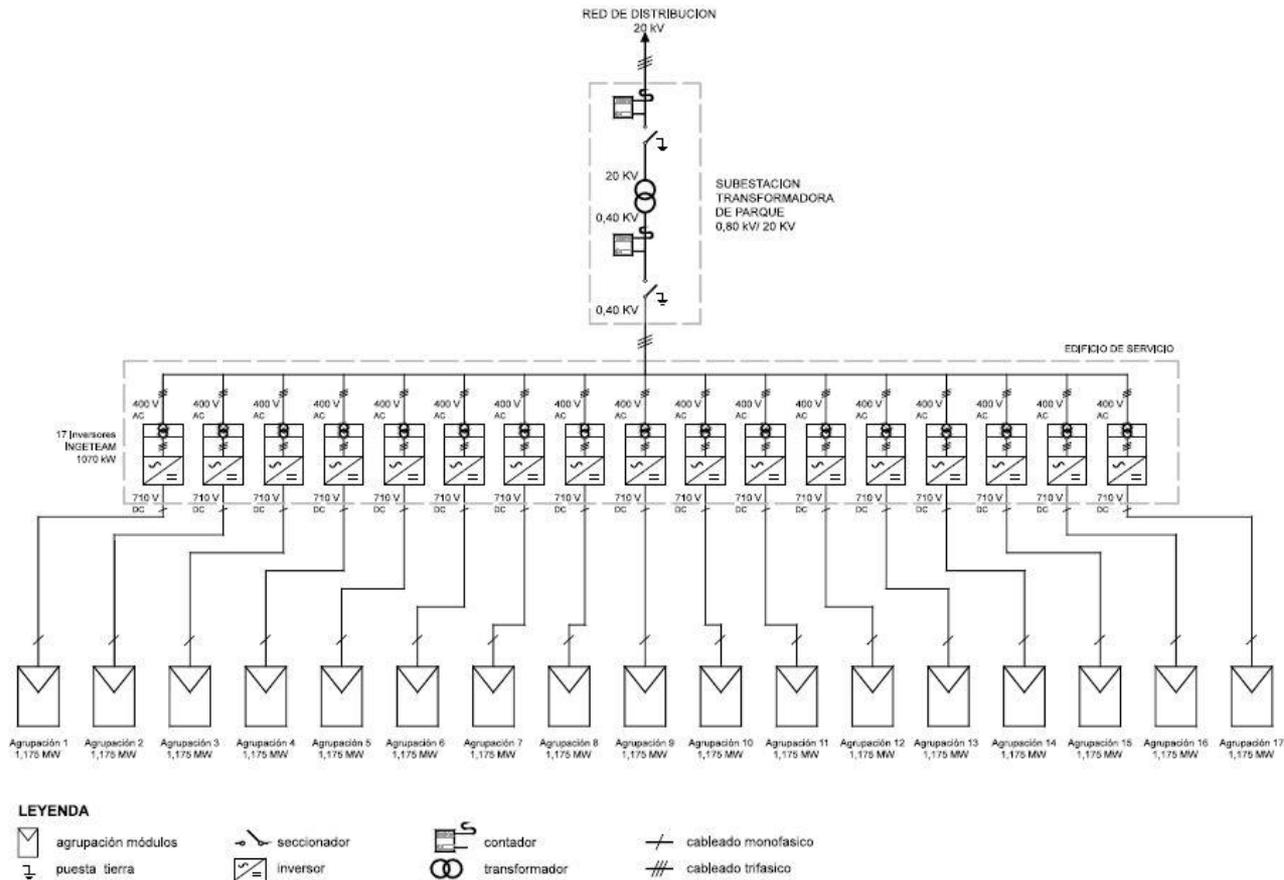
2.7 km

Tensión red

20 kv

6. PARQUE FOTOVOLTAICO

Conexión a Red y Unifilar



86904 módulos

17 inversores

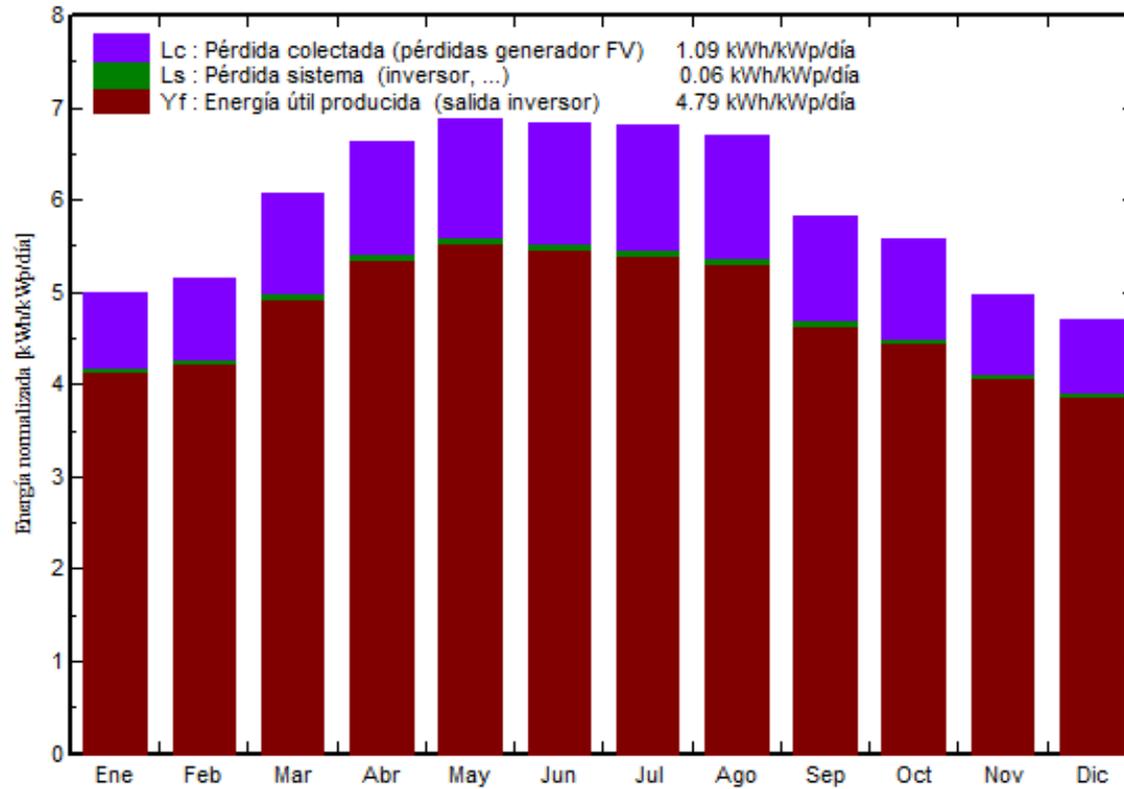
1 Subestación: de 800 V a 20 kV



6. PARQUE FOTOVOLTAICO

Producción

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 19988 kWp



Verano = Mayor producción

Verano = Menor rendimiento




6. PARQUE FOTOVOLTAICO

Producción y pérdidas

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	EffArrR %	EffSysR %
Enero	113.8	15.90	155.1	146.6	2600	2569	11.85	11.70
Febrero	115.4	16.00	144.1	136.1	2396	2365	11.75	11.60
Marzo	165.0	17.00	188.2	177.6	3096	3057	11.62	11.48
Abril	194.2	16.90	198.8	187.2	3257	3216	11.58	11.43
Mayo	225.6	18.50	213.1	200.2	3466	3424	11.49	11.35
Junio	225.8	19.90	205.1	192.5	3321	3280	11.44	11.30
Julio	228.3	22.10	211.1	198.2	3388	3347	11.34	11.20
Agosto	208.7	22.70	207.5	195.1	3327	3286	11.33	11.19
Septiembre	161.3	22.00	174.6	164.5	2816	2780	11.40	11.25
Octubre	144.0	21.30	173.0	163.7	2794	2759	11.41	11.27
Noviembre	111.6	18.60	149.4	140.9	2476	2445	11.71	11.56
Diciembre	102.4	17.09	145.9	137.8	2429	2398	11.76	11.61
Año	1996.1	19.02	2165.9	2040.6	35366	34926	11.54	11.39

Producción

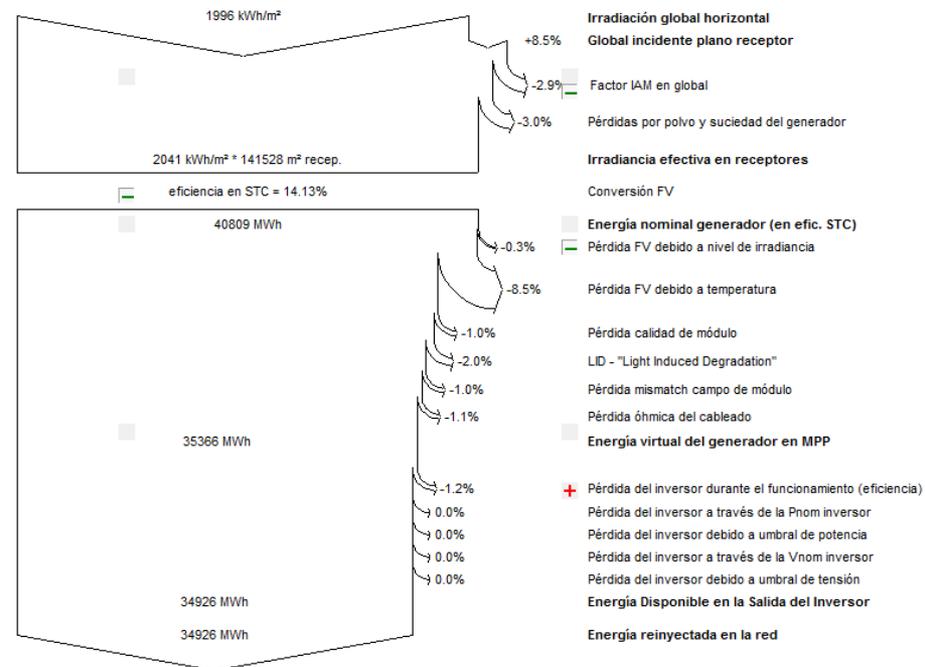
1746 horas equivalentes = 34926 MWh/año (factor de sombras incluido)



6. PARQUE FOTOVOLTAICO

Pérdidas

Pérdida	Valor (%)
Factor IAM en global	2.9
Polvo y suciedad	3.0
Nivel de irradiancia	0.3
Temperatura	8.5
Calidad del módulo	1.0
Light induced degradation	2.0
Mismatch campo de módulo	1.0
Cableado	1.1
Eficiencia inversor	1.2



Pérdidas totales (%)

21

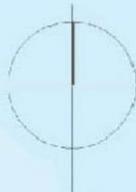
0

1

3



SISTEMA DE ALMACENAMIENTO



CONSUMO



ANILLO ELECTRICO
INSULAR
20 KV

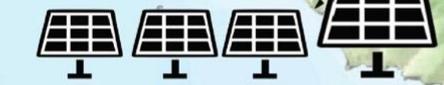


PARQUE EOICO
360 kW

PARQUE EOLICO
10MW



CONSUMO



PARQUE FOTOVOLTAICO
20 MW

ANILLO ELECTRICO
INSULAR
20 KV



CONSUMO
SAN SEBASTIAN



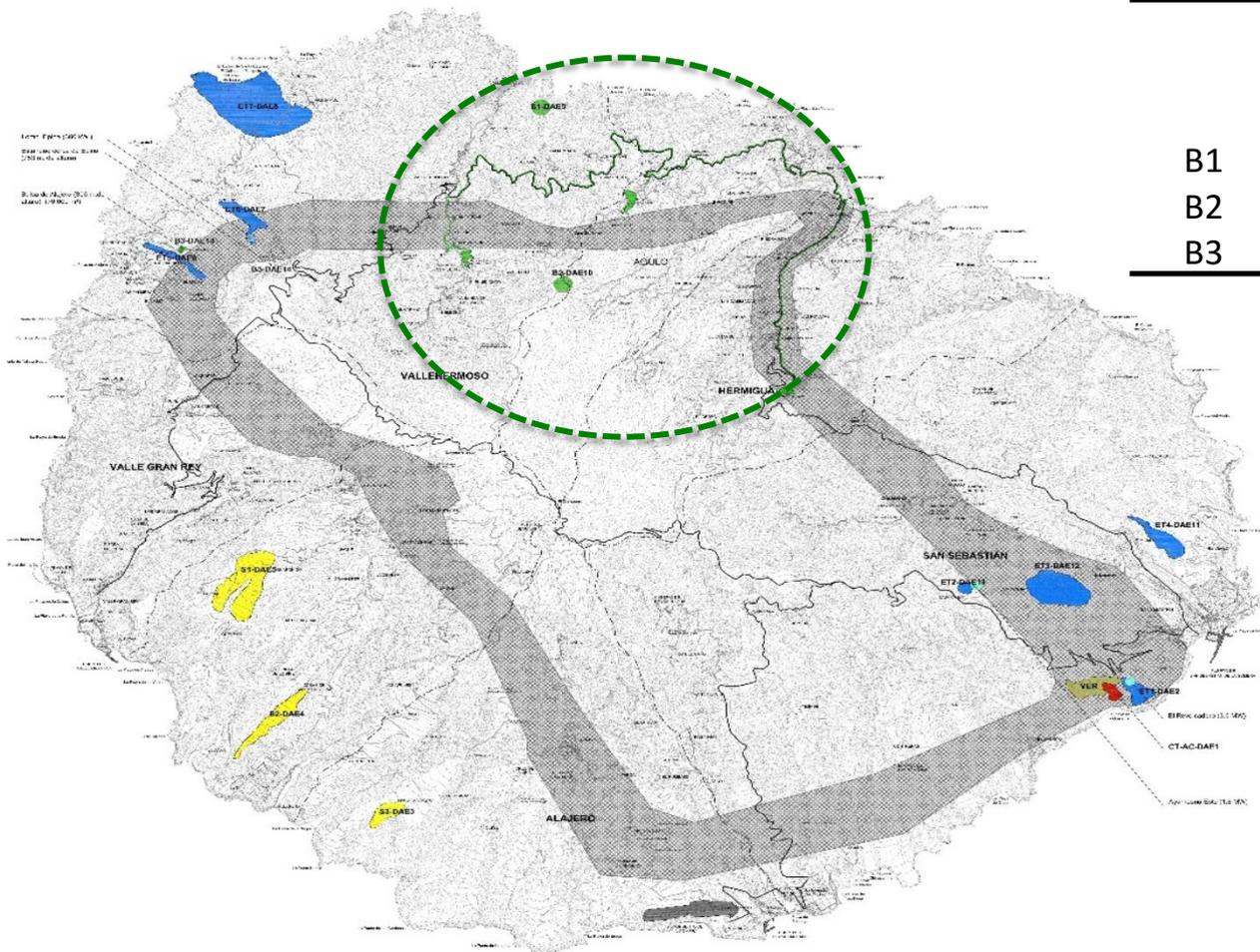
CENTRAL TERMICA
22.9 MW

ESCALA 1:128.600
(1 cm. equivale a 1,28 Km.)

7. CENTRAL HIDRAULICA REVERSIBLE

Selección del emplazamiento

3 posibles emplazamientos



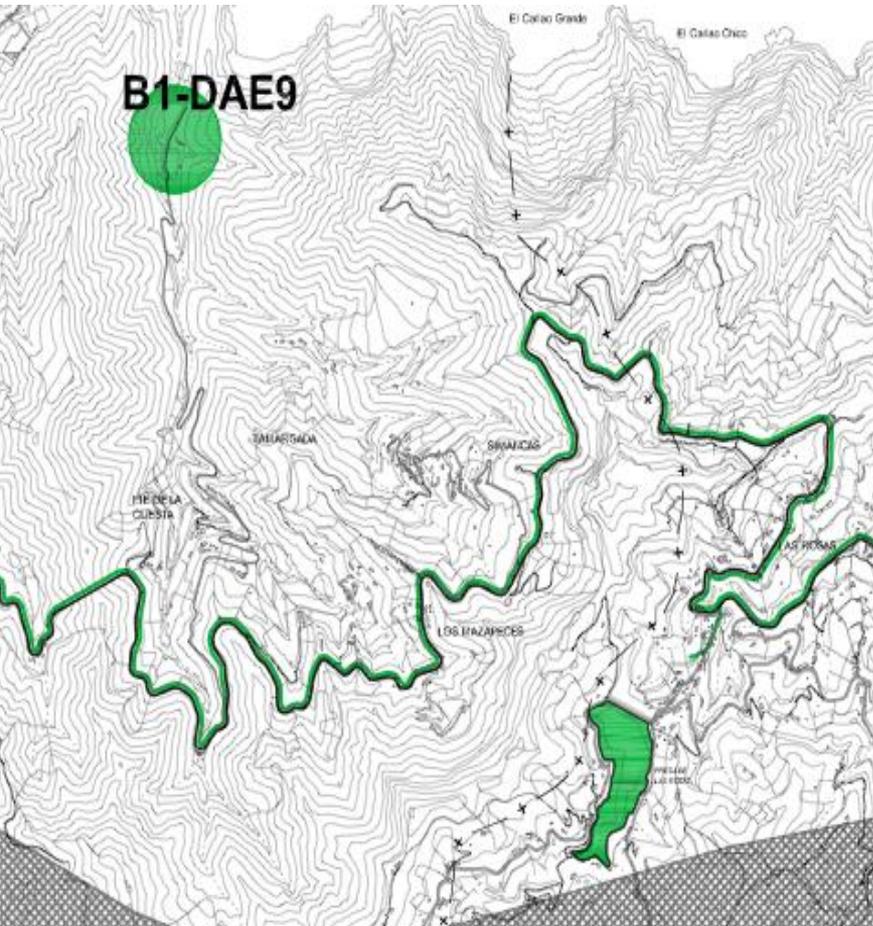
	Capacidad de almacenamiento (MWh)	Salto bruto (m)
B1	440	550
B2	543	730
B3	33	447

7. CENTRAL HIDRAULICA REVERSIBLE

	B1	B2	B3
Capacidad	440 MWh	543 MWh	33 MWh
Accesibilidad	BUENA	MEDIA	BUENA
Infraestructura	Construir deposito inferior, Superior existente	Construir deposito inferior, Superior existente	Existencia de los dos depósitos
Impacto ambiental	MEDIO	ALTO	ALTO

7. CENTRAL HIDRAULICA REVERSIBLE

Emplazamiento final



Depósito superior

Datos	Presa de Amalahuigue
Capacidad	0.90 hm ³
Volumen medio almacenado	0.20 hm ³
Usos del agua	0.089 hm ³
Volumen medio disponible	0.11 hm ³



Depósito inferior

Datos	Nuevo depósito
Capacidad máxima estimada	0.46 hm ³
Capacidad requerida	0.04 hm ³



7. CENTRAL HIDRAULICA REVERSIBLE

Diseño de la central hidráulica reversible

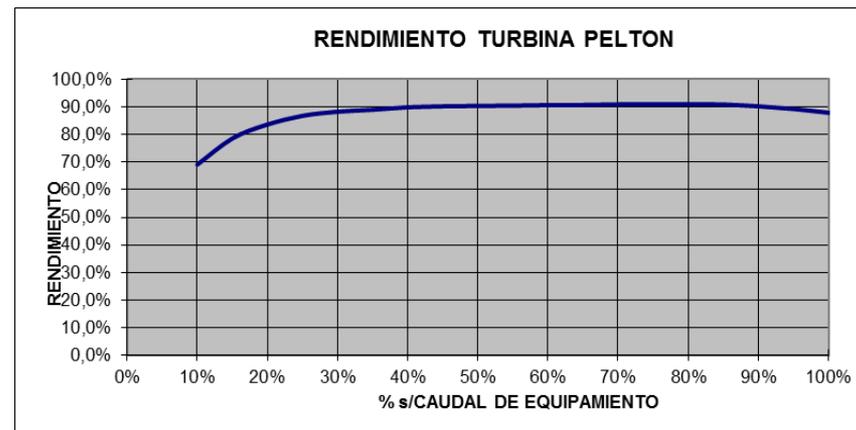
❖ Datos técnicos de la central:

Datos técnicos	
Salto neto (m)	511,5
Diámetro interno tubería forz. (m)	1,15
Espesor mínimo tubería forz. (mm)	23,9
Caudal turbinado max (m ³ /s)	4
Caudal bombeo max (m ³ /s)	2,4

Potencia (kW)	
Potencia hidráulica	18.064
Potencia eléctrica	17.160
Potencia de bombeo necesaria	21.607

❖ Turbina elegida:

Pelton



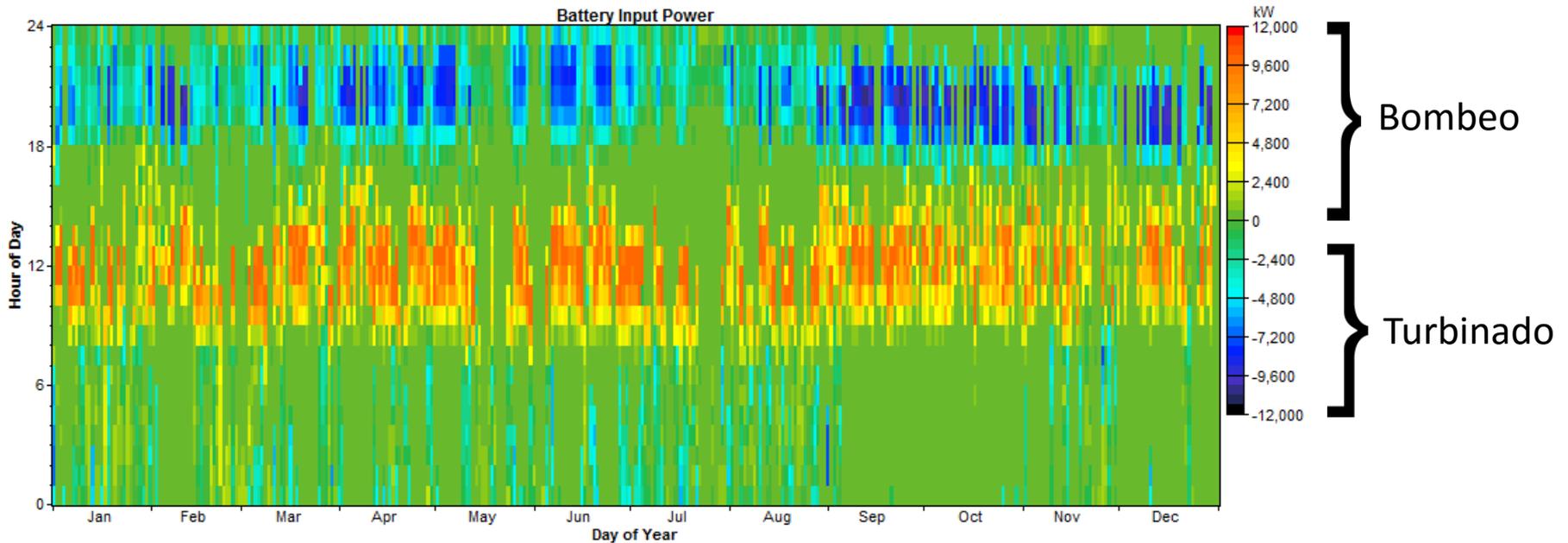
7. CENTRAL HIDRAULICA REVERSIBLE

Energía producida



Capacidad nominal: 45 MWh

Energía suministrada 8,5 GWh/año

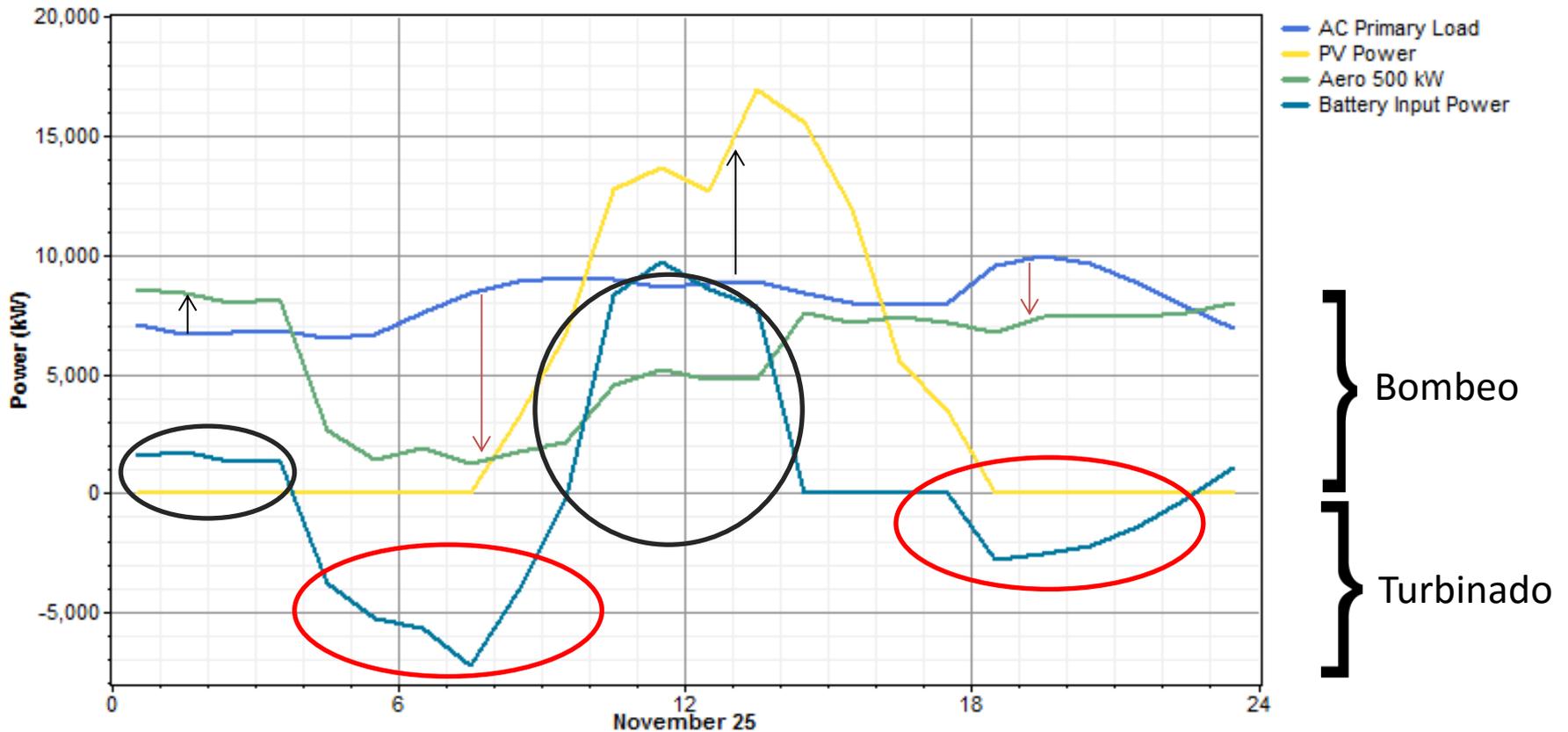


7. CENTRAL HIDRAULICA REVERSIBLE

Estrategia de explotación

❖ Bombeo cuando haya exceso de generación

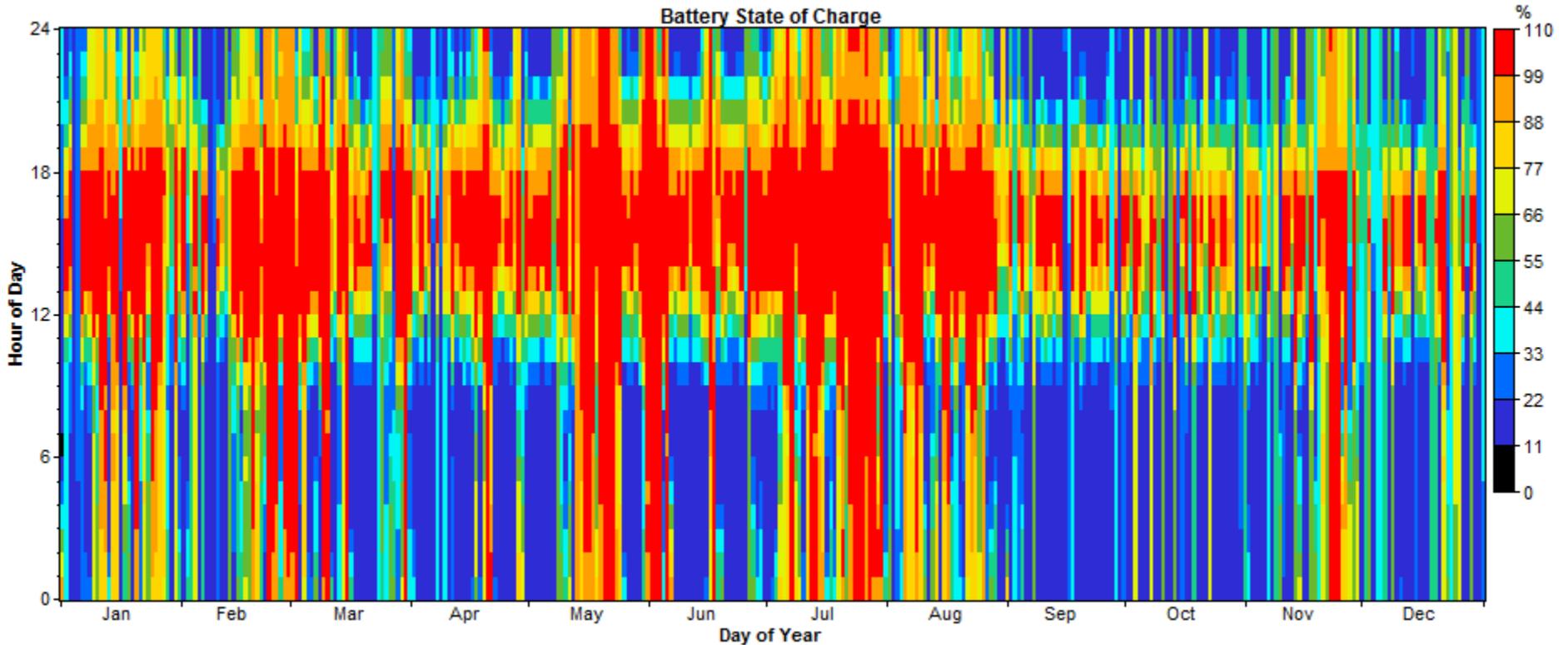
❖ Turbinado prioritario a los grupos diésel



7. CENTRAL HIDRAULICA REVERSIBLE

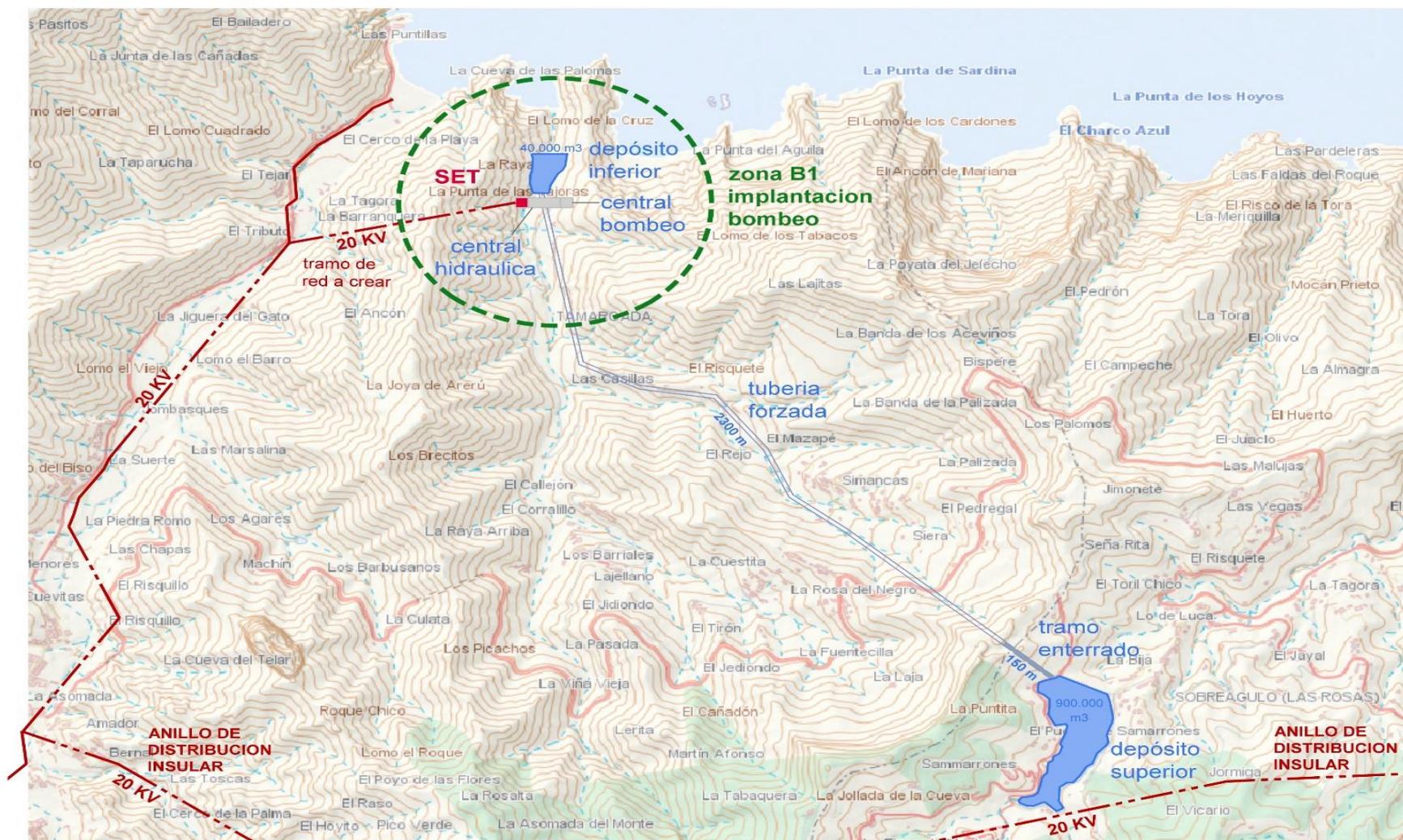
Estrategia de explotación

❖ Operación a lo largo de un año



7. CENTRAL HIDRAULICA REVERSIBLE

Subestación y conexión a la red



EMPLAZAMIENTO SISTEMA DE ALMACENAMIENTO - BOMBEO

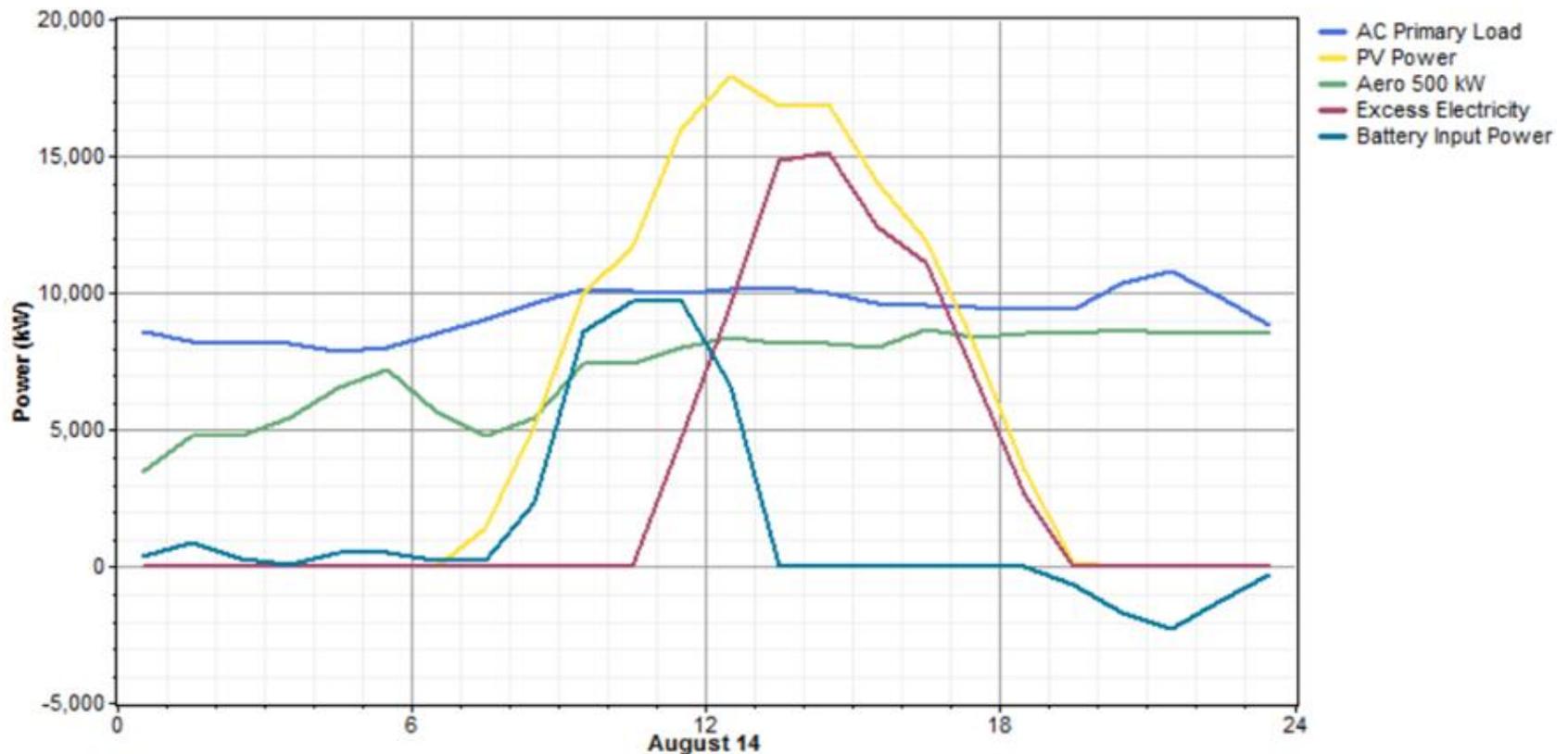
8.PERSPECTIVAS A FUTURO

8- PERSPECTIVAS A FUTURO

EXCESO DE PRODUCCIÓN ELÉCTRICA

- Escenario óptimo con almacenamiento:

Consecuencia: **15,3 %** de electricidad no aprovechada = **12.493.387 kWh**



8- PERSPECTIVAS A FUTURO

EXCESO DE PRODUCCIÓN ELÉCTRICA: POSIBILIDAD DE APROVECHAMIENTO

- Sustitución de la principal flota de transporte público (22 autobuses) por vehículos eléctricos.
- Recarga de sus baterías.

Autobús eléctrico Proterra: **1,06 kWh por kilómetro**

Consumo total de la flota: **734.850 kWh/año**

693.000 km anuales



Red de líneas de Guaguagomera



8- PERSPECTIVAS A FUTURO

INTERCONEXIÓN CON TENERIFE

- 1) Mejora de la seguridad de suministro.
- 2) Mejora de la estabilidad de la red.
- 3) Reducción de costes de generación.
- 4) **Mayor integración de energías renovables - Sobredimensionamiento almacenamiento.**



GRACIAS POR SU ATENCIÓN

SISTEMA HÍBRIDO RENOVABLE
CON ALMACENAMIENTO
PARA EL ABASTECIMIENTO DE
LA ISLA DE LA GOMERA

Proyecto Final de Máster

Máster en Energías Renovables y Mercado Energético

2015/2016