



Universidad
Zaragoza

Trabajo Fin de Grado

Análisis de la red de alta tensión de Tenerife
mediante PowerWorld

Analysis of the high voltage electrical grid of
Tenerife by using PowerWorld software

Autor

Diego Martínez López

Director

Rodolfo Dufo López

Escuela de ingeniería y arquitectura
2017



(Este documento debe acompañar al Trabajo Fin de Grado (TFG)/Trabajo Fin de Máster (TFM) cuando sea depositado para su evaluación).

D./D^a. Diego Martínez López

con nº de DNI 25205529 J en aplicación de lo dispuesto en el art.

14 (Derechos de autor) del Acuerdo de 11 de septiembre de 2014, del Consejo de Gobierno, por el que se aprueba el Reglamento de los TFG y TFM de la Universidad de Zaragoza,

Declaro que el presente Trabajo de Fin de (Grado/Máster)
Grado, (Título del Trabajo)

Análisis de la red de alta tensión de Tenerife mediante PowerWorld

es de mi autoría y es original, no habiéndose utilizado fuente sin ser citada debidamente.

Zaragoza, 22 de noviembre de 2017

Fdo: Diego Martínez López

Análisis de la red de alta tensión de Tenerife mediante PowerWorld

RESUMEN

En este trabajo se pretende analizar la red de alta tensión de Tenerife en 2015 con el software de sistemas de potencia PowerWorld Simulator 19. Para ello se dispondrá de datos de Red Eléctrica de España, que es la operadora del sistema; y de Gobierno de Canarias, que posee datos de los grupos de generación, las fuentes de energía y el consumo de cada una, además de los datos de REE puesto que en muchos apartados es su fuente de información.

Lo primero a establecer es la red pasiva. Para ello se dispone de un plano de los apoyos y de los datos de longitud e intensidad admisible de REE. También hay dos transformadores cuyo valor de reactancia se estima a partir de uno semejante y algunos condensadores en subestaciones.

Después se calculan los valores de generación y demanda. Para los de generación se dispone de numerosa información de REE y de Gobierno de Canarias y se modela sin muchos problemas. Sin embargo no se dispone de valores de demanda, puesto que las distribuidoras no ofrecen información. Como primera solución se estima que la demanda es la generación menos las pérdidas, que Gobierno de Canarias las da en %, y ese valor se divide en cada subestación según la población que rodea la misma.

Una vez calculados todos estos valores se introducen en el software y se va tanteando hasta conseguir una solución satisfactoria. A partir de esta solución y de la información de la que se dispone se analizará la red, en especial sus debilidades. A partir de esa solución se plantea como afecta el añadir generación fotovoltaica a la red.

Por último también se comentan las posibles mejoras, muchas de ellas inversiones ya propuestas o en marcha, y como ayudarían a solucionar las ya citadas debilidades de un sistema insular.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	1
CÁLCULO DE LOS PARÁMETROS DE LAS LÍNEAS	2
OBTENCIÓN DE LOS DATOS	2
SIMPLIFICACIONES ASUMIDAS.....	3
MÉTODO DE CÁLCULO	9
CÁLCULO DE LA GENERACIÓN Y LA DEMANDA	10
GENERACIÓN	10
DEMANDA.....	16
SIMULACIÓN	19
DIBUJADO DEL MODELO.....	19
INTRODUCCIÓN DE LOS DATOS	19
SIMULACIÓN	22
ANÁLISIS DE LA RED ACTUAL	30
GENERACIÓN	31
LÍNEAS	33
FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA	34
FUTURAS INVERSIONES EN LA RED DE TENERIFE	35
ZONA OESTE	35
ZONAS SUR Y SURESTE.....	36
ANÁLISIS DE LA INYECCIÓN DE GENERACIÓN RENOVABLE	39
SIMULACIÓN	39
CONCLUSIONES.....	41
FUENTES CONSULTADAS.....	42

ÍNDICE DE FIGURAS

Fig. 1 Detalle de la zona metropolitana de Santa Cruz de Tenerife (fuente REE mediante Google Earth)	2
Fig. 2 Tabla de datos de conductores aislados (fuente Prysmian)	4
Fig. 3 Red de transporte de Tenerife a 31 de diciembre de 2015 (fuente REE).....	5
Fig. 4 Datos de las líneas de Tenerife a 31 de diciembre de 2015 (fuente REE)	7
Fig. 5 Imagen del último de estos apoyos junto a la subestación de Geneto (fuente Google Earth)	8
Fig. 6 Potencia instalada en Tenerife por tipo de tecnología (datos Anuario Energético de Canarias 2015)	10
Fig. 7 Reparto de la energía producida por tecnología (datos Anuario Energético de Canarias 2015).....	11
Fig. 8 Curva de generación en Tenerife para el 10 de agosto de 2016 (fuente REE)....	15
Fig. 9 Distribución porcentual de la demanda eléctrica por sectores (fuente Anuario Energético de Canarias 2015).....	16
Fig. 10 Mapa de los municipios de Tenerife (fuente Gobierno de Canarias)	18
Fig. 11 Introducción de los datos de las líneas: ejemplo de la línea de 220 kV Granadilla-Candelaria (fuente propia)	20
Fig. 12 Introducción de los datos de las líneas: ejemplo del grupo transformador de Candelaria (fuente propia).....	20
Fig. 13 Primera simulación con los valores iniciales (fuente propia).....	22
Fig. 14 Segunda simulación: ajuste del valor de las cargas (fuente propia)	23
Fig. 15 Tercera simulación: desconexión de los grupos de cogeneración (fuente propia)	24
Fig. 16 Cuarta simulación: traspaso de potencia de Arona a Guía de Isora (fuente propia)	25
Fig. 17 Valores de tensión en los nudos en la cuarta simulación (fuente propia)	25
Fig. 18 Quinta simulación: aumento de las tensiones objetivo a 1,1 p.u. (fuente propia)	26

Fig. 19 Tensiones de nudo en la quinta simulación (fuente propia)	26
Fig. 20 Sexta simulación: redistribución de potencia entre Granadilla y Candelaria (fuente propia)	27
Fig. 21 Simulación de la solución final (fuente propia).....	27
Fig. 22 Tensiones en los nudos para la solución final (fuente propia)	28
Fig. 23 Tiempo de interrupción medio para los sistemas eléctricos en España (fuente REE).....	30
Fig. 24 Energía no suministrada (fuente REE).....	31
Fig. 25 Tasa de indisponibilidad (fuente REE)	31
Fig. 26 Consumo de combustibles para generación eléctrica en Tenerife en 2015 (fuente Anuario Energético de Canarias 2015)	32
Fig. 27 Detalle de la planificación de la Zona Oeste de Tenerife (fuente Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020)	35
Fig. 28 Detalle de la planificación de la Zona Sur - Sureste de Tenerife (fuente Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020)	36
Fig. 29 Previsión de la cobertura de demanda para el sistema de Tenerife entre 2013 y 2020 (fuente Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020)	38
Fig. 30 Adición de la nueva generación fotovoltaica y eliminación de los grupos diésel en Granadilla (fuente propia).....	40
Fig. 31 Tensiones de nudo al añadir la generación fotovoltaica (fuente propia).....	40

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Potencia, Energía y horas equivalentes de la generación en Tenerife (datos Anuario Energético de Canarias 2015)	11
Tabla 2. Potencia por grupos de la generación no renovable (datos Anuario Energético de Canarias 2015)	12
Tabla 3. Generación eólica desglosada por equipos (datos Anuario Energético de Canarias 2015).....	13
Tabla 4. Potencia de las instalaciones fotovoltaicas y subestación de inyección (datos Anuario Energético de Canarias 2015)	14
Tabla 5. Valores iniciales para la generación (fuente propia)	15
Tabla 6. Población de Tenerife por municipio en nº de habitantes y % del total (datos Gobierno de Canarias)	17
Tabla 7. Reparto de la potencia en % del total por subestación (fuente propia)	18
Tabla 8. Generación no renovable para la solución final (fuente propia)	28
Tabla 9. Costes totales de los combustibles para generación eléctrica en €/Tm (fuente Anuario Energético de Canarias 2015)	32
Tabla 10. Rendimiento térmico sobre PCS de las tecnologías instaladas en Tenerife (fuente Anuario Energético de Canarias 2015)	33
Tabla 11. Propuestas de generación de origen térmico por parte de los agentes (fuente Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020).....	38

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo se enmarca en el desarrollo del Trabajo Fin de Grado para optar al grado en Ingeniería de Tecnologías Industriales de la Escuela de Ingeniería y Arquitectura de la Universidad de Zaragoza.

La motivación del mismo surge de la necesidad actual de reducir el consumo de combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica. Lo primero es conocer la red de alta tensión tal y como funciona ahora, y analizarla para saber las posibilidades de introducir nueva generación. Para ello la mejor alternativa es la generación renovable. El sistema canario en concreto ya está propiciando estas iniciativas dado el carácter renovable que quiere dar a su generación. Esto es debido en parte por la riqueza y cantidad de espacios naturales protegidos y el número de visitantes que visitan el archipiélago, en resumen, a la importancia del turismo; y también dada la alta dependencia que tiene actualmente de la generación a base de combustión de hidrocarburos. Se pueden ver ejemplos de nueva generación renovable en la central hidroeólica de El Hierro y en las crecientes instalaciones en Gran Canaria (fundamentalmente eólica) y en Tenerife (fundamentalmente fotovoltaica).

Sin embargo la penetración de renovables en un sistema insular puede producir problemas, puesto que se depende exclusivamente de la generación de cada isla para satisfacer los consumos. Habitualmente estos sistemas cuentan con redes débiles, son de baja inercia y están sobredimensionados en generación. Aun así hay intentos de comenzar a interconectar islas, actualmente lo están Lanzarote y Fuerteventura y se pretende reforzar este enlace y conectar La Gomera y Tenerife.

Otro de los posibles problemas podría ser el impacto visual. El archipiélago canario basa una parte importante de su economía en el turismo y la nueva generación podría afectar a los paisajes y ocupar espacio útil para otros fines.

En este trabajo en concreto se va a analizar el caso de la isla de Tenerife, por ser la isla con mayor potencia instalada y mayor consumo.

CÁLCULO DE LOS PARÁMETROS DE LAS LÍNEAS

Obtención de los datos

Se parte de un documento de 2012, originario de Red Eléctrica de España, en el que se marca el trazado de todas las líneas de alta tensión de cada una de las islas del archipiélago canario. El archivo en cuestión es compatible con Google Earth [1] y además de la información visible del trazado, da datos de la ubicación y modelo de los apoyos, el número y tipo (aéreo o subterráneo) de circuitos y el modelo de conductor utilizado (Fig. 1). A pesar de ser un documento relativamente antiguo con respecto al resto de datos, lo consideraremos válido ya que nos aporta información que nos ha resultado imposible conseguir de otro modo. Además la información que queremos obtener de esta fuente es el modelo de los apoyos y de los conductores, componentes ambos que no se cambian a menudo. Cabe indicar que aun con todo comprobaremos la validez de la información de los conductores a partir de los datos de intensidad admisible proporcionados por REE. Además de la información citada anteriormente, también se indican otros datos que no tendremos en consideración en la realización de los cálculos como son: la altura de fuste, la longitud de conductor y la distancia hasta el siguiente apoyo, y la unión del conductor al apoyo (amarre o suspensión).

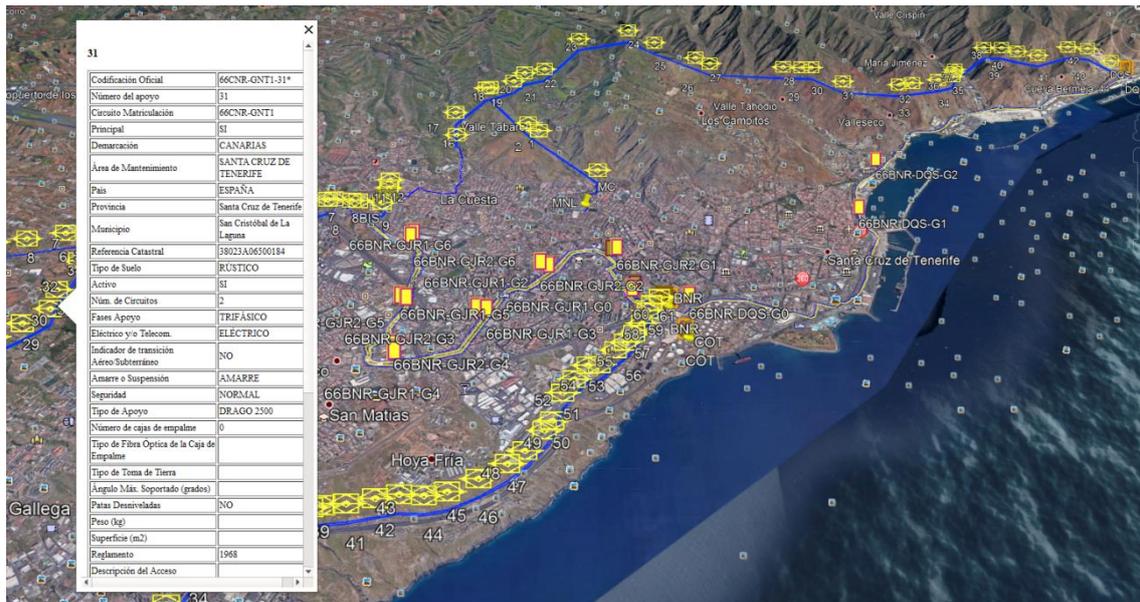


Fig. 1 Detalle de la zona metropolitana de Santa Cruz de Tenerife (fuente REE mediante Google Earth)

A partir de este documento, se realiza un recuento de todos los apoyos de cada línea, especificando de cada uno su modelo. De estos apoyos necesitaremos las medidas geométricas [2, 3, 4, 5 y 6].

La siguiente fuente de información es REE. Se conocen los datos de las líneas de Tenerife a 31 de diciembre de 2015. Se utilizan los datos de este año ya que para la mayor parte de la información se ha consultado el Anuario Energético de Canarias 2015 [7], documento que en muchos de sus apartados se nutre de información de REE, y se compara con valores de REE [8]. De esta tabla se extraerán cuatro tipos de datos. En

primer lugar se necesitan las longitudes de las líneas (aérea, subterránea y total) para el cálculo de los parámetros eléctricos de cada línea, es decir, para pasar de valores por kilómetro a valores totales. En segundo lugar nos interesa la intensidad admisible para comprobar que los conductores que nos indicaba el primer documento son válidos. En tercer lugar se indican los valores de tensión de cada línea, dato del cual deduciremos el número de grupos transformadores a colocar. Por último resulta muy relevante para el cálculo de los parámetros de las líneas el número de circuitos.

Simplificaciones asumidas

A la hora de realizar el cálculo de las líneas, ha sido necesario considerar bastantes simplificaciones, dada la complejidad o incluso imposibilidad de hacer cálculos y la falta de información a la hora de estimar ciertos valores.

El cálculo de los parámetros eléctricos de las líneas ha sido el responsable de la mayor parte de estas aproximaciones. En primer lugar cabría destacar las referentes a los apoyos. Se han calculado la resistencia en serie (R), la reactancia en serie (X) y la susceptancia capacitiva en paralelo (B) por el método de geometría de los apoyos [9 y 10], para el cual hay que suponer que hay trasposición de fases. El valor de la conductancia paralelo (G) se desprecia para reducir la cantidad de cálculos por tener un efecto menor en la solución. También se realizarán los cálculos de cada línea como si todos los apoyos de cada una fueran iguales. Para ello a partir del recuento de apoyos se intenta utilizar el que más se repita, y si de éste no se tienen datos, se utilizará el siguiente del que sí se tengan. En el cálculo tampoco se tiene en cuenta el efecto del plano de tierra. Esto se debe a que, aunque tenemos la altura del fuste, esta varía para cada apoyo y no representa realmente la distancia de los cables al suelo.

El siguiente elemento a tratar son los conductores. En cuanto a los tramos aéreos se dispone de bastante información y es fácilmente contrastable con los datos de intensidad admisible de REE. En caso de que uno de los conductores no sea suficiente, se elegirá el mínimo necesario para transportar dicha intensidad. Por otra parte, de los conductores subterráneos no se tiene información más allá del trazado y la longitud de los tramos, y la intensidad admisible que debe ser al menos la que pueden transportar las líneas. A partir de esta intensidad admisible se ha elegido el conductor adecuado del Anexo B del catálogo de conductores de Prysmian de conductores de aluminio aislados para 66 kV (Fig. 2). Se toman directamente los valores de este catálogo que establece que los cables se encuentran enterrados a tresbolillo a 1,2 metros de profundidad, con el suelo a 25°C y una resistencia térmica del terreno de $1 \text{ K}\cdot\text{m}/\text{W}$ [11].

1 x sección conductor (A)/sección pantalla (Cu) (mm ²)	Intensidad máxima admisible enterrado* (A)	Intensidad máxima admisible al aire** (A)	Resistencia del conductor a 20 °C (Ω/km)	Reactancia inductiva (Ω/km)	Capacidad (μF/km)
36/66 kV					
1x35/25	130	134	0,868	0,179	0,100
1x50/25	154	160	0,641	0,170	0,107
1x70/25	190	200	0,443	0,159	0,117
1x95/25	227	241	0,32	0,153	0,127
1x120/25	259	278	0,253	0,146	0,138
1x150/25	291	316	0,206	0,140	0,150
1x185/25	330	363	0,164	0,134	0,164
1x240/25	385	430	0,125	0,125	0,192
1x300/25	437	494	0,1	0,119	0,219
1x400/25	501	575	0,0778	0,115	0,244
1x500/25	575	673	0,0605	0,109	0,278
1x630/25	659	788	0,0469	0,105	0,308
1x800/25	746	911	0,0367	0,100	0,351
1x1000/25	835	1040	0,0291	0,097	0,386

*Condiciones de instalación: una terna de cables directamente enterrada o bajo tubo a 1,2 m de profundidad, temperatura de terreno 25 °C y resistividad térmica 1 K·m/W.

**Condiciones de instalación: una terna de cables al aire (a la sombra) a 40 °C.

NOTA: valores obtenidos para una terna de cables al tresbolillo y en contacto y pantallas conectadas a tierra en ambos extremos. Para el cálculo de la reactancia inductiva con los conductores en cualquier disposición aplicar la fórmula de la página 231.

Fig. 2 Tabla de datos de conductores aislados (fuente Prysmian)

En cuanto a la disposición de los circuitos, se aprecia una discrepancia entre los datos que podría parecer una contradicción. Esta discrepancia se da entre el plano de trazado de las líneas de REE [12] (Fig. 3) y los datos numéricos de la misma fuente (Fig. 4), lo que ocurre en varias líneas. El primer tramo en el que se aprecia es entre las subestaciones de Icod de los Vinos, Cuesta la Villa y Realejos (Detalle 1). Si se consultan los datos del año anterior (2014), la subestación de Realejos no existe y se indica que hay una línea de doble circuito entre Cuesta la Villa e Icod de los Vinos. Al introducir esta nueva subestación cercana al recorrido de la línea se le da suministro desde la original. En el plano de 2015 aparece la línea original de doble circuito aéreo y una nueva que parte desde esa, también de doble circuito, pero subterránea y que llega a Realejos. Según esto podría pensarse que se ha hecho una derivación de ambos circuitos hasta la nueva subestación. Sin embargo al consultar la tabla con los valores se indica que hay tres líneas de un circuito; Cuesta la Villa – Icod de los Vinos, Icod de los Vinos – Realejos y Realejos – Cuesta la Villa. La conclusión es que al introducir esa nueva subestación, se abrió uno de los dos circuitos y se llevó a Realejos y al realizar el retorno por el mismo lugar lo señalan como doble circuito. Así pues en el tendido aéreo, las líneas comparten apoyos pero no se pueden tratar como un doble circuito, puesto que son independientes y podrían transportar distintas intensidades, incluso opuestas en sentido. Esto tendrá sus consecuencias en el cálculo de las líneas y en el flujo de cargas. Tres casos similares ocurren entre las subestaciones de Granadilla, Tagoro y Arico (Detalle 2); Arico, Polígono de Güimar y Candelaria (Detalle 3) y entre las de Dique del Este, Guajara y Manuel Cruz (Detalle 4). Existen otros dos casos en los que de dos subestaciones parten líneas de un solo circuito y ambas van a parar a una tercera subestación. En parte de ese recorrido comparten apoyos y se representan en el plano como doble circuito. En este caso es más fácil suponer la situación real de las instalaciones, ya que no tendría sentido derivar una línea de doble circuito a partir de una de circuito simple. Esto se da en las líneas Cuesta la Villa – Tacoronte – Geneto (Detalle 5) y Los Olivos – Granadilla – Chayofa (Detalle 6).



Fig. 3 Red de transporte de Tenerife a 31 de diciembre de 2015 (fuente REE)

Líneas	Circuitos		Tensiones
	Previstos	Instalados	
En servicio	1	1	 220 kV
	2	1	 132 kV
	2	2	 66 kV
En construcción y programadas	1	1	 <66 kV
	2	1	
	2	2	
Prevista transformación o tensión superior			
Cable subterráneo/submarino			
En servicio	1	1	
	2	2	
En construcción y programados	1	1	
	2	2	
Centrales	Hidráulica Térmica clásica Eólica Ciclo combinado Hidroeólica	En servicio	    
		En construcción o programado	    
		Transformadores 220/132/66 kV	
		Subestaciones	
			

Todas las líneas se han dibujado en el color al que funcionan.
En las construidas a tensión distinta ésta se indica entre paréntesis (F. 66 kV).

ESCALA 1:300.000 

Edita: RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, S.A.U. · WWW.ree.es Datos: UNELCO y RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, S.A.U.

Legenda



Detalle 1



Detalle 4



Detalle 2



Detalle 5



Detalle 3



Detalle 6

Tabla 3.5.6. Líneas de transporte eléctrico a 31 de diciembre de 2015. Tenerife

	Subestación origen	Subestación final	CKT	kV	l _m (A)	Longitud (km)		
						Aérea	Subt.	Total
TENERIFE								
1	GRANADILLA	CANDELARIA	1	220	866	45,95	0,00	45,95
2	GRANADILLA	CANDELARIA	2	220	866	45,96	0,00	45,96
3	CANDELARIA	BUENOS AIRES	1	66	595	19,03	1,53	20,56
4	CANDELARIA	BUENOS AIRES	2	66	595	19,42	1,53	20,94
5	CANDELARIA	GENETO	1	66	575	12,58	0,00	12,58
6	CANDELARIA	GENETO	2	66	575	10,47	0,00	10,47
7	BUENOS AIRES	DIQUE DEL ESTE	1	66	507	0,00	9,93	9,93
8	BUENOS AIRES	GUAJARA	1	66	709	0,00	7,25	7,25
9	BUENOS AIRES	GUAJARA	2	66	709	0,00	7,25	7,25
10	GENETO	GUAJARA	1	66	332	2,25	0,61	2,85
11	GENETO	GUAJARA	2	66	575	1,62	0,58	2,20
12	GUAJARA	MANUEL CRUZ	1	66	575	4,14	2,64	6,79
13	DIQUE DEL ESTE	GUAJARA	1	66	575	11,95	1,96	13,91
14	MANUEL CRUZ	DIQUE DEL ESTE	1	66	575	11,47	0,67	12,15
15	CANDELARIA	ARICO 2	1	66	840	27,89	0,31	28,20
16	TAGORO	ARICO 2	1	66	840	2,89	0,19	3,08
17	GRANADILLA	TAGORO	1	66	525	13,30	0,50	13,80
18	TAGORO	MÓVIL 2	1	66	-	0,00	0,02	0,02
19	CANDELARIA	POLÍGONO GÜIMAR	1	66	525	6,38	0,10	6,48
20	POLÍGONO GÜIMAR	ARICO 2	1	66	575	27,93	0,29	28,22
21	GRANADILLA	ARICO 2	1	66	577	16,26	0,42	16,68
22	CANDELARIA	CUESTA LA VILLA	1	66	575	15,74	0,11	15,85
23	CANDELARIA	CUESTA LA VILLA	2	66	575	15,71	0,11	15,83
24	TACORONTE	CUESTA LA VILLA	1	66	575	12,06	0,00	12,06
25	GENETO	TACORONTE	1	66	575	13,70	0,02	13,72
26	CUESTA LA VILLA	ICOD DE LOS VINOS	1	66	575	18,96	8,39	27,35
27	CUESTA LA VILLA	LOS REALEJOS	1	66	746	4,42	10,27	14,69
28	ICOD DE LOS VINOS	LOS REALEJOS	1	66	746	12,59	3,32	15,91
29	GUÍA DE ISORA	ICOD DE LOS VINOS	1	66	280	22,53	0,00	22,53
30	LOS OLIVOS	GUÍA DE ISORA	1	66	336	12,29	0,46	12,75
31	GRANADILLA	POLÍG. GRANADILLA	1	66	525	0,00	0,66	0,66
32	GRANADILLA	POLÍG. GRANADILLA	2	66	525	0,00	0,68	0,68
33	GRANADILLA	ARONA	1	66	575	17,94	0,38	18,32
34	GRANADILLA	ARONA	2	66	575	17,91	0,37	18,28
35	ARONA	CHAYOFA	1	66	575	6,65	0,00	6,65
36	ARONA	CHAYOFA	2	66	575	6,63	0,00	6,63
37	CHAYOFA	LOS OLIVOS	1	66	598	0,00	11,22	11,22
38	GRANADILLA	CHAYOFA	1	66	598	22,90	0,75	23,64
39	LOS OLIVOS	GRANADILLA	1	66	598	22,89	11,93	34,81
TOTAL						502,41	84,45	586,86
						85,6%	14,4%	100%

Fuente: Red Eléctrica de España (REE)

Fig. 4 Datos de las líneas de Tenerife a 31 de diciembre de 2015 (fuente REE)

Un caso similar de compartido de apoyos ocurre en un corto tramo cerca de la subestación de Geneto. En este tramo hay instalados apoyos de diez brazos (Fig. 5) que son compartidos por las líneas provenientes de Candelaria (doble circuito) y Tacoronte (circuito simple). El tramo está compuesto por cinco apoyos y tiene una longitud de unos 700 metros. Al confluir una línea de circuito simple y otra doble, quedan ocupados nueve de los diez brazos. Dada su corta longitud y la disposición compleja de los conductores, se decide considerar que las dos líneas circulan en paralelo sin influirse, como si cada una tuviera sus propios apoyos.



Fig. 5 Imagen del último de estos apoyos junto a la subestación de Geneto (fuente Google Earth)

Por último ha sido necesario estimar el valor de impedancia de los transformadores a partir de datos del valor de otros transformadores de la misma potencia (125 MVA) y niveles de tensión (220/66 kV).

Método de cálculo

Se calculan los parámetros R, X y B de cada línea, calculando por separado los tramos aéreos, los tramos subterráneos y los transformadores, y multiplicando posteriormente cada uno por sus respectivas longitudes. En primer lugar se debe establecer la base de cálculo para poder calcular los valores en por unidad y poder introducirlos en el software de cálculo PowerWorld Simulator. Como base de potencia se elige la que por defecto utiliza el programa que es de 100 MVA y como base de tensión la nominal de cada línea, en este caso una única zona de 220 kV y el resto de 66 kV. Con estos datos las impedancias base son 484 ohmios para la zona de 220 kV y de 43,56 ohmios para 66 kV según la fórmula $Z_{base} = \frac{U_L^2}{S_{base}}$

En primer lugar se va a desarrollar el cálculo de la impedancia serie de los transformadores. Se escoge un valor de impedancia inductiva 0,2 p.u. para transformadores de 125 MVA [9]. Este valor hay que cambiarlo de base a la elegida de 100 MVA. Después de esto hay que tener en cuenta el número de transformadores. En la subestación de Granadilla hay dos transformadores en paralelo y en la de Candelaria hay tres. Con este dato dividimos la impedancia obtenida de un transformador entre el número de ellos que tenemos en cada subestación, dado que trabajan en paralelo.

En el caso de las líneas aéreas se obtiene la resistencia serie (R) directamente de las tablas de los conductores en Ω/km [13]. En el caso de líneas de doble circuito se divide este valor entre dos. Los parámetros X y B, por otra parte, son calculados por la geometría de los apoyos como ya se dijo en el apartado anterior. Para ello son necesarios los valores de distancia vertical entre brazos y anchura de los mismos. Para el cálculo de X se necesita también el radio medio geométrico (RMG) [13], dato característico del conductor. De forma homóloga el cálculo de B requiere el valor de radio exterior del conductor [12]. Tras el cálculo en cuestión mediante una tabla Excel, que se incluye en los anexos, se obtienen los valores de X en Ω/km y de B en S/km.

Para las líneas subterráneas el cálculo es más simple. Todos los datos se obtienen directamente del catálogo de Prysmian mencionado en el apartado anterior. El único cálculo a realizar es el de dividir entre dos los valores de R y X y multiplicar por dos el de B en el caso de que se trate de una línea de doble circuito.

Una vez obtenidos estos datos, para cada línea se multiplican los parámetros por sus respectivas longitudes para obtener valores en Ω (para R y X) y S (para B). Para poder introducirlos en por unidad en PowerWorld, se dividen los valores en Ω entre su impedancia base y se multiplican los valores en S por su impedancia base.

CÁLCULO DE LA GENERACIÓN Y LA DEMANDA

Generación

En este apartado se tratarán exclusivamente los aspectos relativos a potencia instalada y energía eléctrica producida. Otros, como pueden ser los combustibles utilizados, serán tratados en el análisis de la red en su conjunto (líneas, generación y demanda). En el caso de Tenerife las tecnologías de generación eléctrica no renovables son motor diésel, turbina de gas, turbina de vapor y ciclo combinado, y las renovables son eólica y fotovoltaica. A continuación se empezará analizando la generación en sus valores anuales.

Al analizar la potencia instalada se observa que el total es de 1175,82 MW, de los que el 87,11% corresponde a fuentes no renovables y el 12,89% a fuentes renovables. Repartiendo la potencia por la tecnología utilizada se aprecia la siguiente distribución (Fig. 6).

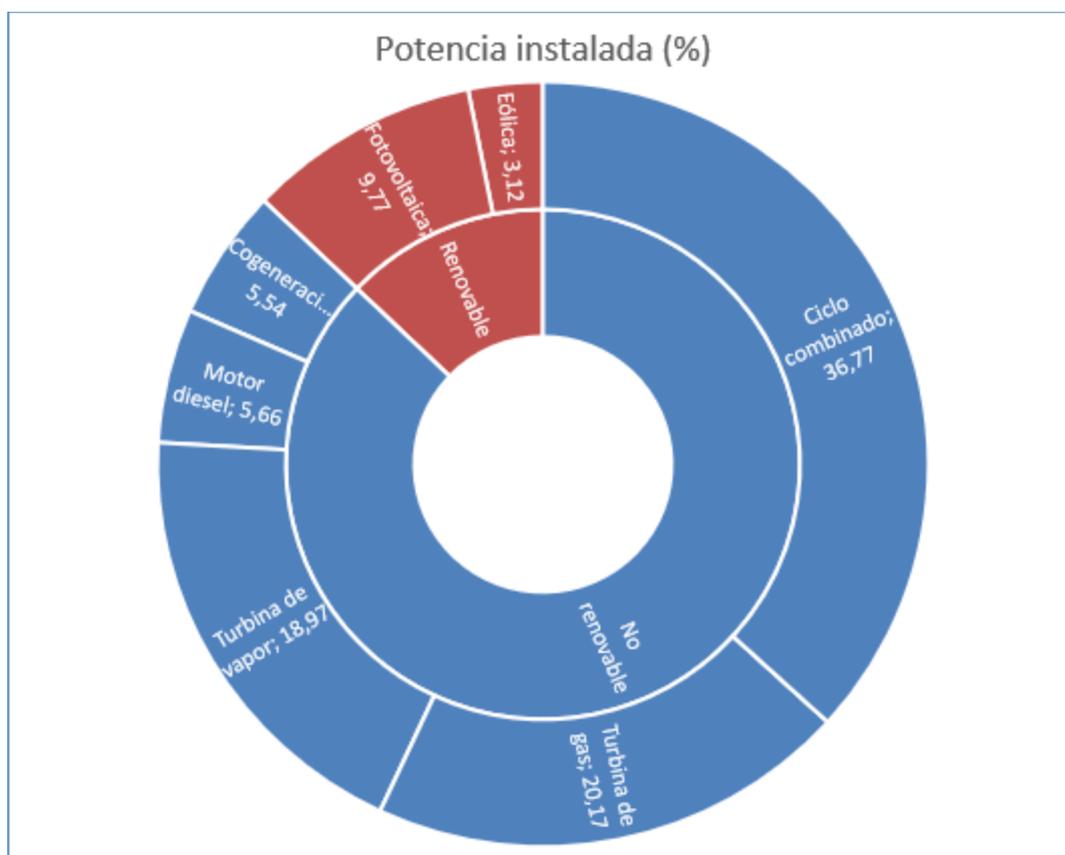


Fig. 6 Potencia instalada en Tenerife por tipo de tecnología (datos Anuario Energético de Canarias 2015)

Una vez conocido el reparto de potencia, el siguiente paso es conocer la energía generada por cada tecnología (Fig. 7) para conocer el número de horas equivalentes de funcionamiento, y por tanto tener una medida de la utilización de éstas.

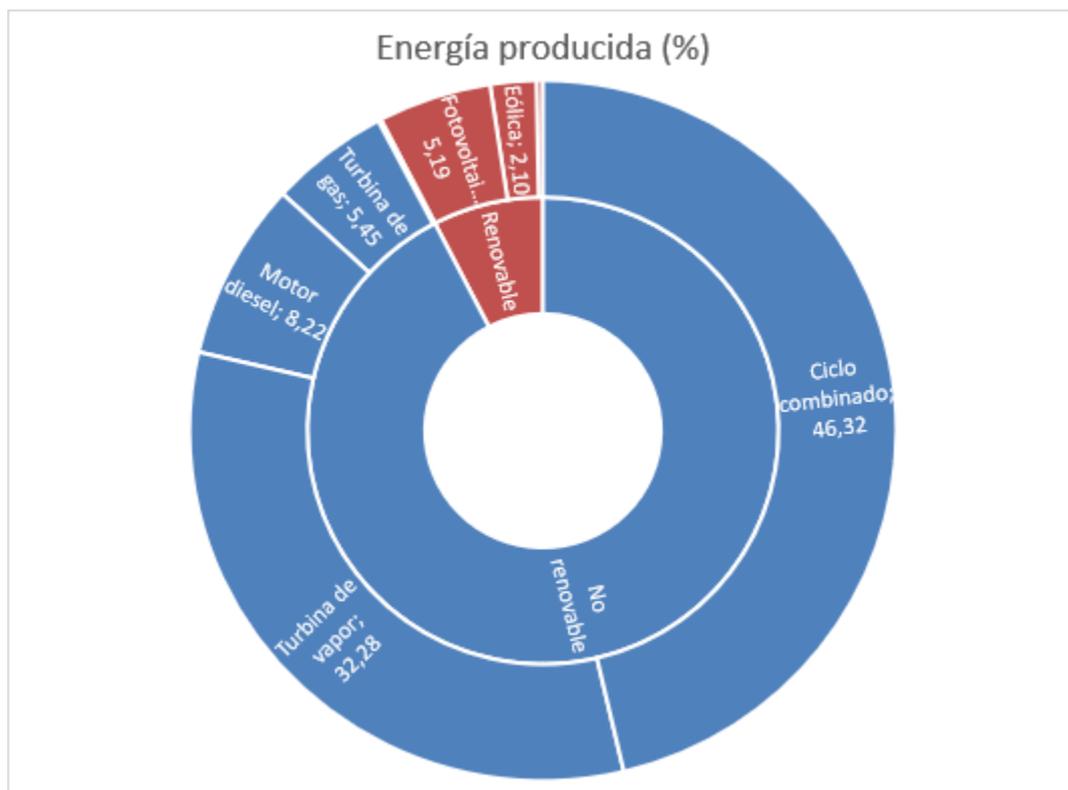


Fig. 7 Reparto de la energía producida por tecnología (datos Anuario Energético de Canarias 2015)

El resumen de estos datos, para el año 2015 y expresados ya en MW para la potencia y en MWh para la energía, se muestra en la siguiente tabla (Tabla 1).

	No Renovable					Renovable		
	Motor diésel	Turbina de gas	Turbina de vapor	Ciclo combinado	Cogeneración	Eólica	Fotovoltaica	Otras
MW	66,55	237,22	223,04	432,3	65,1	36,68	114,93	2,06
MWh	294.072	195.159	1.154.932	1.657.411	4.818	75.279	185.713	10.604
Horas equiv.	4419	823	5178	3834	74	2052	1616	5148

Tabla 1. Potencia, Energía y horas equivalentes de la generación en Tenerife (datos Anuario Energético de Canarias 2015)

Cabe destacar los casos de la generación con motores diésel y con turbinas de gas. La primera de ellas, siendo la quinta en cuanto a potencia, se convierte en la tercera fuente de la isla en lo que a energía se refiere. Esto se debe al elevado número de horas que trabaja al año. El caso de la turbina de gas es el contrario. Siendo la segunda tecnología con más potencia instalada, es la cuarta en cuanto a energía con apenas 10 MWh más generados que la fotovoltaica.

Estudiando más en profundidad la generación, el siguiente paso es indicar la generación por central o subestación de inyección. Aunque REE da datos de potencia por central, se prefiere acudir al Anuario Energético [7] por ser más detallado. En la siguiente tabla (Tabla 2) se muestra la generación por subestación de inyección para la generación no renovable.

FUENTES NO RENOVABLES					
Subestación de inyección	Tipo de central	Tecnología y grupo	Nº Grupos	Pot. Grupo (MW)	Pot. Neta según Anuario 2015
ARONA	térmica convencional	Gas Arona 1 y 2	2	21,6	43,2
GUÍA DE ISORA	térmica convencional	Gas Guía Isora	1	43,1	43,1
CANDELARIA	térmica convencional	Vapor 5 y 6	2	37,28	74,56
		Diésel 1, 2 y 3	3	8,51	25,53
		Gas 1 y 2	2	32,34	64,68
		Gas 3	1	14,7	14,7
		TOTAL	8		179,47
GRANADILLA	térmica convencional	Vapor 1 y 2	2	74,24	148,48
		Diésel 1 y 2	2	20,51	41,02
		Gas 1	1	39,2	39,2
		Gas 2	1	32,34	32,34
				térmica	261,04
	ciclo combinado	Gas 3 y 4 (CC1)	2	68,7	137,4
		Vapor 3 (CC1)	1	68,7	68,7
		Gas 5 y 6 (CC2)	2	75	150
		Vapor 4 (CC2)	1	76,2	76,2
				ciclo combinado	432,3
		TOTAL	12	693,34	
BUENOS AIRES	térmica convencional	Turbina de gas	1	37	37
		Turbina de vapor	1	25,9	25,9
		TOTAL	2		62,9
CHAYOFA		Motor diesel	2	1,1	2,2

Tabla 2. Potencia por grupos de la generación no renovable (datos Anuario Energético de Canarias 2015)

En cuanto a las centrales no renovables hay varias características que cabe destacar. Todas las fechas de puesta en servicio y baja mencionados a continuación proceden del Plan de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica 2015-2020 [14].

En primer lugar los grupos de generación de Arona y Guía de Isora están instalados directamente en la subestación. Se instalaron con el objetivo de mantener los niveles de tensión en la zona oeste de la isla, que requiere de estos grupos ante fallos simples o incluso en funcionamiento normal de la red, a causa de la debilidad de estas líneas. Además estas instalaciones, puestas en servicio de forma provisional el 25/08/10, estaban autorizadas en un principio hasta poner en marcha la línea Granadilla – Los Vallitos o, como máximo hasta 2014. Esta autorización fue prorrogada y para el caso de Arona, el grupo debe ser dado de baja con el límite el 14/04/17.

En la central de Candelaria se aprecia una situación similar. Según el Anuario Energético [7], los grupos diésel en esta central tenían su fin de vida útil el 04/11/13, dato proporcionado a su vez por Unelco-Endesa. El motivo de la baja es debida a consideraciones medioambientales [14]. Sin embargo al consultar los datos de REE, la potencia que se le asigna a la central pasado ese año sigue siendo la misma, por lo que se deduce que los tres grupos siguen en funcionamiento. Asimismo el Plan de

Desarrollo consideraba que el grupo Gas 3 estaría desmantelado antes de 2013, “según lo establecido en la Planificación de los sectores de gas y electricidad 2008-2016”.

Los generadores conectados a la subestación de Buenos Aires son una turbina de gas propiedad de Cotesa y una turbina de vapor perteneciente a la refinería de Tenerife. Ambos grupos forman casi toda la cogeneración de la isla. Su uso va en decremento en el conjunto del archipiélago, con un descenso de la producción del 85,9% respecto al año anterior y del 36,1% respecto a 2006. En 2015 participó solo el equipo de la refinería de Tenerife del conjunto de la generación canaria, con un total de unas 186 horas equivalentes (4818 MWh) generadas en 2015.

En cuanto a los grupos asignados a la subestación de Chayofa, se trata de dos generadores diésel de 1,1 MW cada uno. Pertenecen al complejo Mare Nostrum Resort en Playa de las Américas. En base al Anuario Energético [7] se consideran cogeneración junto con los grupos conectados a la subestación de Buenos Aires.

Por otro lado se conocen también datos de potencia por grupo en las tecnologías renovables principales, que son eólica y fotovoltaica. En primer lugar estudiaremos la eólica, de la que se nos dan datos bastante precisos de los equipos instalados en cada localización. La información referente a ella se muestra en la siguiente tabla (Tabla 3). Se aprecia que se trata en su totalidad de máquinas de poca potencia y actualmente desfasadas. El desarrollo de la eólica en Tenerife ha sido escaso, siendo mucho más importante la generación fotovoltaica.

EÓLICA							
Sub. Inyección	Denominación Parque	Fabricante	Tipo	Nº Aero.	Pot. Unitaria (MW)	Pot. Neta según Anuario 2015	Año de instalación
Polígono de Granadilla	Aerogenerador MADE 150 ITER	MADE	VTR	1	0,15	0,15	1990
	Aerogenerador MADE 300 ITER	MADE	VTR	1	0,3	0,3	1992
	P.E. ITER General	ECOTECNIA	VTR	1	0,15	0,15	1994
		VESTAS	VTR	1	0,2	0,2	1994
		ENERCON	VTR	1	0,33	0,33	1994
		ENERCON	VTR	2	0,5	1	1994
	P.E. Granadilla	MADE	VTR	8	0,6	4,8	1997
	P.E. Granadilla II	ENERCON	VTR	11	0,5	5,5	1998
			SUBTOTAL	26		12,43	
Icod de los Vinos	P.E. Punta Teno	MADE	VTR	6	0,3	1,8	2001
				SUBTOTAL	6		1,8
Arico	P.E. Finca de Mogán	MADE	VTR	51	0,3	15,3	1998/2001
		MADE	VTR	2	0,6	1,2	1998/2001
	P.E. Llanos de la Esquina	GAMESA	VTR	7	0,85	5,95	2004
				SUBTOTAL	60		22,45
			TOTAL	92		36,68	

Tabla 3. Generación eólica desglosada por equipos (datos Anuario Energético de Canarias 2015)

En cuanto a la fotovoltaica se conocen datos menos precisos de las instalaciones pero sí se conocen las potencias. En total en Tenerife hay 114,93 MW de fotovoltaica conectados a red, lo que es un 99,8%. En esta isla en concreto ha sido muy desarrollada,

contando con el 63,8% de la potencia instalada y produciendo un 68,1% de la energía de este origen en el archipiélago. En 2015 se produjo 1616 horas equivalentes, lo que se traduce en un factor de capacidad de 36,9% (factor de capacidad es calcular sobre 12 horas al día, es decir, 4380 horas al año en lugar de 8760). Según REE hay tres instalaciones fotovoltaicas y se dan datos de las del Polígono de Granadilla y Arico. A partir de ahí la de Tagoro se obtiene por diferencia. Las potencias de cada instalación se indican en la siguiente tabla (Tabla 4).

FOTOVOLTAICA	
TOTAL	114,93
Polígono de Granadilla	28
Arico	29
Tagoro	57,93

Tabla 4. Potencia de las instalaciones fotovoltaicas y subestación de inyección (datos Anuario Energético de Canarias 2015)

Hay otra generación renovable que en la Tabla 1 que se ha denominado como Otras. Está repartida entre la minihidráulica y la generación a base de biogás en vertederos. Hay dos instalaciones de minihidráulica pero solo la primera está en funcionamiento y produce. Esta instalación es Vergara – La Guancha en La Guancha con 463 kW instalados en 1998. La otra es Altos de Icod – El Reventón en Icod de los Vinos, de 757 kW y puesta en servicio en 2009, pero que por alguna razón no produce. La producción en 2015 fue muy alta, de 3586 MWh o 7746 horas equivalentes. Utiliza un caudal continuo de 75 l/s con un salto de 575 metros. La generación con biogás cuenta con 1,6 MW instalados en Arico, que produjeron en 2015 un total de 7018 MWh o 4386 horas equivalentes. Estas instalaciones no serán tenidas en cuenta en el cálculo del flujo de cargas.

Para la simulación y análisis de la red, se tomará el día de mayor consumo del año. En la página 118 del Anuario Energético [7] se indican las puntas de demanda de ese año para cada isla. En Tenerife se dio el 3 de febrero a las 20:32. Como en esa hora la generación fotovoltaica es nula y se quiere ver la influencia de esta y simular un momento en el que funcionen todas las tecnologías, buscamos el momento de mayor consumo de 2016, que resulta ser el 10 de agosto a las 13:40 (Fig. 8).

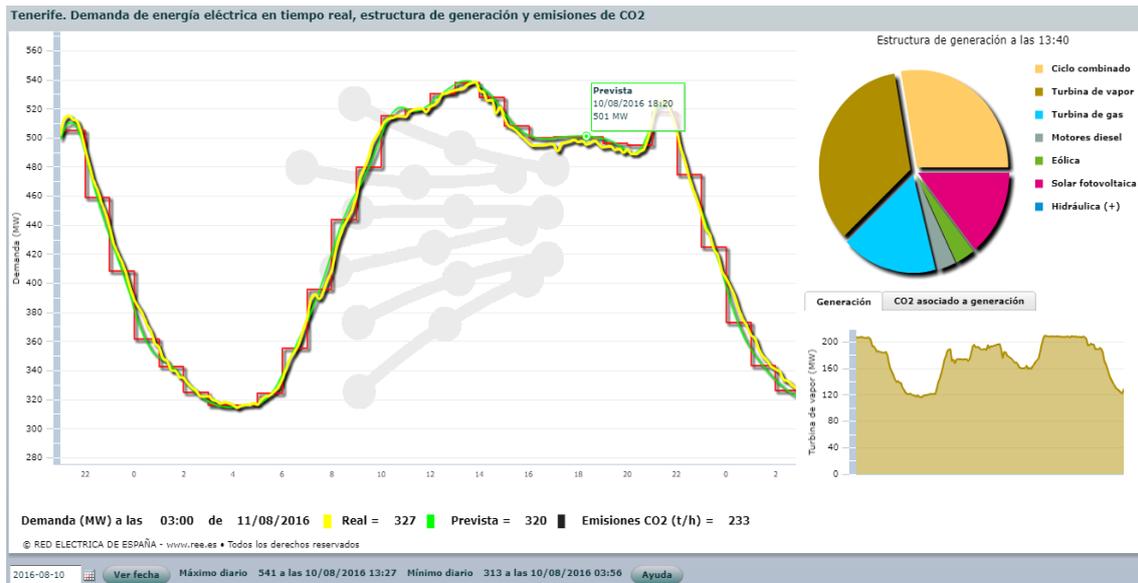


Fig. 8 Curva de generación en Tenerife para el 10 de agosto de 2016 (fuente REE)

Se extraen los valores para las 13:40 para cada tecnología y se obtienen los siguientes valores:

- Ciclo combinado: 149,8 MW
- Turbina de vapor: 184,4 MW
- Motor diésel: 17,4 MW
- Turbina de gas: 91,3MW
- Solar Fotovoltaica: 77,1 MW
- Eólica: 18,9 MW

A partir de estos datos, se plantea para el cálculo de los valores iniciales de la simulación repartir la potencia de cada tecnología en base a los valores nominales de cada equipo (Tabla 5).

GENERACIÓN											
Arona	Guía de Isora	Candelaria	Granadilla		Buenos Aires	Pol. Granadilla		Arico		Icod de los vinos	Tagoro
			térmica	ciclo combinado		fotovoltaica	eólica	fotovoltaica	eólica		
14,38	14,35	94,75	157,30	149,80	12,32	18,78	6,40	19,45	11,57	0,93	38,86

Tabla 5. Valores iniciales para la generación (fuente propia)

Demanda

La demanda es desconocida y ha sido necesario estimarla a partir de la curva de generación. Para ello se empieza buscando las pérdidas de la red eléctrica en 2015, que son de un 7,5% en agosto y un 8,4% en el total anual. A partir de ello disminuirémos la potencia ese 7,5% como primera aproximación, aunque se irá ajustando para encontrar la solución satisfactoria.

Después de esto se considera repartir el consumo por la población que rodea cada subestación. Para saber lo fiel a la realidad que es esta suposición se busca información en el Anuario Energético [7] y se encuentra el siguiente gráfico (Fig. 9). De él se extrae que el 87,2% corresponde a los consumos domésticos y ocupaciones del sector terciario, por lo que aceptaremos el reparto por población

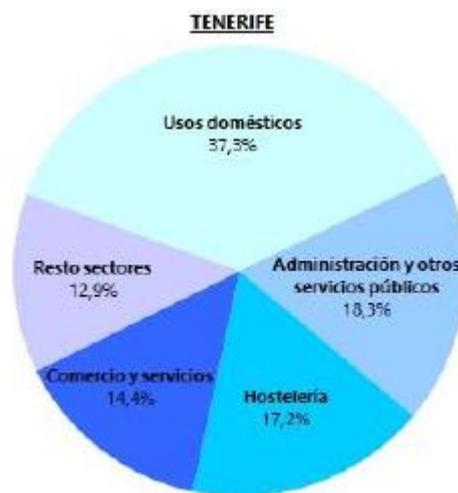


Fig. 9 Distribución porcentual de la demanda eléctrica por sectores (fuente Anuario Energético de Canarias 2015)

Así pues el siguiente paso es ir al censo de Tenerife [15] para conocer la población en cada municipio y representarla como % del total (Tabla 6). Con ello el consumo de energía activa se calcula como producto de la potencia total generada, el factor de atenuación por las pérdidas en las líneas y ese % de población calculado del municipio en cuestión.

	Municipio	Población	%
Zona Metropolitana	Santa Cruz de Tenerife	203.585	22,86%
	La Laguna	153.111	17,20%
	El Rosario	17.191	1,93%
	Tegueste	11.114	1,25%
	SUBTOTAL	385.001	43,24%
Zona Norte	Tacoronte	23.772	2,67%
	El Sauzal	8.873	1,00%
	La Matanza de Acentejo	8.772	0,99%
	La Victoria de Acentejo	8.969	1,01%
	Santa Úrsula	14.125	1,59%
	La Orotava	41.294	4,64%
	Puerto de la Cruz	29.497	3,31%
	Los Realejos	36.149	4,06%
	San Juan de la Rambla	4.190	0,47%
	La Guancha	5.423	0,61%
	Icod de los Vinos	22.606	2,54%
	Garachico	4.916	0,55%
	El Tanque	2.658	0,30%
	Los Silos	4.786	0,54%
	Buenavista del Norte	4.832	0,54%
SUBTOTAL	220.862	24,81%	
Zona Sur	Santiago del Teide	11.338	1,27%
	Guía de Isora	20.460	2,30%
	Adeje	47.316	5,31%
	Arona	79.172	8,89%
	Vilaflor	1.630	0,18%
	San Miguel de Abona	17.870	2,01%
	Granadilla de Abona	45.332	5,09%
	Arico	7.423	0,83%
	Fasnia	2.783	0,31%
	Guímar	19.000	2,13%
	Arafo	5.458	0,61%
	Candelaria	26.746	3,00%
	SUBTOTAL	284.528	31,96%
	TOTAL	890.391	

Tabla 6. Población de Tenerife por municipio en nº de habitantes y % del total (datos Gobierno de Canarias)

Además de estos datos necesitamos el mapa de Tenerife dividido en municipios para asignar el consumo calculado a la subestación más cercana (Fig. 10).

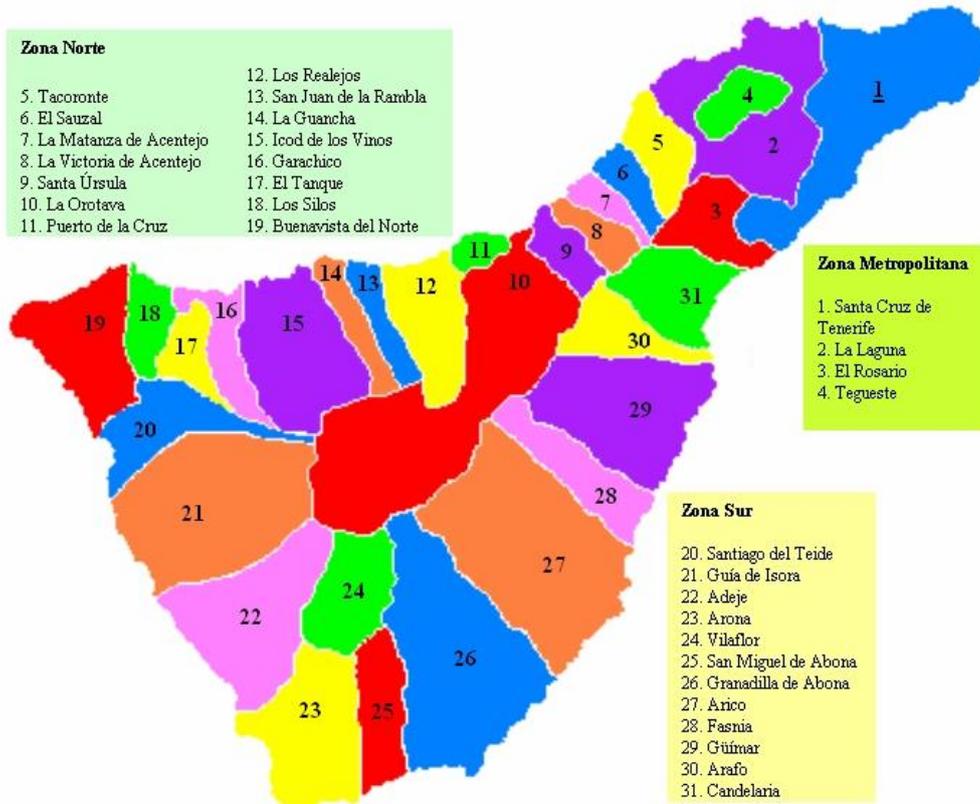


Fig. 10 Mapa de los municipios de Tenerife (fuente Gobierno de Canarias)

El reparto queda como se indica en la siguiente tabla (Tabla 7).

Subestaciones	% Potencia	Municipios	% municipio
Granadilla	5,09%	Granadilla de Abona	100%
Polígono de Granadilla	0,00%	-	-
Tagoro	0,42%	Arico	50%
Arico	0,73%	Arico y Fasnía	50% Arico, 100% Fasnía
Polígono de Güímar	2,13%	Güímar	100%
Candelaria	3,62%	Arafo y Candelaria	100% ambos
Buenos Aires	7,62%	Santa Cruz de Tenerife	33,33%
Dique del Este	7,62%	Santa Cruz de Tenerife	33,33%
Manuel Cruz	7,62%	Santa Cruz de Tenerife	33,33%
Guajara	10,32%	La Laguna	60%
Geneto	8,81%	El Rosario y La Laguna	100% El Rosario, 40% La Laguna
Tacoronte	5,90%	Tegeste, Tacoronte, El Sauzal y La Matanza de acentejo	100% todas
Cuesta de la Villa	5,91%	La Victoria de Acentejo, Santa Úrsula y Puerto de la Cruz	100% todas
Realejos	9,17%	La Orotava, Los Realejos y San Juan de la Rambla	100% todas
Icod de los Vinos	4,54%	La Guancha, Icod de los Vinos, Garachico, El Tanque y Los Silos	100% todas
Guía de Isora	4,11%	Buenavista del Norte, Santiago del Teide y Guía de Isora	100% todas
Los Olivos	5,50%	Adeje y Vilaflor	100% ambas
Chayofa	4,45%	Arona	50%
Arona	6,45%	Arona y San Miguel de Abona	50% Arona y 100% San Miguel
TOTAL	100,00%		

Tabla 7. Reparto de la potencia en % del total por subestación (fuente propia)

La potencia reactiva consumida en cada subestación se calcula a partir de la potencia activa, calculada en los pasos previos ya descritos, estimando un factor de potencia de 0,9 inductivo para todas las cargas.

SIMULACIÓN

Para la simulación se hará uso del software de simulación de sistemas eléctricos de potencia PowerWorld Simulator 2019. Con este programa se simula el momento de mayor consumo del año, como se indicó anteriormente.

Una vez establecido el modelo habrá que modificarlo hasta llegar a una solución satisfactoria que por supuesto no tiene por qué ser la configuración real que tenía la red en ese momento. Para ello se modifica el reparto de la potencia entre generadores, siempre atendiendo a que ese reparto sea posible, es decir, ningún grupo trabajando por encima de su potencia nominal y la potencia total por tecnología acorde a los datos de REE. También se puede modificar la tensión objetivo en los nudos, con lo que se controla la potencia reactiva a generar o absorber por parte de los generadores.

Dibujado del modelo

Para facilitar la ubicación de todos los elementos mientras se estudie el modelo, se coloca como fondo el mapa de la red de Tenerife de REE. Sobre él se define cada subestación como un nudo al que se unen líneas, generadores y cargas. El trazado de las líneas a su vez intenta seguir el del dibujo del mapa. Para mayor claridad en el dibujo, aunque complique la distribución de las potencias, en cada nudo se unen las potencias en un único generador. En lugar de poner un generador por equipo o por tipo de tecnología, se pone por tipo de central. Así pues queda un generador por nudo salvo en las subestaciones de Granadilla (uno para el ciclo combinado y otro para el resto), y Polígono de Granadilla y Arico (uno para eólica y otro para fotovoltaica en ambas). Asimismo solo habrá una carga por subestación, de potencias activa y reactiva constantes.

Como datos numéricos visibles en el modelo se colocan las potencias activa y reactiva consumidas por cada carga, las aportadas por cada generador y el % de carga de cada línea (representado por un gráfico circular y mostrando el valor porcentual al acercarse al límite).

Introducción de los datos

Para empezar se comprueba que la base elegida coincide con la del programa. Este software tiene como base de potencia 100 MVA y como base de tensiones la nominal de cada zona, que se definen al dibujar las líneas.

Tras estas comprobaciones lo primero que se hace es introducir los datos de líneas y transformadores calculados. Para las líneas hay que especificar los valores de R, X y B en p.u., así como la capacidad de las líneas (Fig. 11). Dicha capacidad hay que introducirla en MVA y se calcula a partir de la intensidad admisible proporcionada por

el fabricante del conductor (el límite térmico). Para las líneas de doble circuito, la potencia admisible es el doble que la calculada para un conductor.

Per Unit Impedance Parameters		MVA Limits	
Series Resistance (R)	0,002772	Limit A	659,981
Series Reactance (X)	0,018361	Limit B	0,000
Shunt Charging (B)	0,131136	Limit C	0,000
Shunt Conductance (G)	0,000000	Limit D	0,000
<input type="checkbox"/> Has Line Shunts	Line Shunts	Limit E	0,000
		Limit F	0,000
		Limit G	0,000
		Limit H	0,000

Fig. 11 Introducción de los datos de las líneas: ejemplo de la línea de 220 kV Granadilla-Candelaria (fuente propia)

Otros elementos a introducir son los transformadores. En el caso de esta red solo hay dos y sus valores se diferencian únicamente por el número de equipos (2 en Granadilla y 3 en Candelaria). De los transformadores hay que indicar la reactancia en serie X en p.u. y el límite de potencia en MVA (Fig. 12). También hay que definir el número de tomas para regulación que tienen. Se eligen unos valores de tap entre 1,15 y 0,85 con pasos de 0,1. Como estrategia de funcionamiento se elige una de regulación de voltaje con LTC (Load Tap Changer).

Per Unit Impedance Parameters		MVA Limits	
Series Resistance (R)	0,000000	Limit A	375,000
Series Reactance (X)	0,032000	Limit B	0,000
Shunt Charging (B)	0,000000	Limit C	0,000
Shunt Conductance (G)	0,000000	Limit D	0,000
Magnetizing Conductance	0,000000	Limit E	0,000
Magnetizing Susceptance	0,000000	Limit F	0,000
<input type="checkbox"/> Has Line Shunts	Line Shunts	Limit G	0,000
		Limit H	0,000
		Limit I	0,000

Fig. 12 Introducción de los datos de las líneas: ejemplo del grupo transformador de Candelaria (fuente propia)

Aparte de líneas y transformadores, hay que incluir las baterías de condensadores [16]. Éstas se considerarán fijas a su valor nominal.

A continuación, hay que introducir los valores que se irán modificando hasta alcanzar la solución, que son la tensión objetivo por nudo y la potencia de los mismos. Como primeros valores de tensión por nudo objetivo, se deja por defecto el 1 p.u.

Para la generación, como se explicó anteriormente, se repartirá la potencia activa producida por cada tecnología según la potencia nominal de cada grupo. Dependiendo de la tecnología de generación, los generadores pueden funcionar con distintos factores de potencia. Para todos los generadores térmicos se admite un factor de potencia de hasta 0,85 inductivo y capacitivo (generando o absorbiendo reactiva) [17]. Los inversores utilizados en fotovoltaica de potencia permiten un rango mucho más

limitado, de 0,98 inductivo y capacitivo [18]. La eólica no participa en el control de tensión, así que se considera que funcionan con factor de potencia la unidad en todo momento [19]. En la realidad las máquinas de este tipo y potencia suelen ser de paso fijo y tienen un generador asíncrono que consume reactiva. Para evitar que ocurra esto y conseguir ese factor de potencia, se suele equipar estos aerogeneradores con una batería de condensadores.

En una situación intermedia se encuentran las cargas. No van a ser parámetros de diseño a modificar, pero el valor que se les ha asignado de inicio no es el que toman definitivamente.

Simulación

Con los valores descritos anteriormente, se realiza una primera simulación para ajustar el valor de las cargas. Antes de simular es necesario establecer el nudo Slack o de referencia, que será el encargado de cuadrar el balance de cargas. La decisión más razonable sería elegir entre los nudos de Granadilla y Candelaria, por ser los de mayor potencia y producción. Aunque el nudo de Granadilla tiene mayor potencia, se decide optar por el de Candelaria. Se llega a esta conclusión por la siguiente razón. En Granadilla hay dos centrales, lo que complicaría el reparto de potencias que ajustar, ya que ambos generadores serían Slack y realmente solo la central térmica convencional puede realizar el ajuste. Esto se debe a que la térmica convencional tiene grupos de tres tecnologías, lo que da más capacidad de reparto con el resto de generadores. Sin embargo, solo hay un ciclo combinado, por lo que ese valor de potencia es inamovible.

Tras la primera simulación se detectan varios problemas (Fig. 13). En primer lugar destacar que aparecen tres sobrecargas: en las líneas Icod de los Vinos – Guía de Isora y Guía de Isora – Los Olivos (las dos líneas más débiles de la red) y en el grupo transformador de Granadilla. El otro problema se produce en el nudo Slack, donde la potencia activa entregada es de 67,71 MW frente a los 88,33 que habíamos calculado a partir de los datos de REE.

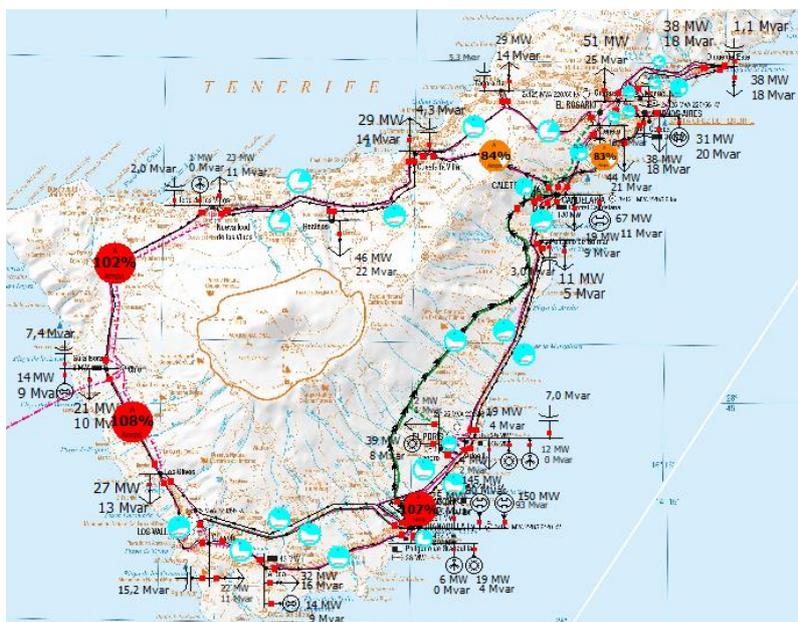


Fig. 13 Primera simulación con los valores iniciales (fuente propia)

Esta potencia activa de Candelaria es lo primero que se quiere ajustar. La diferencia entre el valor obtenido y el deseado es de 20,62 MW. Como hay 18 cargas, se considera aumentar el consumo en cada subestación 1,1 MW como primera aproximación. La reactiva también se modifica consecuentemente para seguir conservando ese fdp 0,9 que se había planteado. Con este nuevo punto de funcionamiento, la central de Candelaria llega a una producción de 86,06 MW. Se considera este ajuste suficientemente bueno, recordando que se esperaba un valor de



Fig. 15 Tercera simulación: desconexión de los grupos de cogeneración (fuente propia)

Aparecen dos nuevas sobrecargas, en la línea Candelaria – Buenos Aires y en Guía de Isora – Icod de los Vinos. A partir de aquí se distribuirá la carga entre las centrales intentando generar la reactiva allí donde más falta hace controlar la tensión o más potencia de reserva queda. Para ello se modificarán también las tensiones objetivo en los nudos, tratando de hacer que los generadores absorban o generen la necesaria. Durante este proceso habrá que atender la tecnología origen de cada potencia que se transmita para seguir cumpliendo con los datos de REE (p.ej. no se puede desconectar la generación de gas de Guía de Isora y añadirla en una central que no tiene esa tecnología) y a los límites de los equipos.

La primera acción que se decide realizar es desconectar la generación en Arona y añadirla a la de Guía de Isora. Así pues esta generación queda de 28,73 MW. Con esta medida se descargan las líneas Guía de Isora – Los Olivos y Cuesta la Villa – Candelaria. Por el contrario se sobrecarga aún más la línea Guía de Isora – Icod de los Vinos (Fig. 16).



Fig. 16 Cuarta simulación: traspaso de potencia de Arona a Guía de Isora (fuente propia)

Tras este cambio se considera empezar con el ajuste del flujo de cargas traspasando potencia entre las centrales funcionando en este momento. En primer lugar se comprueba el valor de la tensión en los nudos puesto que se sospecha que hay un problema en generar la reactiva necesaria. Al haber elegido como objetivo de todos los nudos el 1 p.u., algunos nudos alejados de la generación se encuentran en una situación de subtensión [20] (Fig. 17).

▲	Name	Area Name	Nom kV	PU Volt	Volt (kV)	Angle (Deg)
1	Granadilla	1	66,00	0,96036	63,384	-0,93
2	Tagoro	1	66,00	0,98184	64,802	-2,14
3	Arico	1	66,00	0,98347	64,909	-2,90
4	Polígono de Güimar	1	66,00	0,99241	65,499	-9,40
5	Candelaria	1	66,00	1,00000	66,000	-10,47
6	Buenos Aires	1	66,00	0,93667	61,820	-16,42
7	Dique del Este	1	66,00	0,92541	61,077	-16,97
8	Manuel Cruz	1	66,00	0,92214	60,861	-17,47
9	Guajara	1	66,00	0,93308	61,584	-16,62
10	Geneto	1	66,00	0,93604	61,778	-16,36
11	Tacoronte	1	66,00	0,92602	61,117	-16,30
12	Cuesta de la Villa	1	66,00	0,93954	62,010	-14,21
13	Realejos	1	66,00	0,91641	60,483	-15,35
14	Icod de los Vinos	1	66,00	0,91346	60,289	-14,27
15	Guía de Isora	1	66,00	0,95018	62,712	-8,32
16	Los Olivos	1	66,00	0,94278	62,224	-5,19
17	Chayofa	1	66,00	0,94404	62,306	-4,62
18	Arona	1	66,00	0,94201	62,173	-4,03
19	Polígono de Granadilla	1	66,00	0,96056	63,397	-0,92
20	20	1	220,00	0,93483	205,662	-5,36
21	21	1	220,00	0,89463	196,818	-6,96

Fig. 17 Valores de tensión en los nudos en la cuarta simulación (fuente propia)

Para asegurarnos de que todos los generadores inyectan toda la reactiva posible, se les asigna un valor objetivo de tensión de 1,1 p.u. Con esto el funcionamiento de los transformadores también se modifica, ya que tienen una estrategia de seguimiento de la tensión objetivo. Tras este ajuste el único elemento sobrecargado es el grupo de transformación de Granadilla (Fig. 18). Para ello habrá que reajustar los valores de tensión objetivo en los nudos, puesto que los grupos de Granadilla generan mucha reactiva y el de Candelaria apenas.

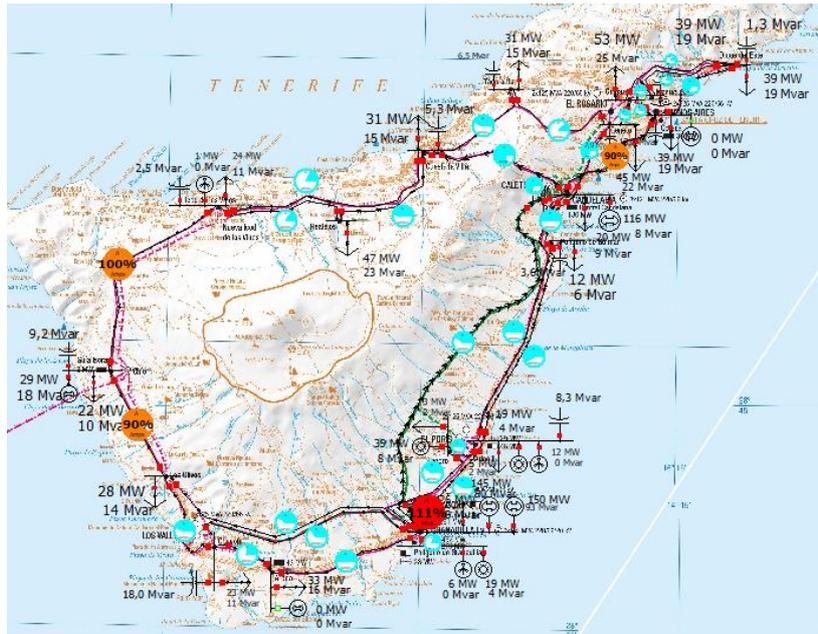


Fig. 18 Quinta simulación: aumento de las tensiones objetivo a 1,1 p.u. (fuente propia)

Y al comprobar la variación de las tensiones por nudo se aprecia como todas han salido de la subtensión inadmisibile (Fig. 19).

▲	Name	Area Name	Nom kV	PU Volt	Volt (kV)	Angle (Deg)
1	Granadilla	1	66,00	1,04458	68,942	-2,31
2	Tagoro	1	66,00	1,07089	70,678	-3,43
3	Arico	1	66,00	1,07372	70,866	-4,07
4	Polígono de Güimar	1	66,00	1,09148	72,038	-9,57
5	Candelaria	1	66,00	1,10000	72,600	-10,47
6	Buenos Aires	1	66,00	1,04854	69,204	-15,34
7	Dique del Este	1	66,00	1,03876	68,558	-15,79
8	Manuel Cruz	1	66,00	1,03621	68,390	-16,18
9	Guajara	1	66,00	1,04536	68,994	-15,50
10	Geneto	1	66,00	1,04777	69,153	-15,29
11	Tacoronte	1	66,00	1,03836	68,532	-15,25
12	Cuesta de la Villa	1	66,00	1,04845	69,198	-13,56
13	Realejos	1	66,00	1,02769	67,827	-14,48
14	Icod de los Vinos	1	66,00	1,02390	67,577	-13,62
15	Guía de Isora	1	66,00	1,04867	69,212	-8,65
16	Los Olivos	1	66,00	1,03508	68,316	-5,94
17	Chayofa	1	66,00	1,03523	68,325	-5,45
18	Arona	1	66,00	1,03195	68,109	-4,95
19	Polígono de Granadilla	1	66,00	1,04475	68,954	-2,30
20	20	1	220,00	1,02287	225,032	-6,08
21	21	1	220,00	0,98173	215,981	-7,39

Fig. 19 Tensiones de nudo en la quinta simulación (fuente propia)

Una vez solucionados los problemas de tensión se eliminan las sobrecargas. Para la descarga del grupo transformador de Granadilla habría que reducir la carga que transporta la línea de 220 kV. Una opción es desplazar generación de Granadilla a Candelaria. Por parte de la línea Guía de Isora – Icod de los Vinos, se observa que la potencia activa circula en ese mismo sentido Guía de Isora – Icod de los Vinos. Incluso parte de la potencia para Realejos viene de Icod de los Vinos. Si al menos parte de esa potencia viniera de Cuesta la Villa, se descargarían esas dos líneas. De esta forma esa potencia tiene que venir de Candelaria por esa zona norte. Se concluye entonces que ambas sobrecargas tienen la misma solución. Se opta por desconectar los grupos de turbina de gas de Granadilla que estaban dando 23,82 MW y que esa potencia la

▲	Name	Area Name	Nom kV	PU Volt	Volt (kV)	Angle (Deg)
1	Granadilla	1	66,00	1,00000	66,000	-2,44
2	Tagoro	1	66,00	1,03408	68,249	-3,49
3	Arico	1	66,00	1,03828	68,527	-4,13
4	Polígono de Güimar	1	66,00	1,06851	70,522	-9,61
5	Candelaria	1	66,00	1,08000	71,280	-10,47
6	Buenos Aires	1	66,00	1,02597	67,714	-15,55
7	Dique del Este	1	66,00	1,01590	67,050	-16,01
8	Manuel Cruz	1	66,00	1,01320	66,871	-16,43
9	Guajara	1	66,00	1,02268	67,497	-15,71
10	Geneto	1	66,00	1,02515	67,660	-15,50
11	Tacoronte	1	66,00	1,01454	66,959	-15,49
12	Cuesta de la Villa	1	66,00	1,02433	67,606	-13,77
13	Realejos	1	66,00	1,00179	66,118	-14,78
14	Icod de los Vinos	1	66,00	0,99591	65,730	-13,98
15	Guía de Isora	1	66,00	1,00993	66,655	-8,97
16	Los Olivos	1	66,00	0,99084	65,396	-6,24
17	Chayofa	1	66,00	0,99033	65,362	-5,74
18	Arona	1	66,00	0,98686	65,133	-5,23
19	Polígono de Granadilla	1	66,00	1,00019	66,012	-2,42
20	20	1	220,00	0,99156	218,143	-6,16
21	21	1	220,00	0,95691	210,520	-7,48

Fig. 22 Tensiones en los nudos para la solución final (fuente propia)

En este punto de funcionamiento de la red, la generación no renovable se reparte como se muestra a continuación (Tabla 8). El reparto de la generación renovable no ha sido modificado desde el valor inicial, así como el de generación de ciclo combinado, ya que solo hay una central de este tipo.

Generación solución final (MW)					
Central	TG	TV	MD	CC	TOTAL
Guía de Isora	28,73				28,73
Granadilla térmica		109,99	10,72		120,71
Granadilla CC				149,80	149,80
Candelaria	59,04	73,75	6,65		139,44
TOTAL	87,77	183,74	17,37	149,80	438,68

Tabla 8. Generación no renovable para la solución final (fuente propia)

Comparando estos valores con los proporcionados por la curva de generación de REE, se aprecia un ajuste bastante cercano a la realidad.

En el caso del ciclo combinado, obviamente el valor es exactamente el mismo ya que al haber solo una central de este tipo no se ha modificado en la búsqueda de la solución.

En cuanto al motor diésel, el valor total es de 17,37 MW, prácticamente coincidente con los 17,4 MW de REE. Esto se debe a que solo se ha modificado el valor de los grupos de Candelaria en el paso del ajuste de cargas.

La turbina de vapor ha tenido un mayor peso en el diseño que el motor diésel. Intervení en la cogeneración de Buenos Aires, que se ha desconectado. También cabe destacar que en la central de Candelaria este tipo de tecnología trabaja a plena potencia y el resto de su capacidad se cargó al grupo turbina de gas (comentado en la tercera simulación). Al comparar el valor obtenido en la simulación final y los datos de REE (183,74 y 184,4 respectivamente) se aprecia que también ambos valores son muy cercanos como ocurría en el caso del motor diésel.

A la turbina de gas por otra parte se le ha cargado la variación de potencia al ajustar la simulación. Con las variaciones de tensión objetivo y el reparto de cargas, los valores obtenidos difieren más de los cálculos previos que en los casos anteriores. En el caso de Guía de Isora se le ha asignado una potencia exactamente igual a la suma de las potencias iniciales de este mismo grupo y de Arona. Sin embargo en el grupo de Candelaria el nuevo valor no se introduce a mano, sino que al ser el nudo Slack, genera la potencia que sea necesaria. Es por esto que se obtiene un valor de 87,77 MW de turbina de gas frente a los 91,3 MW de la curva de generación.

ANÁLISIS DE LA RED ACTUAL

En el presente capítulo se pretende analizar, a partir de la simulación y de los datos adquiridos, las características y debilidades de la red en su conjunto y por partes. Posteriormente se comentarán los proyectos ya en marcha para la mejora de la red. Algunos tienen el objetivo de mejorar la estabilidad y calidad de suministro. Otros buscan un modelo energético más limpio y sostenible, apostando por las energías renovables en función de los recursos de la zona y sustituyendo generadores antiguos por otros menos contaminantes y más eficientes.

Para situar el caso se dan unas características generales de la generación en Canarias [8]. En cuanto a la calidad del servicio cabe destacar el valor de tiempo de interrupción medio (TIM). Este valor es la relación entre la energía no suministrada y la potencia media del sistema en minutos y da una idea de la gravedad (por tamaño o por número) de los cortes de suministro. Se aprecia (Fig. 23) que el valor de esta magnitud acostumbra a ser mayor en el sistema canario que en los sistemas peninsular y balear. El límite por normativa para el TIM es de 15 minutos. Hay que puntuar que, aunque se trate como otro sistema distinto, las redes peninsular y balear se encuentran conectadas por el enlace submarino (proyecto Rómulo) desde 2012. Este enlace provoca que el sistema balear sea mucho más estable que trabajando aislado, pudiendo llegar a aportar hasta el 40% del consumo del archipiélago. Además de este enlace, en 2016 se conectan las islas de Mallorca e Ibiza mediante un enlace de doble circuito (el más largo del mundo en corriente alterna) y dejando así interconectadas todas las islas del archipiélago y éste con la península.

Red peninsular de Red Eléctrica

	2012	2013	2014	2015	2016
Tiempo de interrupción medio (TIM) minutos	0,238	2,403	0,441	0,112	0,141

Red no peninsular de Red Eléctrica

Islas Baleares

	2012	2013	2014	2015	2016
Tiempo de interrupción medio (TIM) minutos	0,678	7,366	1,205	2,662	0,027

Islas Canarias

	2012	2013	2014	2015	2016
Tiempo de interrupción medio (TIM) minutos	13,250	4,380	9,040	9,078	27,436

Fig. 23 Tiempo de interrupción medio para los sistemas eléctricos en España (fuente REE)

También se puede indicar la calidad en términos de energía no suministrada (Fig. 24) o como tasa de disponibilidad, que se define como el tanto por ciento del tiempo total durante el cual las líneas de transporte no han estado disponibles (Fig. 25).

Red peninsular de Red Eléctrica

	2012	2013	2014	2015	2016
Energía no suministrada (ENS) MWh	113	1.126	204	53	67

Red no peninsular de Red Eléctrica

Islas Baleares

	2012	2013	2014	2015	2016
Energía no suministrada (ENS) MWh	7	80	13	29	0,3

Islas Canarias

	2012	2013	2014	2015	2016
Energía no suministrada (ENS) MWh	224	72	148	150	457

Fig. 24 Energía no suministrada (fuente REE)

	2012	2013	2014	2015	2016 ⁽¹⁾	2012	2013	2014	2015	2016 ⁽¹⁾
Programada por mantenimiento preventivo y predictivo	0,41	0,56	0,62	0,64	0,69	0,31	0,18	0,26	0,80	0,67
Programada por causas ajenas al mantenimiento	1,60	1,11	1,03	1,24	0,88	1,59	1,82	1,66	2,29	2,29
No programada debida a mantenimiento correctivo	0,20	0,12	0,17	0,18	0,10	0,03	0,03	0,08	0,04	0,11
No programada debida a circunstancias fortuitas	0,01	0,01	0,00	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01
No programada por causa de fuerza mayor o acciones de terceros	0,16	0,31	0,24	0,16	0,20	0,00	0,01	0,02	0,14	0,04
Sin clasificar	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL ⁽²⁾	2,22	1,80	1,82	2,08	1,68	1,93	2,04	2,00	3,14	3,08

Fig. 25 Tasa de indisponibilidad (fuente REE)

Como conclusión el sistema canario es de menor calidad que los sistemas balear y peninsular. Es lógico dada la característica insular del sistema, es decir cada isla tiene que satisfacer su demanda en todo momento y no puede apoyarse en generación externa en caso de fallo. Actualmente la única conexión en funcionamiento es la que une Fuerteventura y Lanzarote de 14,5 km a 66 kV. A partir de aquí se estudiará el caso concreto de Tenerife, que es el que se ha tratado en el trabajo.

Generación

Para empezar se van a tratar los valores de potencia y energía en Tenerife en 2015. Cabe mencionar la potencia instalada de 1266 MW y una producción anual de 3468,4 GWh. La potencia se distribuye en un 87,8% no renovable y un 12,2% renovable. Estos valores se traducen en términos de energía en un 92,4 % de origen no renovable frente a un 7,6 % renovable. Queda así patente que todavía se puede mejorar mucho en la implantación de estos últimos. El ciclo combinado y la turbina de vapor son las tecnologías base de la generación, con un 46,32 y un 32,28% de la energía respectivamente.

Sin embargo el mantenimiento de la estabilidad y la calidad en un sistema insular a menudo es complicado, lo que lleva a sistemas más sobredimensionados que redes de mayor tamaño, mallado y consumo. Esto se ve reflejado en el índice de cobertura, que es el ratio entre la potencia disponible en un momento y la potencia consumida. En el momento de mayor consumo del año 2015, se requirió una potencia de 551 MW, lo cual da un índice de cobertura de 1,8 sobre potencia instalada y de 1,6 sobre potencia disponible (hay que observar que una de las razones de esa diferencia puede ser que esa punta se dio el 3 de febrero a las 20:32 y por tanto la generación fotovoltaica no producía nada).

Un factor importante en la producción eléctrica en Tenerife es la fuente de energía primaria. En esta isla todos los generadores no renovables funcionan con Gasoil o Fuel Oil (Fig. 27). Estos combustibles son caros (Tabla 9) y a menudo bastante contaminantes, lo cual refuerza la idea de intentar disminuir la dependencia de estos generadores con ayuda de la explotación de los recursos renovables propios de la isla. Estos recursos son principalmente la energía fotovoltaica dada la alta irradiación en el sur de la isla y, en menor medida, se espera aprovechar recursos hidráulicos de bajo caudal y grandes saltos.

Tecnología	Consumo combustibles (Tm)			
	Fuel	Gasóleo	Diésel - Oil	Total
GRAN CANARIA				
Vapor	317.945	227	-	318.172
Diésel	53.744	633	-	54.377
Gas	-	20.545	-	20.545
Ciclo Combinado	-	289.919	-	289.919
	371.689	311.325	-	683.014
TENERIFE				
Vapor	294.263	191	-	294.455
Diésel	56.018	484	-	56.502
Gas	-	59.783	-	59.783
Ciclo Combinado	-	295.162	-	295.162
	350.281	355.621	-	705.901

Fig. 26 Consumo de combustibles para generación eléctrica en Tenerife en 2015 (fuente Anuario Energético de Canarias 2015)

	Fuel Oil	Gasoil
Costes totales	303,16-330	510,89

Tabla 9. Costes totales de los combustibles para generación eléctrica en €/Tm (fuente Anuario Energético de Canarias 2015)

A partir de estos precios y consumos se puede deducir un coste, solo en combustible, de aproximadamente entre 288 y 297 millones de €. Un coste muy importante para una isla de 888.184 habitantes.

Volviendo a los generadores de combustión, se conocen también datos de rendimiento térmico de estas instalaciones (Tabla 10). De estos rendimientos salta a la vista el del ciclo combinado por ser muy bajo, apenas un 1% mayor que el de los

motores diésel, estando el rendimiento de uno de estos ciclos habitualmente por encima del 50% e incluso del 55%. Esto puede deberse a que hay horas en que el ciclo combinado puede funcionar solo con los equipos de turbina de gas, y el rendimiento se calcula en base a la energía anual.

	Rendimiento térmico
Vapor	0,32
Diésel	0,43
Gas	0,25
C.C.	0,44

Tabla 10. Rendimiento térmico sobre PCS de las tecnologías instaladas en Tenerife (fuente Anuario Energético de Canarias 2015)

Líneas

Las líneas de transporte son el elemento fundamental de una red. Habitualmente la generación y el consumo se encuentran separados al estar los primeros cerca del recurso a explotar.

En el caso de la red de Tenerife, la mayor parte de la generación se encuentra en el sureste de la isla, mientras que los principales núcleos de población se encuentran en la punta norte y a lo largo de la costa este. Sin duda esto concuerda con la potencia de las líneas, ya que aquellas de más capacidad discurren por la costa este y forman el mallado de la zona metropolitana en torno a Santa Cruz de Tenerife. La mayor de todas ellas es la línea que conecta directamente las subestaciones de Granadilla y Candelaria, que son los dos nudos principales de la red y cuentan con las mayores unidades de generación en términos de potencia y energía.

El caso opuesto lo encontramos en las líneas de la zona noroeste Guía de Isora – Icod de los Vinos y Guía de Isora – Los Olivos. Se trata de líneas con una baja capacidad y de circuito simple. Esto hace que a menudo funcionen sobrecargadas o cerca de su límite y que hayan sido protagonistas de algunos de los cortes de suministro más significativos. Un ejemplo de esto ocurrió en marzo de 2008, cuando se perdió la línea Los Olivos – Guía de Isora, lo que produjo la pérdida de 6 MW de mercado afectando a unos 6600 clientes. Otro ocurrió en febrero de 2010, cuando se produjo un cero en la subestación de Icod de los Vinos, con la pérdida de 5 MW de demanda.

Hay que observar que en esta isla la orografía juega un papel determinante en la estructura de la red. Las líneas se distribuyen en un anillo de escaso mallado en torno al Teide y solo tienen cierto mallado en la zona norte, con la consiguiente dificultad de despejar una falta sin interrumpir el suministro que ello conlleva. Este obstáculo natural hace que la única manera de reforzar la red sea a base de repowering de las líneas ya existentes y tendido de nuevas líneas en paralelo de estas, o a base de una generación más distribuida. Los planes de desarrollo hacen pensar más en la primera opción.

Funcionamiento del sistema

Se comentarán las debilidades e ineficiencias del sistema en funcionamiento, para posteriormente justificar las medidas correctoras a aplicar con las nuevas inversiones. Todo esto será apoyado con datos de la realidad, dado que solo se ha simulado un momento. A partir de estos comentarios se estudiarán después las mejoras aplicadas a cada uno de estos factores.

Se comenzará comentando el caso de la zona oeste de la isla, por la ya comentada debilidad de la red en esa zona. Los grupos de turbina de gas de Guía de Isora y Arona se instalaron en sus respectivas subestaciones como grupos electrógenos provisionales como ya se explicó en el apartado de “Cálculo de la generación y la demanda”. Sin embargo estos grupos se ven forzados a entrar en funcionamiento en situaciones de total disponibilidad o de fallo simple para mantener la tensión en esa zona en rangos admisibles. Con esto se incurre en sobrecostos de generación y efectos medioambientales, al tratarse de equipos más pequeños y de menor rendimiento. La consecuencia final es la ya citada prórroga de estos equipos, que sólo podrán ser dados de baja con la sustitución por otros equipos o el refuerzo de las líneas en la zona. Las inversiones van en camino de esta última vía.

Siguiendo la red en sentido antihorario, otro punto importante de la red es Granadilla. Allí se concentra acoplada directamente en torno al 50% de la generación total de la isla. Esto hace al sistema muy vulnerable a un fallo en esta subestación. Las líneas entre Granadilla y Candelaria a su vez podrían verse comprometidas ante una falta y apertura de la línea de 220 kV.

El siguiente punto conflictivo es la subestación de Candelaria. Es el otro punto clave de cara a la generación, produciendo en torno al 34% de la energía consumida. Además confluyen allí las líneas del oeste, sur y norte de Tenerife, por lo que un cero en esta subestación puede aislar zonas o incluso provocar un cero total. Esto ocurrió en dos ocasiones, el 18 de febrero y el 1 de marzo de 2010, provocando en ambas la pérdida total del suministro de la isla. Las líneas que parten de esta subestación y van a Cuesta la Villa y Bueno Aires también son claves. Se aprecia en la simulación cómo funcionan con una carga considerable y su desconexión complicaría la distribución de la demanda.

FUTURAS INVERSIONES EN LA RED DE TENERIFE

Se espera que el archipiélago canario sea receptor de una parte importante de las inversiones de REE para la mejora del sistema, dadas las deficiencias comentadas en comparación con el sistema peninsular. Para ello se utilizarán los datos del Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020 [14].

Zona Oeste

Para intentar continuar, en la medida de lo posible, con el orden establecido en el apartado “Funcionamiento del sistema”, se empieza comentando las actuaciones previstas en la zona oeste de la isla (Fig. 27).



Fig. 27 Detalle de la planificación de la Zona Oeste de Tenerife (fuente Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020)

El proyecto más significativo de todos los que se planean acometer en esta zona, es la interconexión Tenerife – La Gomera mediante un doble circuito submarino en corriente alterna de 15 MVA de capacidad. Éste es una de las razones principales por las que es necesario reforzar la zona oeste de la isla.

Otro importante y relacionado con el anterior es la instalación de líneas de doble circuito Nueva Icod – Chío y Chío – Los Olivos. Además las nuevas subestaciones Nueva Icod (paralela a Icod de los Vinos) y Chío (paralela a Guía de Isora) estarán conectadas con sus paralelas. Con este mallado entre subestaciones se asegura que, ante una desconexión de una de ellas, se puede seguir garantizando el suministro a través de la otra.

También se añadirá la subestación de Los Vallitos, conectada a Los Olivos y Chayofa y provista de dos transformadores 220/66 kV de 125 MVA para su conexión con Granadilla. Por tanto las líneas Granadilla – Los Olivos y Granadilla – Chayofa van a suprimirse para añadir esta línea Granadilla – Los Vallitos a 220 kV.

Con todas estas actuaciones se pretende conseguir mayor estabilidad en la zona oeste y reducir el uso de los grupos de La Palma, Guía de Isora, Arona, e incluso llegar a desmantelar los dos últimos.

Zonas Sur y Sureste

Dada la importancia de la generación de Granadilla, es importante favorecer la evacuación de esa potencia. Para conseguirlo se instalarán nuevas líneas de 220 kV y se aumentará el mallado en ciertos puntos (Fig. 28).

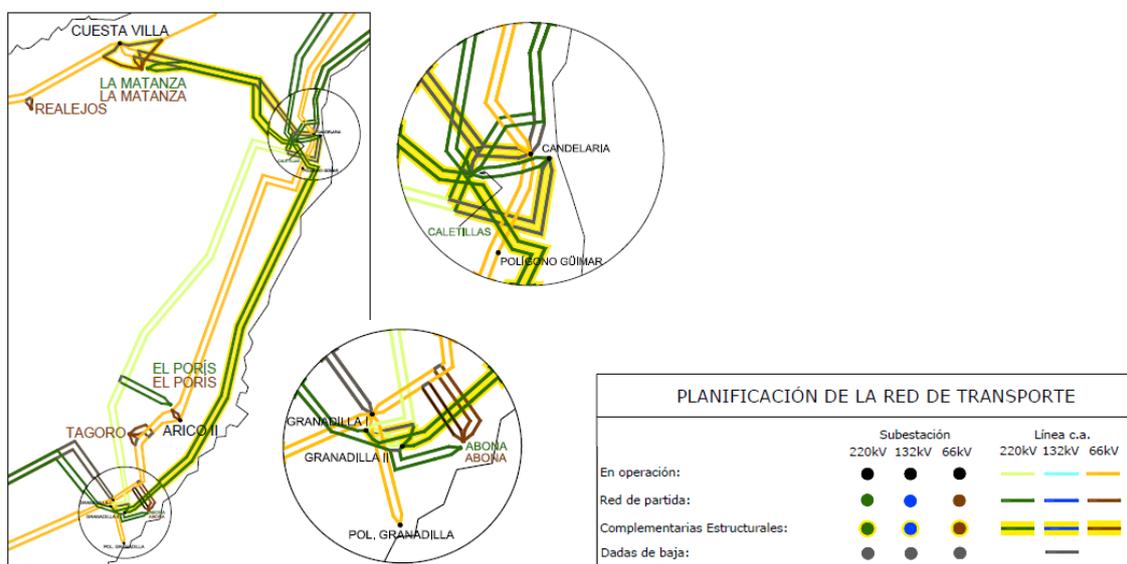


Fig. 28 Detalle de la planificación de la Zona Sur - Sureste de Tenerife (fuente Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020)

En esta zona se plantea la construcción de la nueva subestación de Caletillas, paralela a la de Candelaria, y que pretende evitar esas caídas totales del sistema al evitar que toda la potencia pase por el nudo único de Candelaria. Esto es debido a que ambos nudos son críticos, es decir un fallo en uno provoca perturbaciones críticas en el sistema. Como están eléctricamente muy próximos al estar directamente unidos por un doble circuito robusto, el fallo de uno se propaga al otro y se agrava, como las citadas caídas totales.

La subestación de Granadilla se divide en Granadilla 1 y Granadilla 2 con el mismo objetivo y efecto que la creación de Caletillas. Así entre estas cuatro subestaciones se establece una red mallada a 220 kV y que minimiza la criticidad de Candelaria y la posibilidad de propagación de fallos entre Granadilla y Candelaria.

Tras estas acciones, será necesario también sustituir el eje norte – sur que alimenta las subestaciones de Tagoro, Arico y Polígono de Güimar por líneas de 220 kV para así duplicar la línea ya existente y dar robustez a esta conexión, que se comporta como la columna vertebral del sistema insular. Para darse cuenta de la importancia de robustecer este eje norte-sur se ponen dos casos de manifiesto. El 10 de octubre de 2006 el disparo del doble circuito de 220 kV, provocó la pérdida de suministro a unos 83.000 clientes. En marzo de 2009 la pérdida del eje norte-sur de 66 kV (Candelaria – polígono de Güimar – Arico – Granadilla) provocó la pérdida total de suministro en Tenerife. En 2013 había un riesgo de colapso de tensiones o disparo de líneas en cascada, con la consiguiente pérdida parcial o incluso total de suministro. Según el “Informe anual de cobertura de la demanda en Canarias” (julio 2012-junio 2013) de REE esta situación se daba durante un 86% de las horas del año. Es por ello que esta obra debería ser prioritaria.

Además de estas actuaciones, se pretende extender la red de 220 kV con la adición de dos líneas de doble circuito, Caletillas – El Rosario y Caletillas – La Matanza. También se considera la sustitución de la línea de 66 kV Candelaria – Buenos Aires por una de 220 kV. Como derivaciones de algunas líneas aparecen la conexión de la línea Granadilla – Caletillas con la nueva subestación de El Porís, conectada a su vez con Arico y la de la línea Granadilla – Los Vallitos derivada a Abona, donde se conectará la central térmica, actualmente en Granadilla. Con ello en las subestaciones Granadilla 1 y 2 estarán conectadas las centrales de ciclo combinado y una futura central térmica que REE cifra en 210 MW.

Sería conveniente acompañar estas actualizaciones de las líneas con una renovación del parque de generación. En primer lugar se consideran los desmantelamientos. Dos instalaciones que se encuentran claramente en esta situación son los grupos electrógenos de turbina de gas de las subestaciones de Guía de Isora y Arona. Como ya se ha comentado se instalaron como grupos provisionales hasta 2014 y posteriormente fueron prorrogados hasta 2017. La central de Candelaria es una con más bajas de equipos previstas; los grupos motor diésel por motivos medioambientales, los grupos de vapor por haber cumplido las 20.000 horas de funcionamiento según el Plan Nacional de Reducción de Emisiones, y el grupo de gas según lo establecido en la Planificación de los sectores de gas y electricidad 2008-2016. Si bien es cierto que algunas de estas medidas ya estaban previstas para 2013 e incluso antes, se prorrogaron por motivos técnicos y retraso en el resto de inversiones comentadas antes.

Por otra parte también habrá que considerar la posibilidad de añadir generación en sustitución de estos grupos que se vayan dando de baja. Las propuestas de generación térmica por parte de los agentes se indican en la siguiente tabla (Tabla 11).

Nombre	Nudo	Tensión	Tipo	Potencia (MW)	Fecha de alta
Tenerife					
Ciclo comb. 3 Granadilla	Abona	220	TG1	77	2018
			TG2 y TV	153	2020
Ciclo comb. Candelaria	Caletillas	220	TG1	77	2018
			TG2 y TV	153	2020

Tabla 11. Propuestas de generación de origen térmico por parte de los agentes (fuente Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020)

Se espera necesaria una generación adicional de 150 MW de aquí a 2020, lo que contrasta con la reducción de potencia de origen térmico esperada. Esto se explica porque por otro lado se espera un aumento de la potencia renovable (Fig. 29).

Tenerife. Cobertura de Demanda (b.c.)								
Año	Punta prevista (MW)	Nueva generación necesaria (MW)	Potencia térmica disponible (MW) ⁽¹⁾	Potencia turbina.-bombeo (MW)	Potencia renovable (MW)	Índice de cobertura		LOLE (máximo mensual horas/mes)
						Máximo	Sólo potencia térmica	
2013	542,4		962,0		153,2	1,5	1,8	
2014 (P)	578,2		962,0		179,3	1,5	1,7	< 0,01
2015 (P)	595,0	0	919,3		125,4	1,5	1,5	0,15
2020 (P)	706,6	150	933,3		335,9	1,5	1,3	0,18

⁽¹⁾ Para el análisis de cobertura se utiliza el valor de la potencia neta.

(P): Previsión

Fig. 29 Previsión de la cobertura de demanda para el sistema de Tenerife entre 2013 y 2020 (fuente Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020)

ANÁLISIS DE LA INYECCIÓN DE GENERACIÓN RENOVABLE

En este apartado se estudiará, sobre la solución obtenida con el software PowerWorld Simulator 19, el efecto de la inyección de nueva generación como posible mejora del sistema. Para ello se considerará una nueva instalación de generación fotovoltaica en los alrededores de Granadilla. El motivo de elegir fotovoltaica y esa zona es la alta irradiación en la parte sur de la isla y la criticidad y potencia de evacuación de dicho nudo.

Para obtener los valores a introducir en la simulación, se tienen datos de un conjunto seguidor de 10 kWp + inversor con MPPT SunnyBoy de 10 kVA [21]. Para este equipo se calcula la potencia entregada para cada hora durante un año a partir del software iHOGA. De este modo, para calcular la potencia generada por la instalación completa basta con considerar que se instalan unidades de seguimiento semejantes hasta alcanzar la potencia pico deseada. Para el momento de la simulación, 13:40 del 10 de agosto, se produce una potencia de 8766,7 W interpolando entre las 13:00 y las 14:00.

Simulación

Como los datos son de la zona de Granadilla, se considerará que la generación se inyecta en ese nudo. Para ello se modela como un nuevo generador directamente en ese nudo sin líneas de transporte intermedias. Se plantea instalar una inyección de 20 MWp, lo que se traduce para el momento de la simulación en 17,53 MW. Al inyectar en ese nudo, lo más fácil para seguir teniendo una red estable sería desconectar esa potencia de las centrales conectadas al mismo nudo. Retomando los valores en la tabla 8 se observa que en la central térmica se generaban 109,99 MW con turbina de vapor y 10,72 MW con motor diésel. El punto de funcionamiento del ciclo combinado se decide no modificarlo. Si nos fijamos en la central de Candelaria tiene una generación con motor diésel de 6,65 MW. Por tanto la potencia total generada con este tipo de tecnología es de 17,38 MW, prácticamente idéntica a la añadida por la fotovoltaica. En consecuencia para la simulación se opta por eliminar la generación diésel en Granadilla. Tras esto se obtiene la siguiente solución (Fig. 34).



Fig. 30 Adición de la nueva generación fotovoltaica y eliminación de los grupos diésel en Granadilla (fuente propia)

Tras realizar esta modificación, se comprueba la potencia en Candelaria y se observa que se reduce 6,17 MW. La parte de motor diésel era de 6,65 MW así que dejar los motores funcionando a solo 0,48 MW es imposible, ya que su límite técnico está en 4,58 MW [22]. En la realidad se habrían desconectado los grupos diésel y esa mínima diferencia la habrían aportado las turbinas de gas (la turbina de vapor ya funcionaba casi al 100%). Se comprueban las tensiones de nudo para ver que siguen en los límites aceptables (Fig. 35).

▲	Name	Area Name	Nom kV	PU Volt	Volt (kV)	Angle (Deg)
1	Granadilla	1	66,00	1,01000	66,660	-2,33
2	Tagoro	1	66,00	1,03433	68,266	-3,27
3	Arico	1	66,00	1,03655	68,412	-3,92
4	Polígono de Güimar	1	66,00	1,06649	70,389	-9,54
5	Candelaria	1	66,00	1,08000	71,280	-10,47
6	Buenos Aires	1	66,00	1,01132	66,747	-15,48
7	Dique del Este	1	66,00	1,00042	66,028	-15,93
8	Manuel Cruz	1	66,00	0,99587	65,727	-16,34
9	Guajara	1	66,00	1,00784	66,517	-15,64
10	Geneto	1	66,00	1,01073	66,708	-15,43
11	Tacoronte	1	66,00	0,99894	65,930	-15,36
12	Cuesta de la Villa	1	66,00	1,01485	66,980	-13,65
13	Realejos	1	66,00	0,99138	65,431	-14,65
14	Icod de los Vinos	1	66,00	0,98417	64,955	-13,79
15	Guía de Isora	1	66,00	1,00043	66,028	-8,56
16	Los Olivos	1	66,00	0,98834	65,231	-5,94
17	Chayofa	1	66,00	0,98787	65,200	-5,43
18	Arona	1	66,00	0,98780	65,195	-4,96
19	Polígono de Granadilla	1	66,00	1,01018	66,672	-2,32
20	20	1	220,00	0,99651	219,233	-6,10
21	21	1	220,00	0,95960	211,112	-7,43

Fig. 31 Tensiones de nudo al añadir la generación fotovoltaica (fuente propia)

CONCLUSIONES

La generación fotovoltaica puede ser una opción para aumentar la eficiencia de este sistema sin grandes inversiones. En una instalación similar a la simulada, podría servir para reducir el consumo de combustible de la generación en su misma subestación durante el día. Ese consumo podría reducirse de la parte de generación a base de grupos como turbinas de gas, los más rápidos y flexibles [22], y por tanto los más apropiados para asociarse con la fotovoltaica.

Uno de los problemas que podría provocar esta instalación es complicar el control de una red que ya se ha indicado como inestable. La generación fotovoltaica es poco gestionable al depender de la irradiación. La curva de generación puede ser predecible por la época, la hora del día y la temperatura. Sin embargo los sombreamientos, aparte de los fallos, pueden provocar variaciones bruscas de la producción. Como ya se ha indicado en el párrafo anterior, los grupos rápidos a los que sustituye la generación fotovoltaica podrían absorber estas variaciones. Para mayores penetraciones de fotovoltaica este funcionamiento podría no ser suficiente, y habría que combinar estas medidas con los citados refuerzos del sistema.

Otro de los problemas podría venir de la generación de reactiva. Se puede apreciar que respecto a la solución anterior, el factor de potencia del generador de Candelaria ha disminuido (de 0,92 a 0,91). Puede parecer una variación ligera, pero penetraciones más altas de renovable aumentarían este efecto. Además la generación de Granadilla está más cerca de su límite de reactiva, por lo que los aumentos serán aportados por Candelaria. Los generadores síncronos doblemente alimentados como los utilizados en centrales térmicas, permiten factores de potencia menores que las instalaciones fotovoltaicas, que a menudo funcionan incluso con factor de potencia igual a la unidad. Si este defecto de reactiva fuera un inconveniente para el control de tensión, podría ser necesario añadir sistemas SVC, generadores síncronos o baterías de condensadores en las subestaciones con problemas.

Por supuesto para sacar verdaderas conclusiones del trabajo, habría que simular al menos un día completo con los valores diezminutales de REE. No se ha llegado a tal profundidad de estudio por el trabajo que conllevaría. Tampoco se sabe cómo se repartía la generación en aquel momento en la realidad, por lo que no se sabe cómo sería la variación de cada equipo entre momentos.

En general la falta de información ha dificultado un estudio más exhaustivo. Sin embargo, se puede deducir del conjunto de los estudios propios y ajenos, la ineficiencia y debilidad del sistema eléctrico de Tenerife, e incluso de Canarias en general. Algunas de las posibles razones para esto pueden ser el rápido crecimiento de la población insular y del turismo, las bajas inversiones en los últimos años o la falta de recursos naturales. Esto ha dado lugar a una red que se está quedando justa y una generación a base de pequeños grupos que funcionan con gasoil y fueloil.

FUENTES CONSULTADAS

- [1]. Google Earth (<https://earth.google.com/web/>)
- [2]. Catálogo General 2009. IMEDEXSA
- [3]. Apoyos normalizados para líneas eléctricas. Series Tejo, Arce, Drago, Haya y Olmo. MADE Torres
- [4]. Catálogo Electrificación 2016. JOVIR
- [5]. Catálogo General. FAMMSA
- [6]. Apoyos metálicos de celosía para transporte y distribución de energía eléctrica, serie gemas. Jiménez Belinchón S.A.
- [7]. Anuario Energético de Canarias 2015
- [8]. Series estadísticas nacionales de REE (<http://www.ree.es/es/estadisticas-del-sistema-electrico-espanol/series-estadisticas/series-estadisticas-nacionales>)
- [9]. Análisis de Sistemas de Potencia. J.J. Grainger, Jr. Stevenson. Editorial McGraw-Hill. 1996. ISBN: 9789701009086
- [10]. Sistemas de Potencia, Análisis y Diseño. J. D. Glover, M. S. Sarma. Editorial Cengage Learning. 2003. ISBN: 9706862919
- [11]. Soluciones para Media Tensión, cables y accesorios 2016. PRYSMIAN
- [12]. Datos de Canarias de REE (<http://www.ree.es/es/actividades/sistema-electrico-canario/red-de-transporte>)
- [13]. Conductores ACSR/AW. CENTELSA
- [14]. Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020
- [15]. Banco de Datos de Tenerife (<http://www.tenerife.es/bancondatos/>)
- [16]. Planificación electricidad y gas, desarrollo 2002-2011 Anexo II (Capítulo 8) (<http://www.minetad.gob.es/energia/planificacion/Planificacionelectricidadygas/desarrollo2002-2011/Planificacion/AnexoIIExtrapeninsulares.pdf>)
- [17]. Sistemas eléctricos de gran potencia. B.M. Weedy

- [18]. Disposición 17976 del BOE núm. 283 de 2010
(<https://www.boe.es/boe/dias/2010/11/23/pdfs/BOE-A-2010-17976.pdf>)
- [19]. Compensación de reactiva en eólica
(http://www.sotaventogalicia.com/recursos/custom/area_tecnica/proyectos/reactiva/esp/docs/doc_001.pdf)
- [20]. Disposición 20053 del BOE núm. 198
- [21]. Datos del inversor Sunny Boy (<https://autosolar.es/pdf/Sunny-Boy-3000TL-3600TL-4000TL-5000TL.pdf>)
- [22]. Disposición 8646 del BOE núm. 183 de 2015 (pág. 118
http://www.ree.es/sites/default/files/rd_738_2015_snp_0.pdf)