

Estudio sobre las interconexiones de los sistemas eléctricos de las Islas Canarias

Jacob David Rodríguez Bordón
Ingeniería Industrial (Plan 2001). Intensificación: Electricidad

Tutor: José Fernando Medina Padrón
Cotutor: José Manuel García Muñoz

25 noviembre de 2011

1 Presentación

2 Estado de la técnica

- El sistema eléctrico
- Papel de las interconexiones
- Formas de transporte de potencia
- Instalaciones de cables submarinos de energía eléctrica

3 Islas Canarias

- Entorno
- Zonas de interconexión
- Zona de interconexión oriental
- Zona de interconexión provincial
- Zona de interconexión occidental

4 Conclusiones

- Hoja de ruta de propuestas definitivas
- Líneas futuras

1 Presentación

2 Estado de la técnica

- El sistema eléctrico
- Papel de las interconexiones
- Formas de transporte de potencia
- Instalaciones de cables submarinos de energía eléctrica

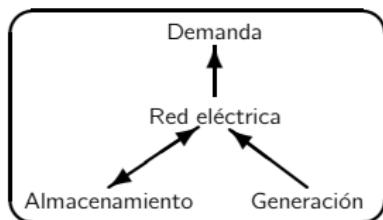
3 Islas Canarias

- Entorno
- Zonas de interconexión
- Zona de interconexión oriental
- Zona de interconexión provincial
- Zona de interconexión occidental

4 Conclusiones

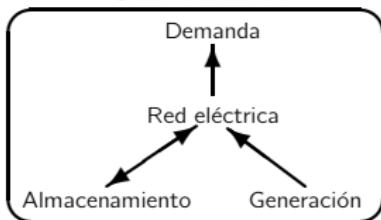
- Hoja de ruta de propuestas definitivas
- Líneas futuras

Motivación

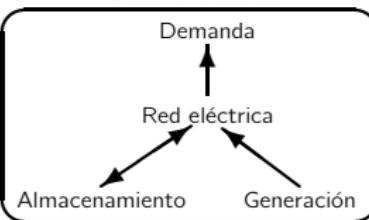


Motivación

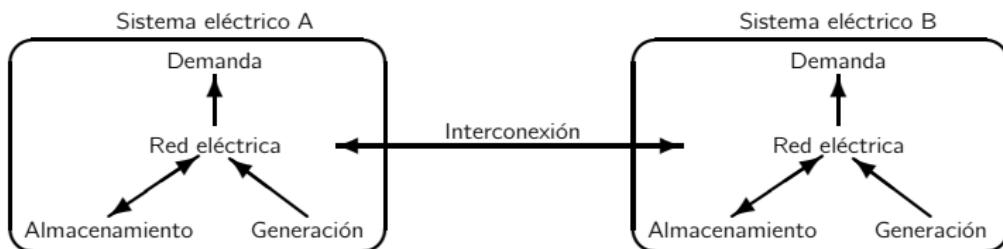
Sistema eléctrico A



Sistema eléctrico B



Motivación



- Aumento de consumidores y generadores presentes.
 - Sistemas eléctricos aislados y pequeños.
 - Interconexión submarina en aguas profundas.

Objetivos

- Examen de las posibilidades técnicas.
- Evaluación de la mejoría.
- Estudiar la posibilidad de proponer soluciones viables.

1 Presentación

2 Estado de la técnica

- El sistema eléctrico
- Papel de las interconexiones
- Formas de transporte de potencia
- Instalaciones de cables submarinos de energía eléctrica

3 Islas Canarias

- Entorno
- Zonas de interconexión
- Zona de interconexión oriental
- Zona de interconexión provincial
- Zona de interconexión occidental

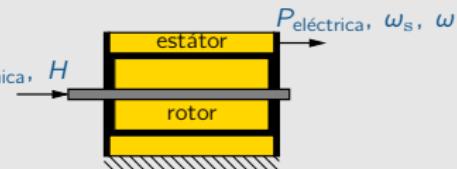
4 Conclusiones

- Hoja de ruta de propuestas definitivas
- Líneas futuras

Necesidad de equilibrio demanda - generación

Ecuación dinámica de la máquina eléctrica síncrona (generador)

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{\omega_s}{2H} (P_{\text{mecánica}} - P_{\text{eléctrica}})$$



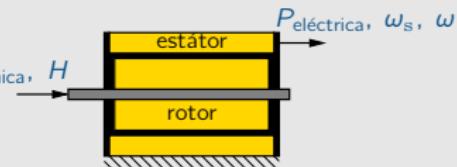
Donde:

- ω , velocidad angular eléctrica, y ω_s síncrona, en $\frac{\text{rad}}{\text{s}}$.
- t , tiempo, en s .
- H , constante de inercia del grupo referida a la potencia aparente nominal de la máquina síncrona, en s .
- $P_{\text{mecánica}}$, potencia mecánica generada por la máquina motriz en el eje, en pu .
- $P_{\text{eléctrica}}$, potencia eléctrica demandada en bornes de la máquina síncrona más pérdidas, en pu .

Necesidad de equilibrio demanda - generación

Ecuación dinámica de la máquina eléctrica síncrona (generador)

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{\omega_s}{2H} (P_{\text{mecánica}} - P_{\text{eléctrica}})$$



Donde:

- ω , velocidad angular eléctrica, y ω_s síncrona, en $\frac{\text{rad}}{\text{s}}$.
- t , tiempo, en s .
- H , constante de inercia del grupo referida a la potencia aparente nominal de la máquina síncrona, en s .
- $P_{\text{mecánica}}$, potencia mecánica generada por la máquina motriz en el eje, en pu .
- $P_{\text{eléctrica}}$, potencia eléctrica demandada en bornes de la máquina síncrona más pérdidas, en pu .

Para el sistema eléctrico: $\omega \in \omega_s \pm \Delta\omega_{\text{tolerable}} \Rightarrow P_{\text{generación}} \approx P_{\text{demanda}}, \forall t$

Necesidad de equilibrio demanda - generación

- $P_{\text{generación}}$ y P_{demanda} son predecibles, pero estocásticas.
- Deben existir medidas de gestión de la potencia activa en el lado generador y consumidor.
- En la actualidad, las medidas que se tienen son:
 - Lado generador: **reservas de potencia** a subir y bajar.
 - Lado consumidor: **deslastres de cargas** zonal.
- El ajuste de estas medidas atiende a criterios coste - riesgo.

Incremento en el número de consumidores y generadores

Efectos sobre la ecuación dinámica

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{\omega_s}{2H} (P_{\text{generación}} - P_{\text{demanda}})$$

- $(P_{\text{generación}} - P_{\text{demanda}})$ menores.
- Mayor inercia rotatoria.
- Pendientes de caída de la pulsación $\frac{d\omega}{dt}$ menores.

Incremento en el número de consumidores y generadores

Efectos sobre la ecuación dinámica

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{\omega_s}{2H} (P_{\text{generación}} - P_{\text{demanda}})$$

- $(P_{\text{generación}} - P_{\text{demanda}})$ menores.
- Mayor inercia rotatoria.
- Pendientes de caída de la pulsación $\frac{d\omega}{dt}$ menores.

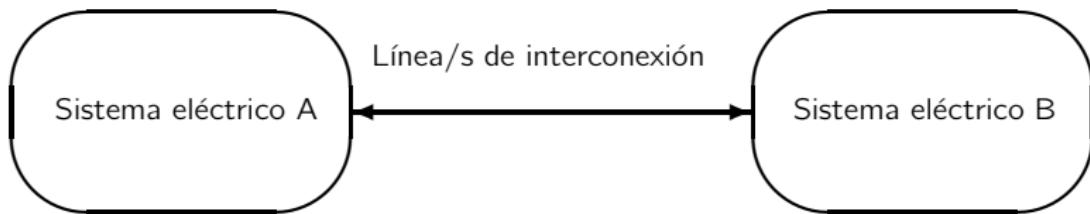
Efectos sobre la gestión de la potencia activa

- Disminución de las necesidades de reserva de potencia.
- Disminución de los deslastres de carga.

Beneficios

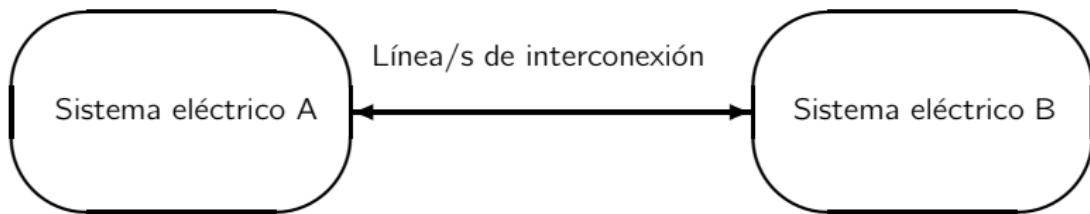
- Aumento en la seguridad del suministro.
- Economía y eficiencia.
- Diversificación del suministro.
- Mercado eléctrico competitivo.
- Explotación de regiones de potencial generador.
- Medioambientales.

Tecnologías



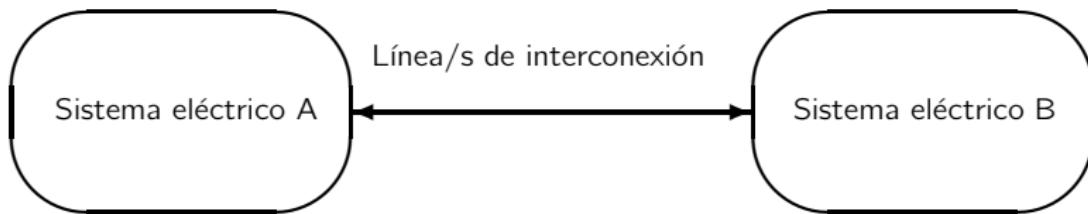
- Corriente alterna (HVAC, High Voltage Altern Current)
- Corriente continua (HVDC, High Voltage Direct Current)

Tecnologías



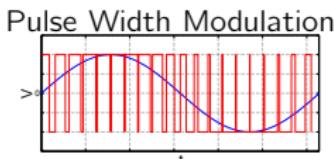
- Corriente alterna (HVAC, High Voltage Altern Current)
- Corriente continua (HVDC, High Voltage Direct Current)
 - Tecnología LCC (Line Commutated Conversion)
 - Tecnología VSC (Voltage Source Conversion)

Tecnologías

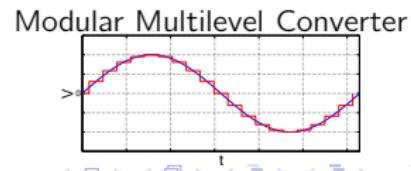


- Corriente alterna (HVAC, High Voltage Altern Current)
- Corriente continua (HVDC, High Voltage Direct Current)
 - Tecnología LCC (Line Commutated Conversion)
 - Tecnología VSC (Voltage Source Conversion):

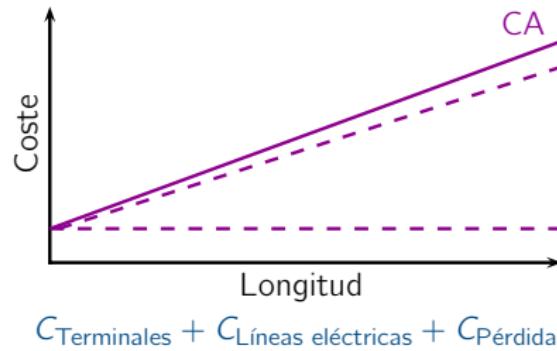
PWM



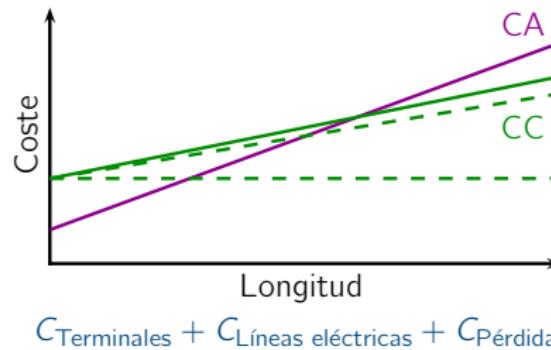
MMC



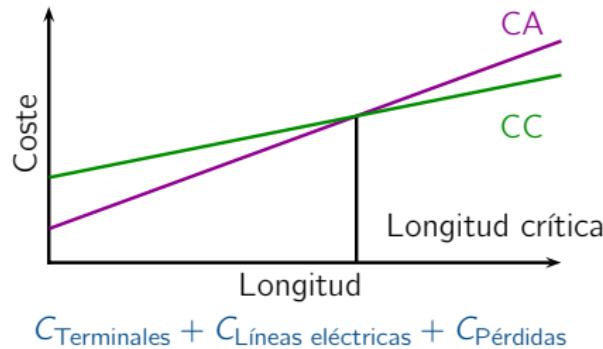
Comparación entre líneas en CA y CC: costes



Comparación entre líneas en CA y CC: costes



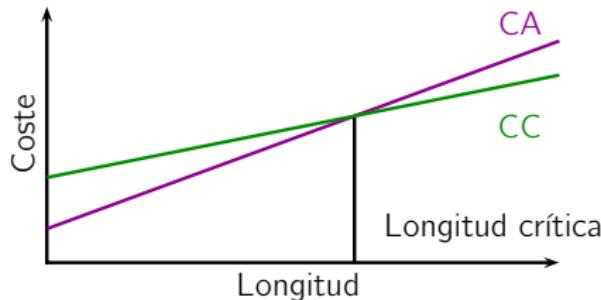
Comparación entre líneas en CA y CC: costes



Longitudes críticas

- Líneas aéreas, 600-800 kilómetros.
- Líneas subterráneas, 200-300 kilómetros.
- Líneas submarinas, 100-150 kilómetros.

Comparación entre líneas en CA y CC: costes



Longitudes críticas

- Líneas aéreas, 600-800 kilómetros.
- Líneas subterráneas, 200-300 kilómetros.
- **Líneas submarinas, 100-150 kilómetros.**

Comparación entre tecnologías

Aspecto	HVAC	HVDC LCC	HVDC VSC-PWM	HVDC VSC-MMC
Estado tecnológico	Maduro	Maduro	Consolidación	Comienzo
Terminales	Poco espacio	Mucho espacio	Menor que LCC	Menor que LCC
Líneas	$3(+1)$ conductores	≤ 2 conductores	2 conductores	2 conductores
P. reactiva	Depende	55-60 % P	Controlable	Controlable
Compensación	Depende	Sí	No	No
Armónicos	No	Sí	Sí, menor que LCC	Sí, menor que LCC
Pérdidas	Depende	Conversión 0.8 %	Conversión 1.6 %	Conversión 1.5 %

Comparación entre tecnologías

Consecuencias de interconexión mediante HVAC

- Aumento de las potencias de cortocircuito.
- Sincronismo entre sistemas, se comparten inercias de manera directa.
- El flujo de potencia resultante es consecuencia directa del balance en cada sistema.

Comparación entre tecnologías

Consecuencias de interconexión mediante HVDC LCC

- No hay incremento de las potencias de cortocircuito. Es más, se requiere una potencia de cortocircuito mínima:

$$ESCR = \frac{S_{\text{cortocircuito}} [\text{MVA}] - S_{\text{condensadores}} [\text{MVAr}] - S_{\text{filtros}} [\text{MVAr}]}{P_{\text{sistema HVDC}} [\text{MW}]} > 2$$

- Asincronía entre sistemas. Además, se requiere una inercia mínima en cada sistema:

$$H_{\text{CC}} = \frac{J_{\text{total sistema}} [\text{MW} \cdot \text{s}]}{P_{\text{sistema HVDC}} [\text{MW}]} > 2 [\text{s}]$$

- Normalmente operan consignándose una potencia P de intercambio entre sistemas. Sin embargo, ante desequilibrios en alguno de los sistemas, se puede modular P simulando un control primario $f - P$.

Comparación entre tecnologías

Consecuencias de interconexión mediante HVDC VSC

- No hay requerimientos de potencia de cortocircuito en los nudos de conexión.
- Asincronía entre sistemas.
- Dos modos de operación: consignando P de intercambio, o control de frecuencia.

Evolución

Hitos más importantes

- \sim 1900, primeros cables submarinos de energía eléctrica.
- \sim 1960, primeros cables submarinos de energía eléctrica HVDC, $d \sim 500$ m.
- \sim 1980, programa de desarrollo HDWCP de cables submarinos de energía eléctrica para aguas muy profundas, $d \sim 2000$ m.
- \sim 1990, primeros cables submarinos de energía eléctrica para aguas $d \sim 800$ m.
- \sim 2000, cables submarinos de energía eléctrica para aguas $d \sim 1000$ m.
- \sim 2010, estado actual, $d \sim 1600$ m.
- \sim 2020, límite previsto por los principales fabricantes, $d \sim 2000$ m.

Evolución

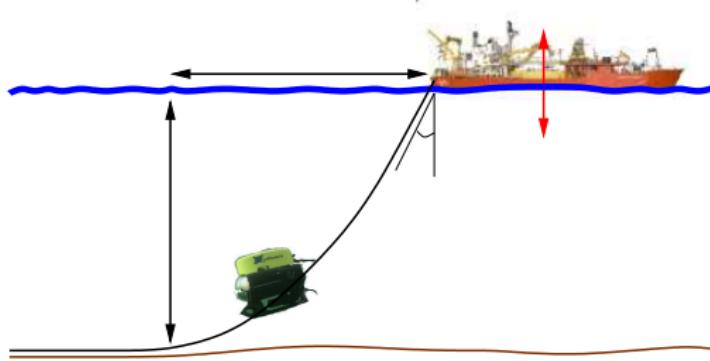
Hitos más importantes

- \sim 1900, primeros cables submarinos de energía eléctrica.
- \sim 1960, primeros cables submarinos de energía eléctrica HVDC, $d \sim 500$ m.
- \sim 1980, programa de desarrollo HDWCP de cables submarinos de energía eléctrica para aguas muy profundas, $d \sim 2000$ m.
- \sim 1990, primeros cables submarinos de energía eléctrica para aguas $d \sim 800$ m.
- \sim 2000, cables submarinos de energía eléctrica para aguas $d \sim 1000$ m.
- \sim 2010, estado actual, $d \sim 1600$ m.
- \sim 2020, límite previsto por los principales fabricantes, $d \sim 2000$ m.

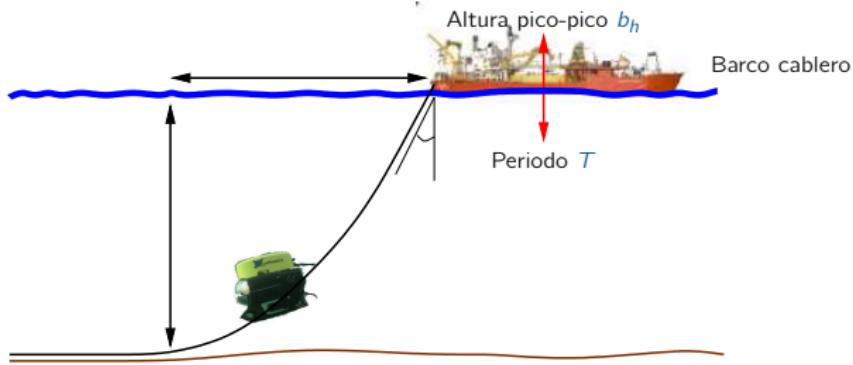
Dificultades

- Fiabilidad y vida útil del aislamiento eléctrico.
- Equipo de instalación *versus* diseño mecánico del cable.

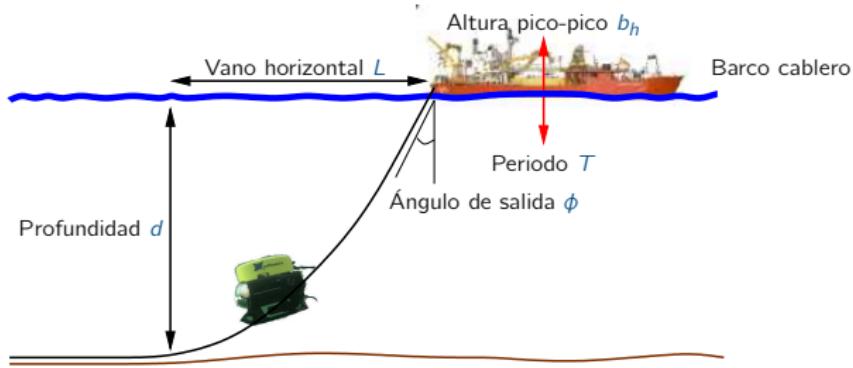
Tendido de cables submarinos de energía eléctrica



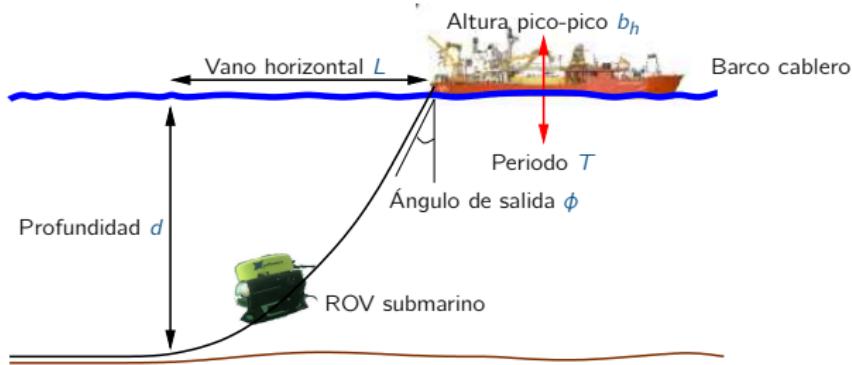
Tendido de cables submarinos de energía eléctrica



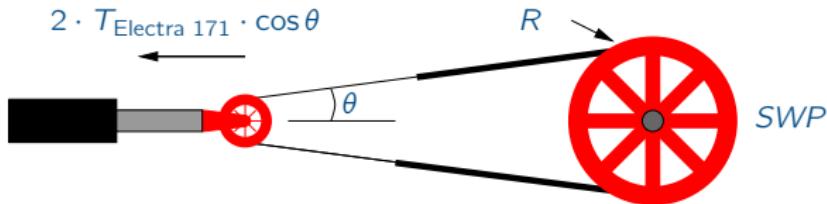
Tendido de cables submarinos de energía eléctrica



Tendido de cables submarinos de energía eléctrica



Recomendación Cigré - Electra No. 171, 1997



Fuerza a aplicar en el ensayo

$$T_{\text{Electra 171}} = 1,3 \cdot d \cdot P_{\text{cable en agua}} + 0,2 \cdot d_1 \cdot P_{\text{cable en agua}} + 1,2 \cdot m \cdot d \cdot \frac{b_h}{2} \left(\frac{2\pi}{T} \right)^2 \text{ [N]}$$

Donde $d_1 \geq 200$ [m]. Usando las ecuaciones analíticas se comprueba que en el ensayo se ha supuesto $\phi \sim 18^\circ$.

Diseño de los cables submarinos de energía eléctrica

Elementos

- Conductor principal
- Sistema de aislamiento
- Cubiertas de protección
- Armadura
- Cubiertas exteriores

Aspectos de diseño

- Estructura del cable
- Mecánico
- Eléctrico
- Térmico

1 Presentación

2 Estado de la técnica

- El sistema eléctrico
- Papel de las interconexiones
- Formas de transporte de potencia
- Instalaciones de cables submarinos de energía eléctrica

3 Islas Canarias

- Entorno
- Zonas de interconexión
- Zona de interconexión oriental
- Zona de interconexión provincial
- Zona de interconexión occidental

4 Conclusiones

- Hoja de ruta de propuestas definitivas
- Líneas futuras

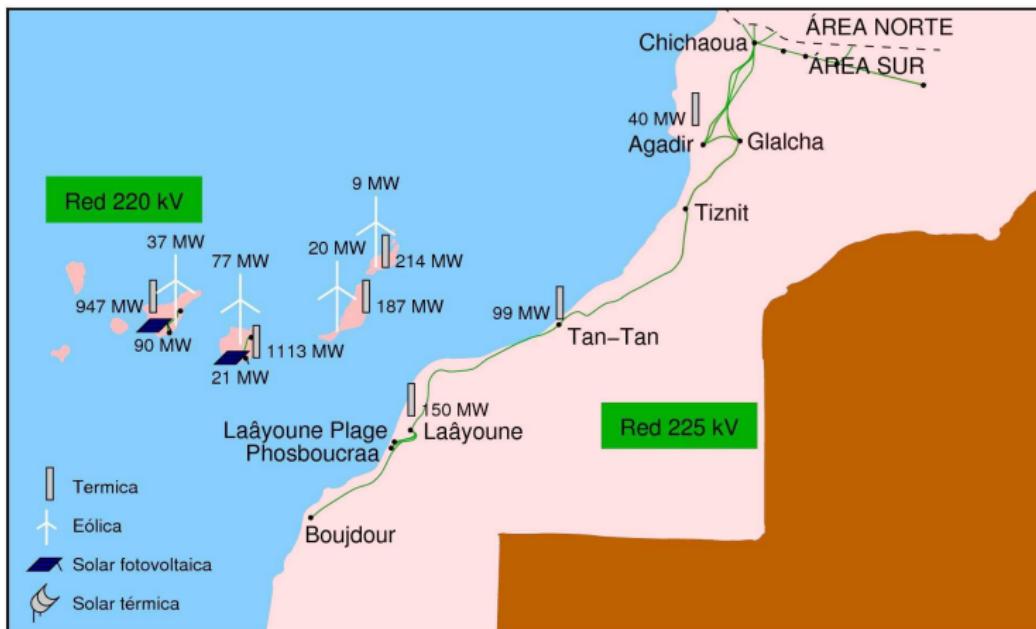
La energía eléctrica en las Islas Canarias

- Sistemas eléctricos aislados y relativamente pequeños.
- Poca diversidad de tecnologías en el parque generador.
- Dependencia casi exclusiva del petróleo. En 2010, éste cubrió el 92.3 % de la demanda.
- Conlleva sobrecostes con respecto al sistema peninsular. En 2010, el precio medio de la generación en Canarias fue de 130-180 €/MWh frente a los 46 €/MWh del sistema peninsular.

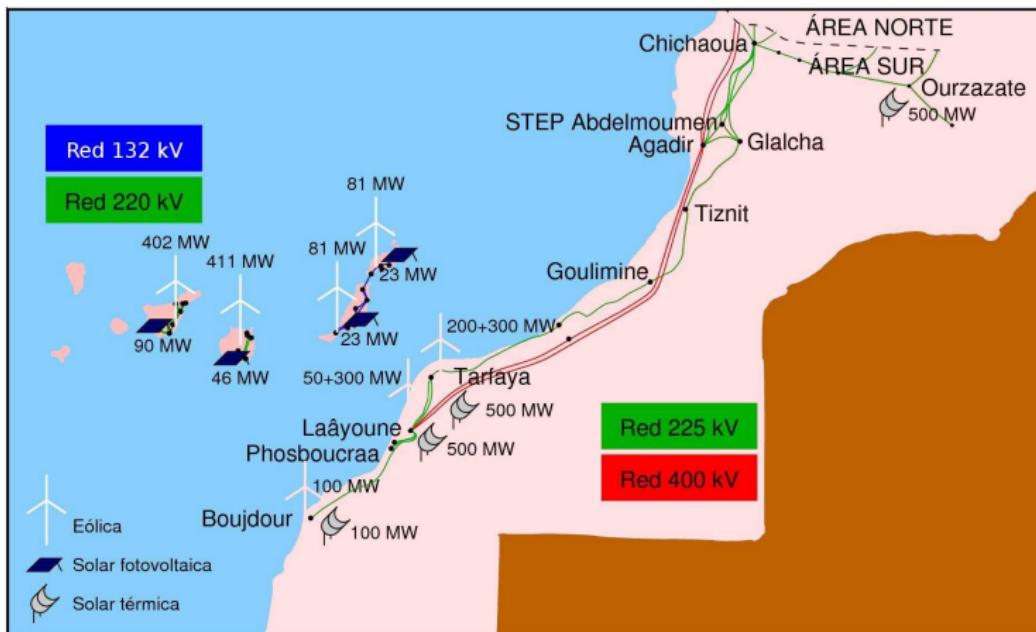
Características del entorno

- Dificultades para establecer interconexiones.
- Actualmente, la zona continental más cercana, el sur de Marruecos, está subdesarrollada energéticamente.
- Sin embargo, se tiene un plan ambicioso de desarrollo:
 - Parques eólicos (950 MW).
 - Plantas solares termoeléctricas (1100 MW).
 - Sistemas de almacenamiento por bombeo hidráulico disponibles (Afourer 975 MW, Abdelmoumen 380 MW)
- No se puede ignorar una futura interconexión con Marruecos.

Características de su entorno



Características de su entorno



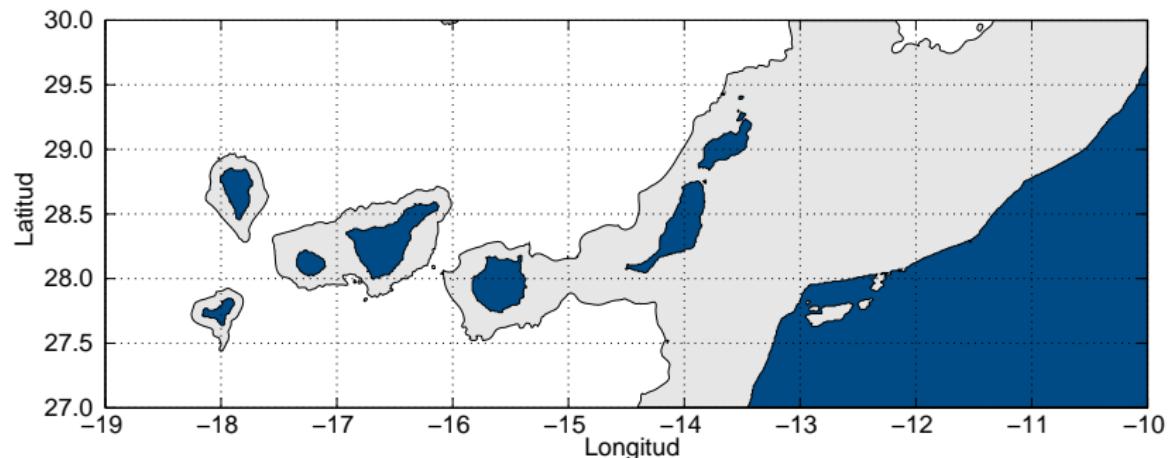
Características de su entorno



Batimetría general

Establecimiento de las zonas

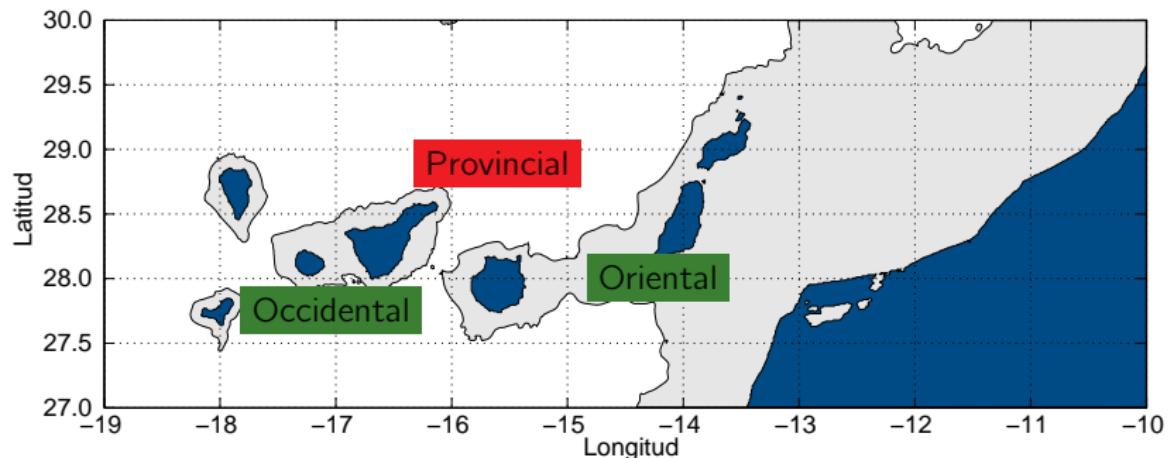
- Fuente de la batimetría digital: GEBCO. Herramienta de procesado: MATLAB.
- Según previsiones de los fabricantes, el límite técnico-económico en 2020 será $d \sim 2000$ m.



Batimetría general

Establecimiento de las zonas

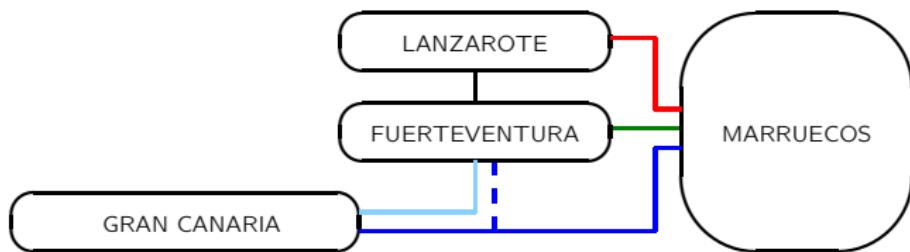
- Fuente de la batimetría digital: GEBCO. Herramienta de procesado: MATLAB.
 - Según previsiones de los fabricantes, el límite técnico-económico en 2020 será $d \sim 2000$ m.



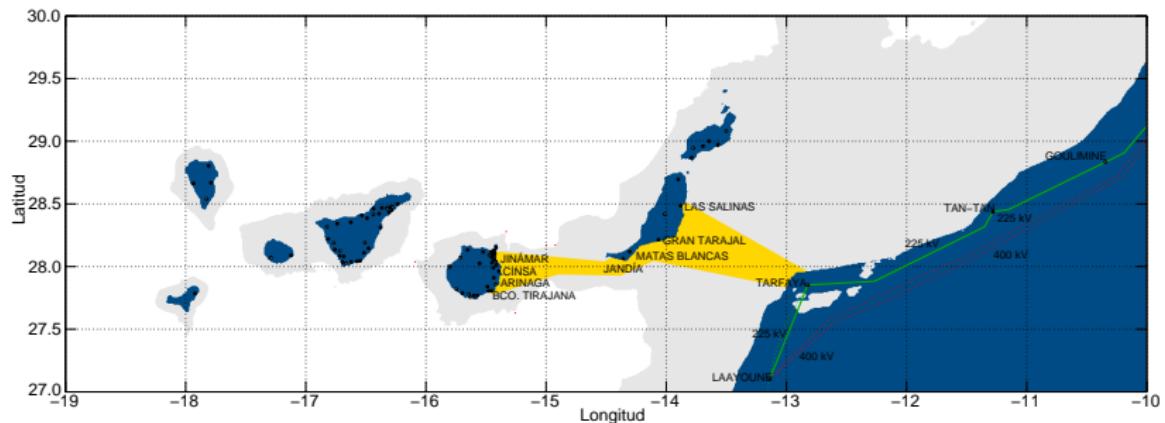
Aspectos a estudiar en cada zona

- Puntos de interconexión y topologías.
- Trazados submarinos y sus perfiles longitudinales.
- Establecimiento de propuestas definiendo:
 - Potencias de transporte.
 - Formas de transporte.
 - Prediseño de los cables submarinos.
- Evaluación de las mejoras.

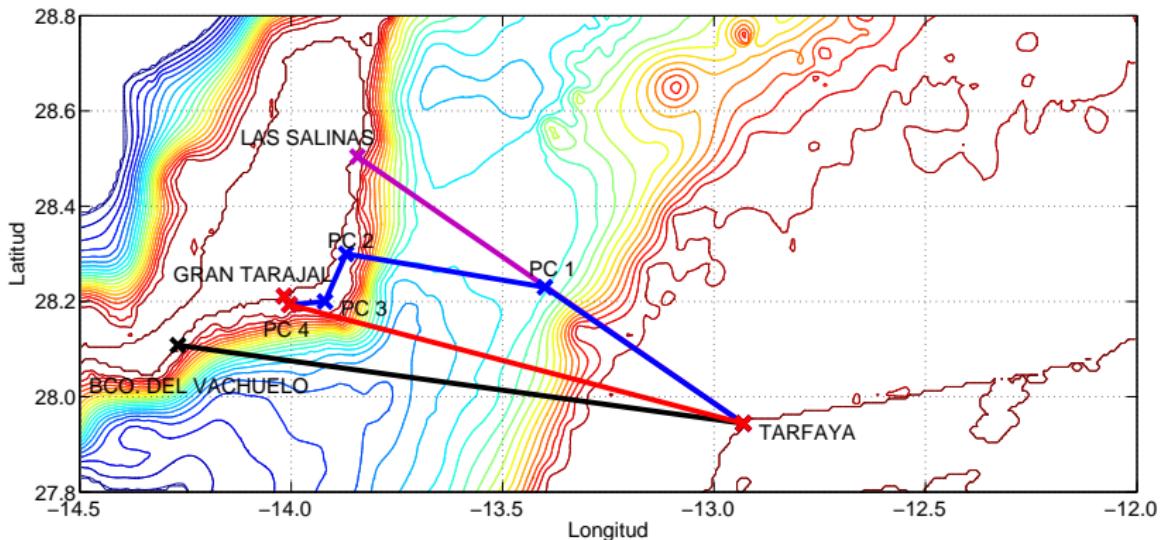
Puntos de interconexión y topologías



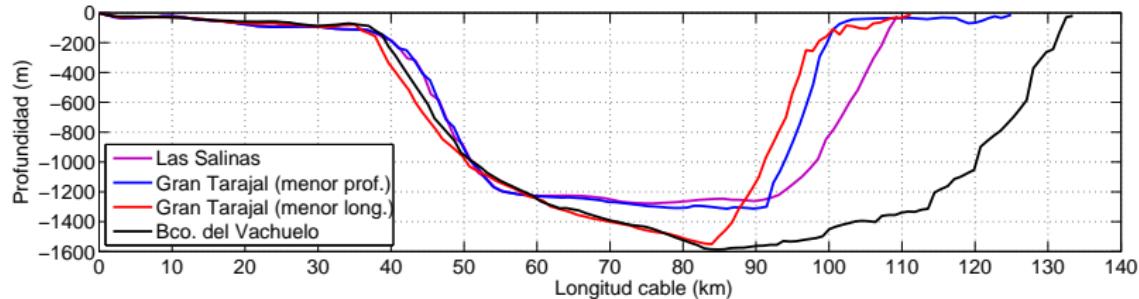
Puntos de interconexión y topologías



Trazados submarinos: Marruecos - Fuerteventura

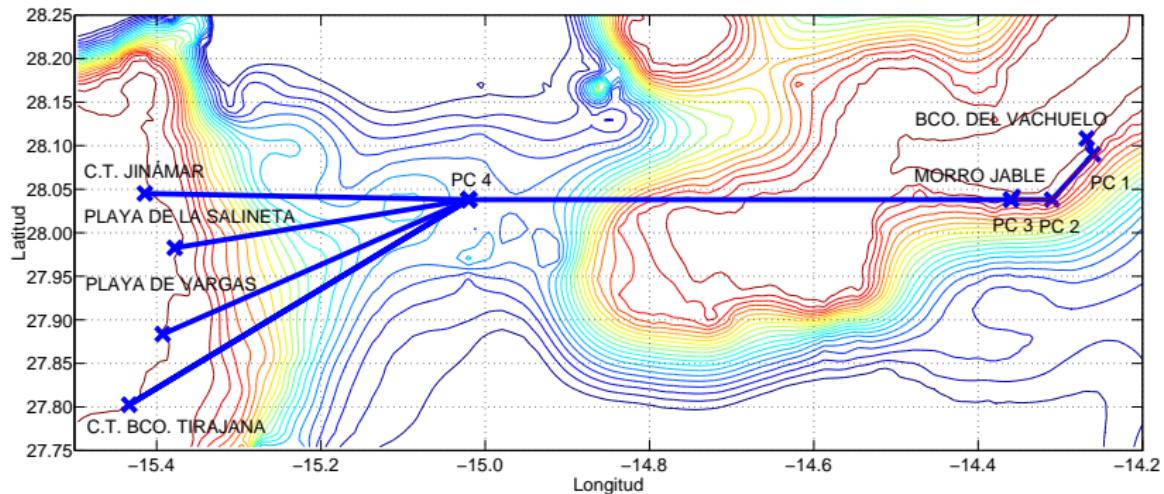


Perfiles longitudinales: Marruecos - Fuerteventura



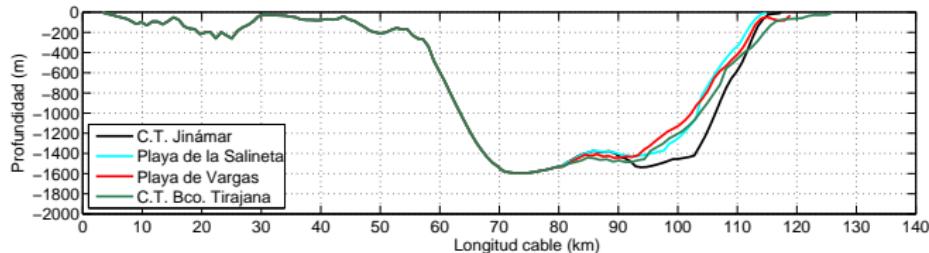
Trazado	Longitud (km)	Profundidad máx. (m)
Tarfaya - Las Salinas	110	1278
Tarfaya - Gran Tarajal (menor prof.)	129	1281
Tarfaya - Gran Tarajal (menor long.)	111	1550
Tarfaya - Bco. Vachuelo	133	1586

Trazados submarinos: Fuerteventura - Gran Canaria

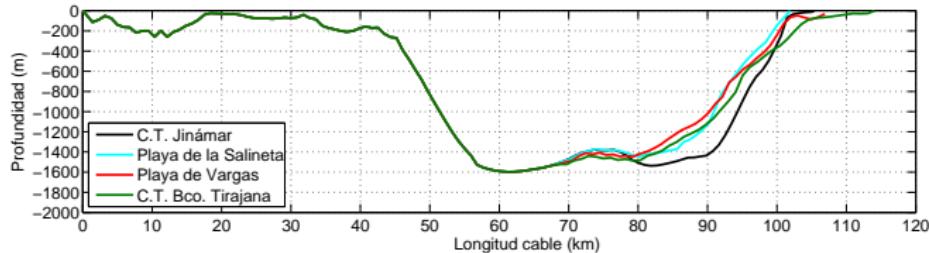


Perfiles longitudinales: Fuerteventura - Gran Canaria

Desde Matas Blancas:



Desde Jandía:



Perfiles longitudinales: Fuerteventura - Gran Canaria

Trazado	Longitud (km)	Profundidad máx. (m)
Bco. Vachuelo - C.T. Jinámar	118	1597
Bco. Vachuelo - P. Salinetas	115	1597
Bco. Vachuelo - P. Vargas	119	1597
Bco. Vachuelo - C.T. Bco. Tirajana	127	1597

Trazado	Longitud (km)	Profundidad máx. (m)
Morro Jable - C.T. Jinámar	106	1597
Morro Jable - P. Salinetas	103	1597
Morro Jable - P. Vargas	107	1597
Morro Jable - C.T. Bco. Tirajana	115	1597

Propuestas: trazados óptimos

Para las interconexiones separadas Marruecos - Fuerteventura y Fuerteventura

- Gran Canaria:

Trazado	Longitud (km)	Profundidad máx. (m)
Tarfaya - Las Salinas	110	1278
Morro Jable - C.T. Jinámar	106	1597

Para la interconexión Marruecos - (Fuerteventura) - Gran Canaria:

Trazado	Longitud (km)	Prof. máx. (m)
Tarfaya - C.T. Bco. Tirajana	260	1597
Tarfaya - Morro Jable - C.T. Bco. Tirajana	145+115	1597

Propuestas: potencias y formas de transporte

Para las interconexiones separadas Marruecos - Fuerteventura y Fuerteventura

- Gran Canaria:

Trazado	Potencia (MW)	Forma transporte
Tarfaya - Las Salinas	> 20	HVAC/HVDC
Morro Jable - C.T. Jinámar	> 20	HVAC/HVDC

Para la interconexión Marruecos - (Fuerteventura) - Gran Canaria:

Trazado	Potencia (MW)	Forma transporte
Tarfaya - C.T. Bco. Tirajana	> 80	HVDC LCC
Tarfaya - Morro Jable - C.T. Bco. Tirajana	> 20, > 80	HVDC LCC

Propuestas: potencias y formas de transporte

Para las interconexiones separadas Marruecos - Fuerteventura y Fuerteventura

- Gran Canaria:

Trazado	Potencia máxima HVDC LCC (MW)
Tarfaya - Las Salinas	< 570 - < 90
Morro Jable - C.T. Jinámar	< 80 - < 300

Para la interconexión Marruecos - (Fuerteventura) - Gran Canaria:

Trazado	Potencia máxima HVDC LCC (MW)
Tarfaya - C.T. Bco. Tirajana	< 570 - < 300
Tarfaya - Morro Jable - C.T. Bco. Tirajana	< 570 - < 80 - < 300

Propuestas: potencias y formas de transporte

Opciones en corriente alterna

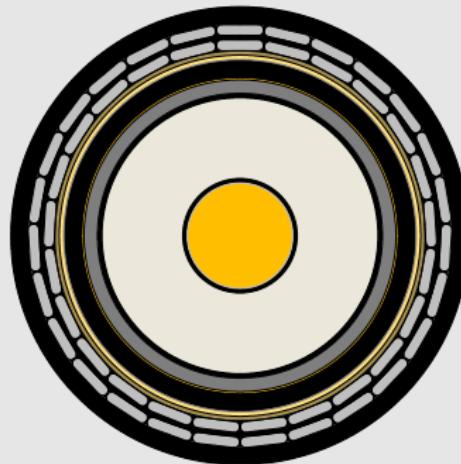
- Tarfaya - Las Salinas, 1 o 2 circuitos HVAC 132 kV - unipolares 100 MVA.
- Jandía - Jinámar, 1 o 2 circuitos HVAC 132 kV - unipolares 100 MVA.

Opciones en corriente continua

- Jandía - Jinámar, HVDC LCC monopolar 80 kV - 40 MW.
- Jandía - Jinámar, HVDC VSC bipolar ± 80 kV - 40 MW.
- Jandía - Bco. Tirajana, HVDC LCC bipolar ± 80 kV - 40+40 MW.
- Jandía - Bco. Tirajana, HVDC LCC bipolar ± 250 kV - 40+40 MW.
- Tarfaya - Bco. Tirajana, HVDC LCC bipolar ± 250 kV - 150+150 MW.
- Tarfaya - Jandía - Bco. Tirajana, HVDC LCC bipolar multiterminal ± 250 kV - (190+190)(40+40)(150+150) MW.

Propuestas: Prediseño de los cables submarinos

Unipolar 132 kV CA, 400 mm², XLPE



Propuestas: Prediseño de los cables submarinos

Unipolar 132 kV CA, 400 mm², XLPE

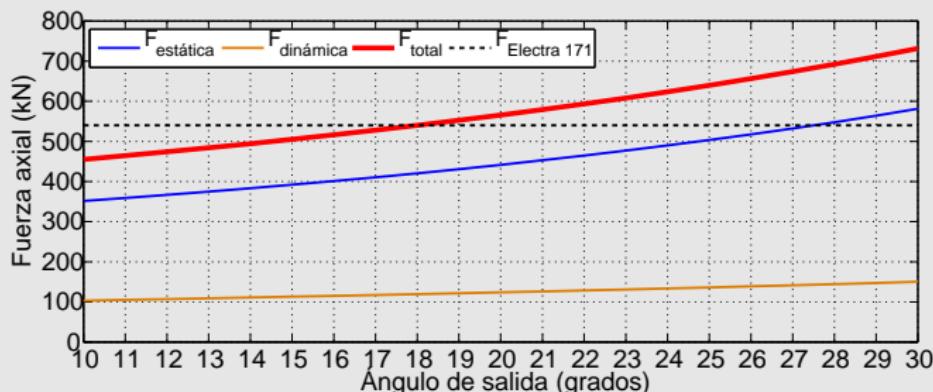
Capa	Material	Espesor	Radio ac.	Área	Área ac.
Conductor	Cobre	-	11.75	433.7	433.7
Semiconductora interna	HDPE+C	1	12.75	77.0	510.7
Aislante	XLPE	18	30.75	2460.0	2970.6
Semiconductora externa	HDPE+C	1	31.75	196.3	3166.9
Cubierta	Pb "E" o "1/2C"	3	34.75	626.7	3793.7
Refuerzo	Cobre	0.5	35.25	110.0	3903.6
Anticorrosión	HDPE	4	39.25	936.2	4839.8
Antiteredo	Tejido especial	1	40.25	249.8	5089.6
Asiento	Poliéster	1	41.25	256.0	5345.6
Armadura interna	Acero	2.4	43.65	640.1	5985.7
Asiento armadura	Polipropileno	1	44.65	277.4	6263.1
Armadura externa	Acero	2.4	47.05	691.4	6954.6
Protección exterior	Polipropileno	4	51.05	1232.8	8187.3

Nota: Magnitudes en mm y mm². Abreviatura "ac." es "acumulado".

Propuestas: Prediseño de los cables submarinos

Unipolar 132 kV CA, 400 mm², XLPE

La masa del cable resulta de 26.9 kg/m y el peso en agua de 182 N/m. Las condiciones de instalación: $d = 1600$ m, $H_s = 5$ m, $T_p = 7$ s.



Propuestas: Prediseño de los cables submarinos

Unipolar 132 kV CA, 400 mm², XLPE

Capa	Material	Típico			Aleaciones	
		σ	$\sigma_{elástico}$	σ_{rotura}	$\sigma_{elástico}$	σ_{rotura}
Conductor	Cobre	197	70	240	<960	<1000
Aislante	XLPE	2	-	5-15	-	-
Cubierta	Plomo	18	15	20	<55	<70
Armadura interior	Acero	362	260	500	<1090	<1880
Armadura exterior	Acero	367	260	500	<1090	<1880

Nota: Magnitudes en MPa. Fuerza axial de 540 kN.

Propuestas: Prediseño de los cables submarinos

Unipolar 132 kV CA, 400 mm², XLPE

$$\underline{Z}_{\text{Cable}} \rightarrow \underline{Z}_{\text{Círculo}} \rightarrow \underline{Z}_{\text{Fases}} \rightarrow \underline{Z}_{\text{Secuencias}}$$

$$\underline{Y}_{\text{Cable}} \rightarrow \underline{Y}_{\text{Círculo}} \rightarrow \underline{Y}_{\text{Fases}} \rightarrow \underline{Y}_{\text{Secuencias}}$$

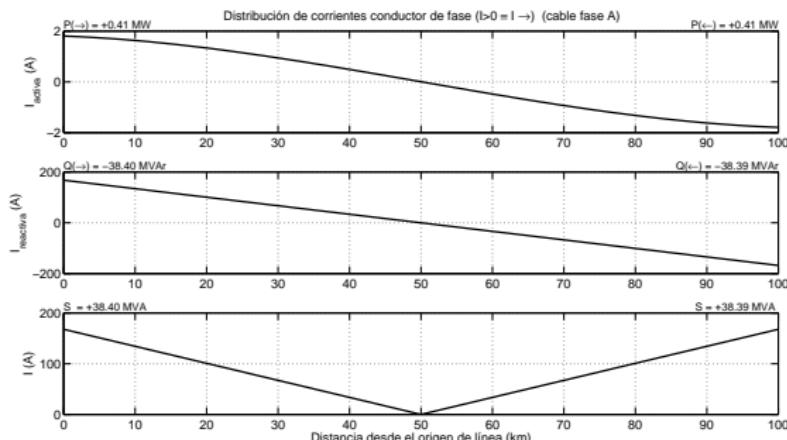
$$\underline{Z}_{\text{Secuencias}} = \begin{pmatrix} 0,1307 + j0,1049 & 0 & 0 \\ 0 & 0,1307 + j0,1049 & 0 \\ 0 & 0 & 0,1307 + j0,1049 \end{pmatrix} \begin{array}{l} \text{Homopolar} \\ \text{Directa} \\ \text{Inversa} \end{array} \left[\frac{\Omega}{\text{km}} \right]$$

$$\underline{Y}_{\text{Secuencias}} = \begin{pmatrix} 0,1319 + j43,95 & 0 & 0 \\ 0 & 0,1319 + j43,95 & 0 \\ 0 & 0 & 0,1319 + j43,95 \end{pmatrix} \begin{array}{l} \text{Homopolar} \\ \text{Directa} \\ \text{Inversa} \end{array} \left[\frac{\mu\text{S}}{\text{km}} \right]$$

Propuestas: Prediseño de los cables submarinos

Unipolar 132 kV CA, 400 mm², XLPE

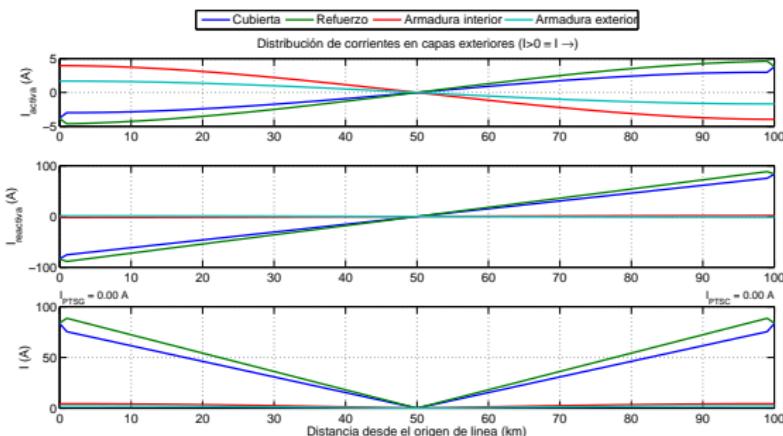
Distribución de corrientes en el conductor de fase en vacío.



Propuestas: Prediseño de los cables submarinos

Unipolar 132 kV CA, 400 mm², XLPE

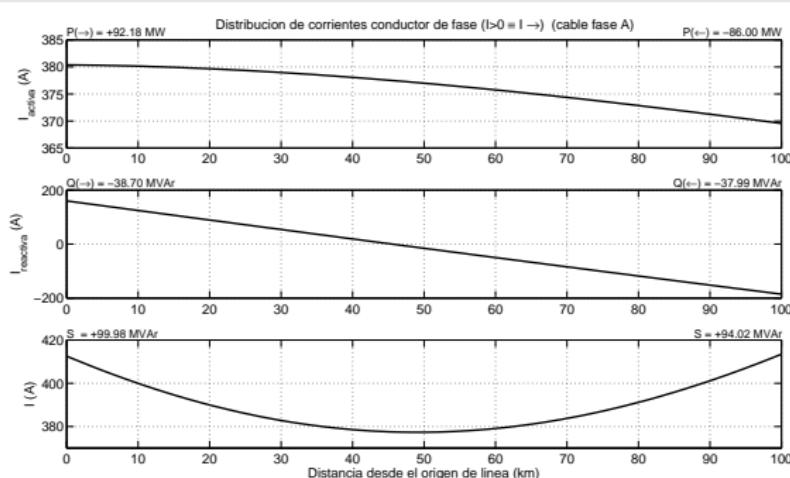
Distribución de corrientes en capas externas en vacío.



Propuestas: Prediseño de los cables submarinos

Unipolar 132 kV CA, 400 mm², XLPE

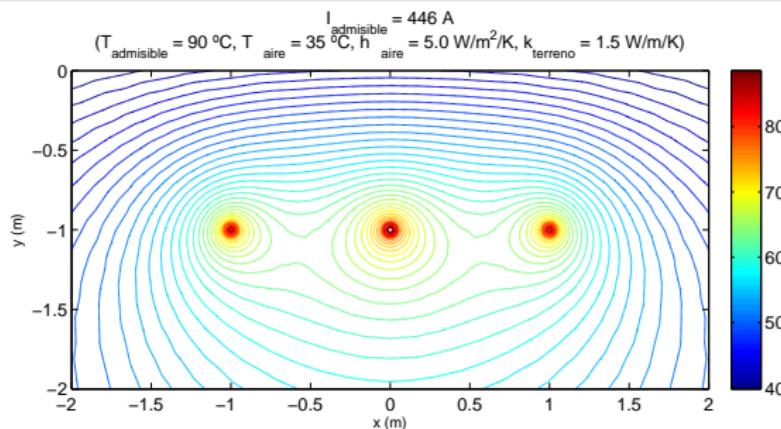
Distribución de corrientes en el conductor de fase en carga.



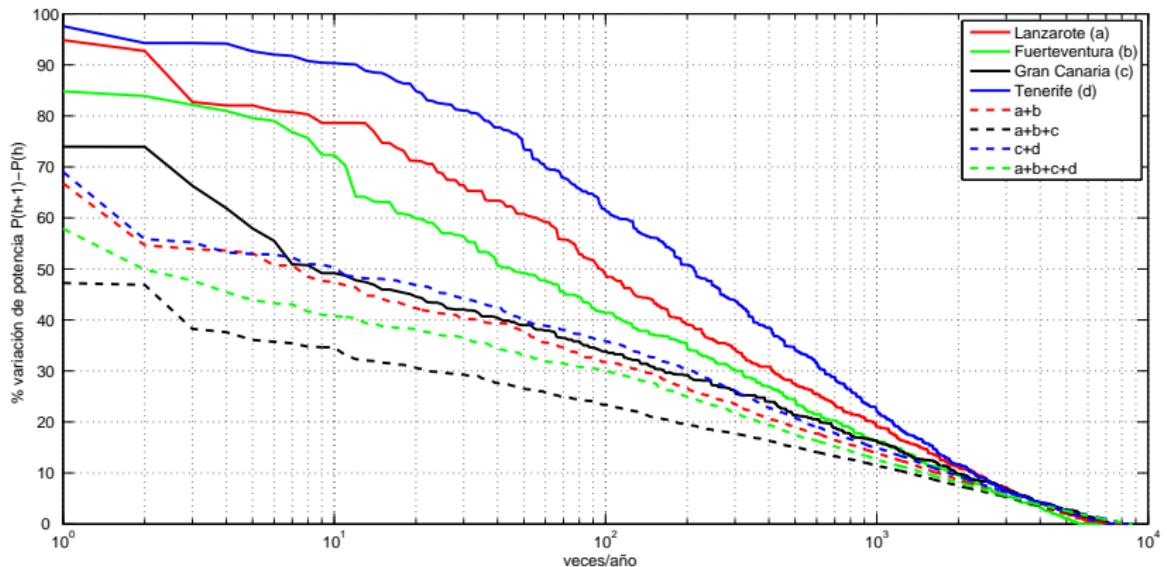
Propuestas: Prediseño de los cables submarinos

Unipolar 132 kV CA, 400 mm², XLPE

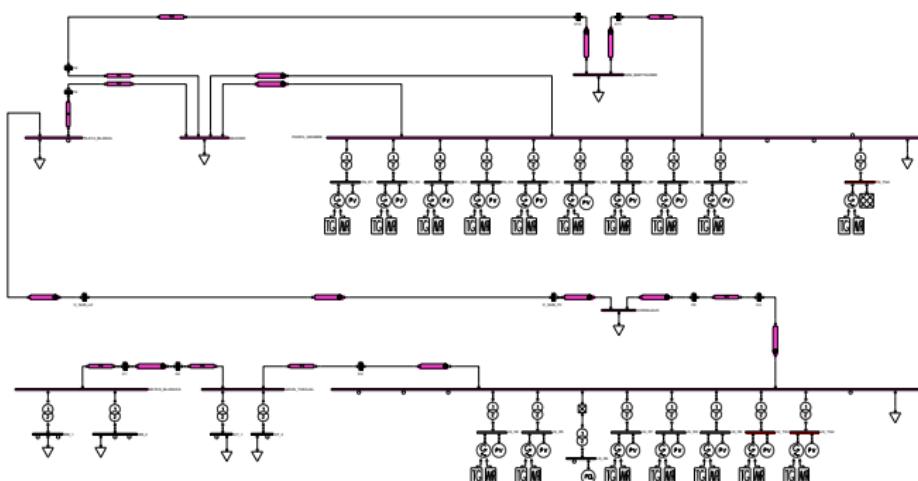
Capacidad de transporte 100 MVA



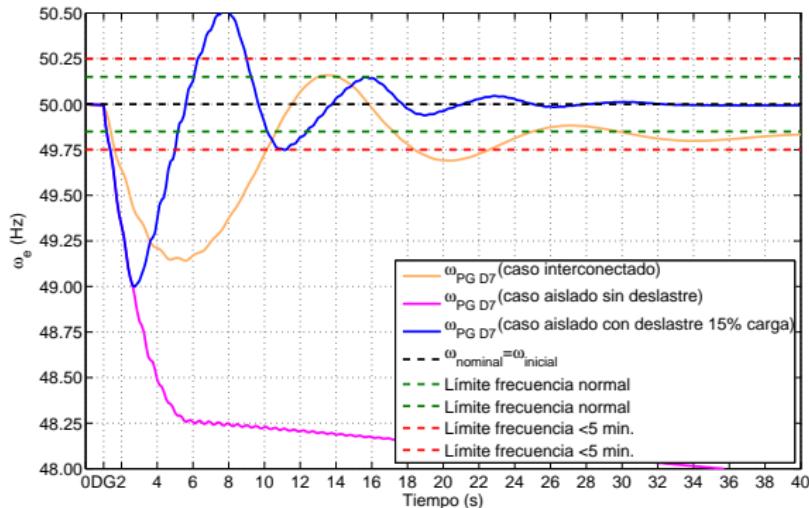
Evaluación de mejoras



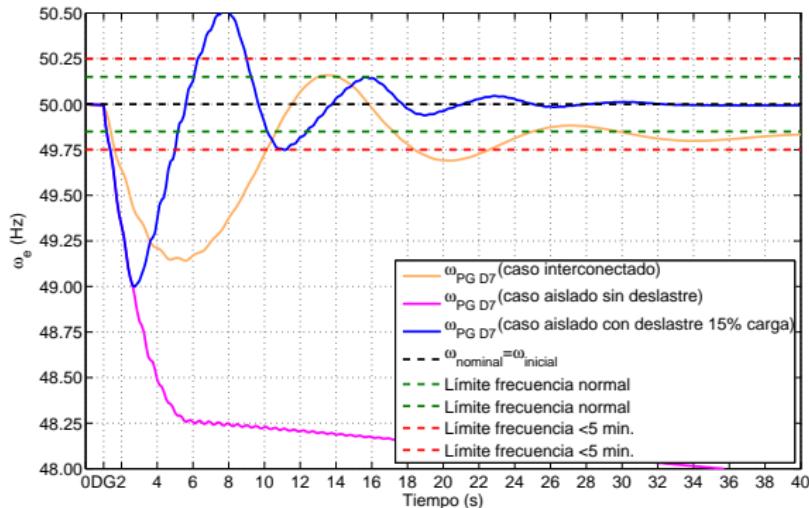
Evaluación de mejoras



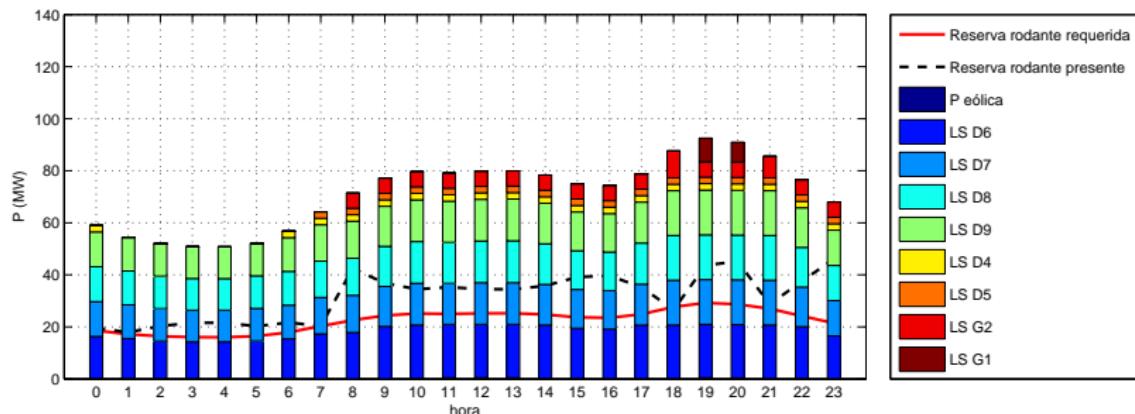
Evaluación de mejoras



Evaluación de mejoras



Evaluación de mejoras



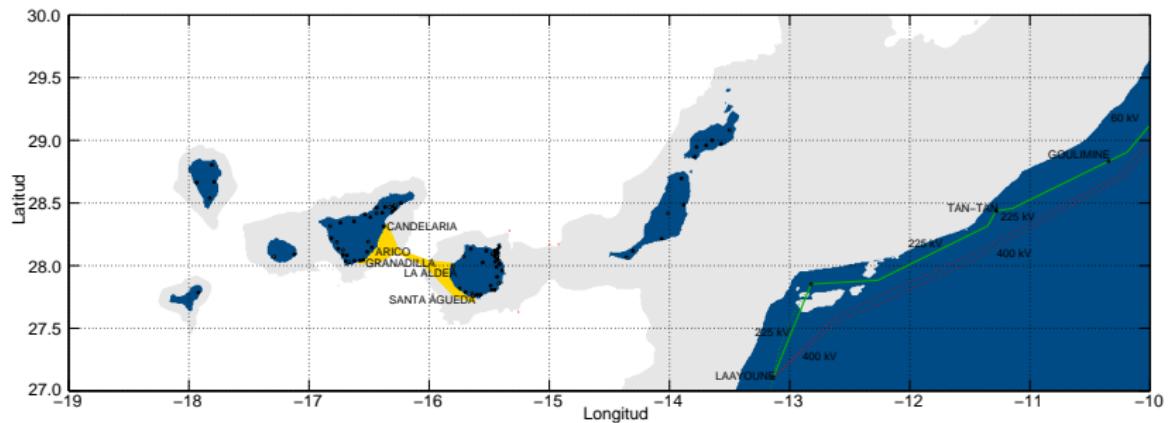
Evaluación de mejoras

- Costes de generación S.E. aislados:
 - Lanzarote: 139 €/MWh. 121 M€, 869 GWh.
 - Fuerteventura: 153 €/MWh. 100 M€, 656 GWh.
 - Gran Canaria: 132 €/MWh. 480 M€, 3633 GWh.
- Costes de generación S.E. interconectados:
 - Lanzarote-Fuerteventura: 139 €/MWh. 212 M€, 1525 GWh.
 - Lanzarote-Fuerteventura (0 MW reserva): 133 €/MWh. 203 M€, 1525 GWh.

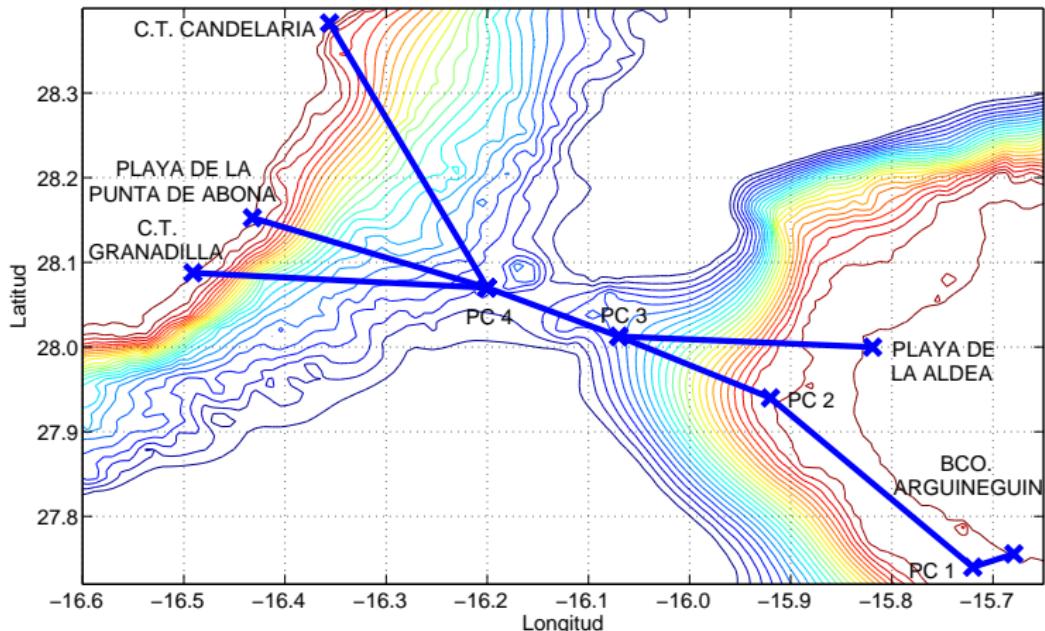
Evaluación de mejoras

Propuesta	Tipo transporte	Tipología	Pot. (MW o MVA)	U (kV)	Coste inversión (M€)
FVGC1	HVAC	1er circuito	100	132	250
FVGC2	HVAC	2o circuito	100	132	190
MRFV1	HVAC	1er circuito	100	132	264
MRFV2	HVAC	2o circuito	100	132	200
FVGC3	HVDC-LCC	Monopolar	40	80	40
FVGC4	HVDC-VSC	Bipolar	40	80	73
FVGC5	HVDC-LCC	Bipolar	40+40	80	82
FVGC6	HVDC-LCC	Bipolar	40+40	250	117
MRGC	HVDC-LCC	Bipolar	150+150	250	282
MRFVGC	HVDC-LCC	Bipolar multit.	(190+190) (40+40) (150+150)	250	295

Puntos de interconexión y topologías

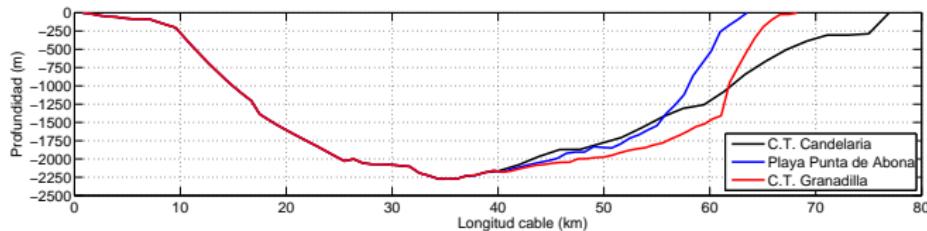


Trazados submarinos: Gran Canaria - Tenerife

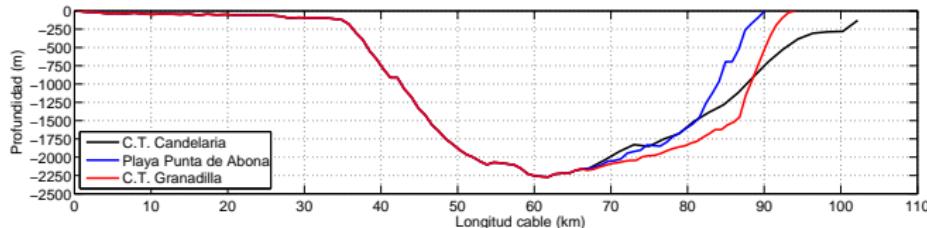


Perfiles longitudinales: Gran Canaria - Tenerife

Desde La Aldea:



Desde Santa Águeda:

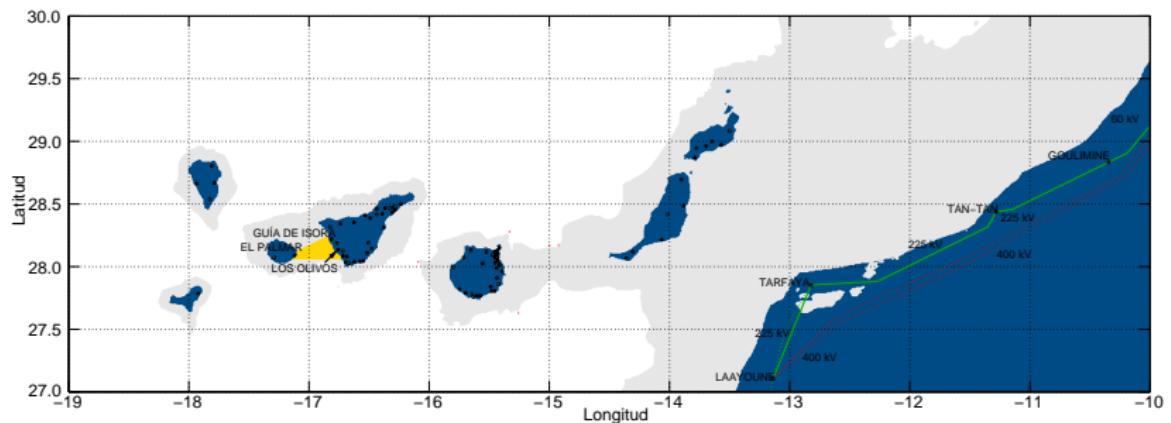


Perfiles longitudinales: Gran Canaria - Tenerife

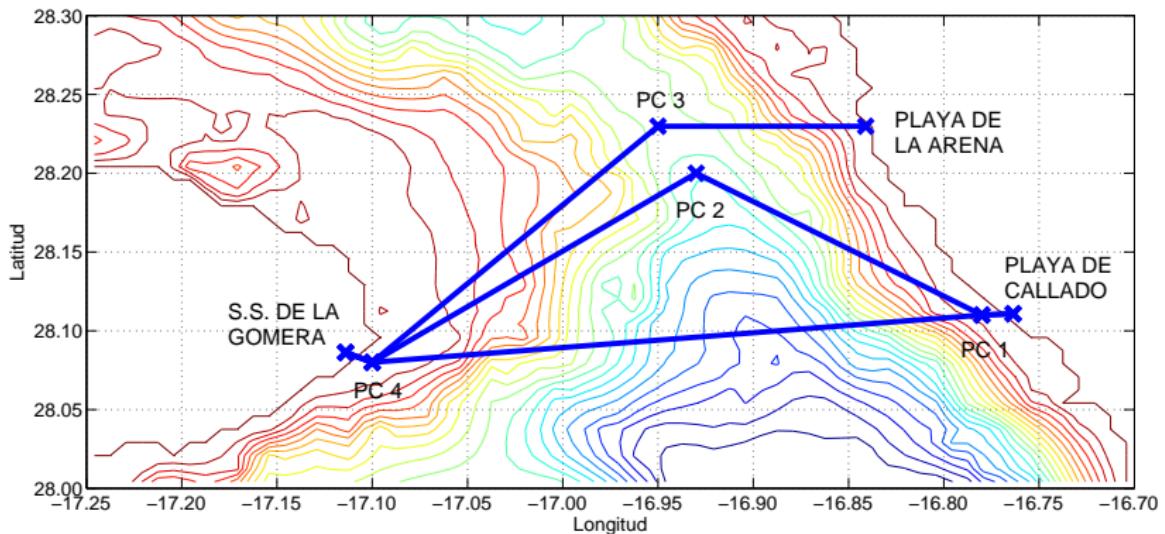
Trazado	Longitud (km)	Profundidad máx. (m)
Playa de La Aldea - C.T. Candelaria	77	2230
Playa de La Aldea - Pl. Punta de Abona	64	2230
Playa de La Aldea - C.T. Granadilla	68	2230

Trazado	Longitud (km)	Profundidad máx. (m)
Bco. Arguineguín - C.T. Candelaria	103	2230
Bco. Arguineguín - Pl. Punta de Abona	90	2230
Bco. Arguineguín - C.T. Granadilla	94	2230

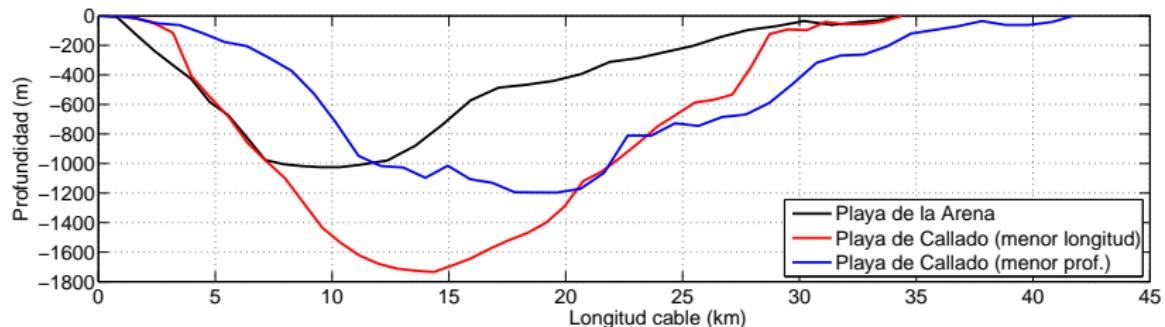
Puntos de interconexión y topologías



Trazados submarinos: Tenerife - La Gomera



Perfiles longitudinales: Tenerife - La Gomera



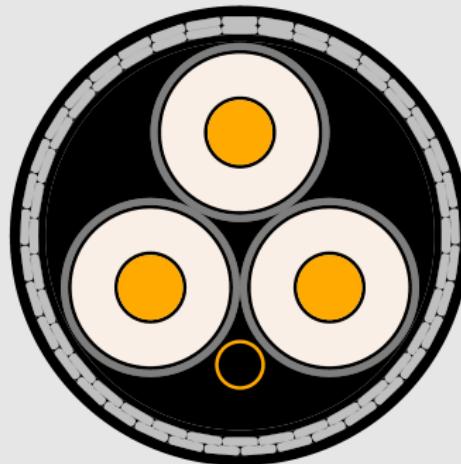
Trazado	Longitud (km)	Profundidad máx. (m)
Pl. la Arena - El Palmar	34	1025
Pl. de Callado - El Palmar (menor prof.)	42	1200
Pl. de Callado - El Palmar (menor long.)	34	1735

Propuestas: potencias y formas de transporte

- Trazados óptimos de 34 y 42 kilómetros.
- Profundidades máximas 1000 y 1200 metros.
- Transporte en corriente alterna.
- Potencia por circuito similar a líneas insulares, 40-50 MVA.

Propuestas: Prediseño de los cables submarinos

Tripolar 66 kV CA, 240 mm², XLPE



Propuestas: Prediseño de los cables submarinos

Tripolar 66 kV CA, 240 mm², XLPE

Capa	Material	σ	Típico		Aleaciones	
			$\sigma_{\text{elástico}}$	σ_{rotura}	$\sigma_{\text{elástico}}$	σ_{rotura}
Conductor	Cobre	133	70	240	<960	<1000
Aislante	XLPE	1	-	5-15	-	-
Cubierta	Plomo	12	15	20	<55	<70
Armadura interior	Acero	238	260	500	<1090	<1880
Armadura exterior	Acero	241	260	500	<1090	<1880

Nota: Magnitudes en MPa. Fuerza axial de 481 kN: 1200 metros, peso en agua 241.5 N/m, $H_s = 5$ m, $T_p = 10$ s.

Propuestas: Prediseño de los cables submarinos

Tripolar 66 kV CA, 240 mm², XLPE

$$\underline{Z}_{\text{Círculo}} \rightarrow \underline{Z}_{\text{Fases}} \rightarrow \underline{Z}_{\text{Secuencias}}$$

$$\underline{Y}_{\text{Círculo}} \rightarrow \underline{Y}_{\text{Fases}} \rightarrow \underline{Y}_{\text{Secuencias}}$$

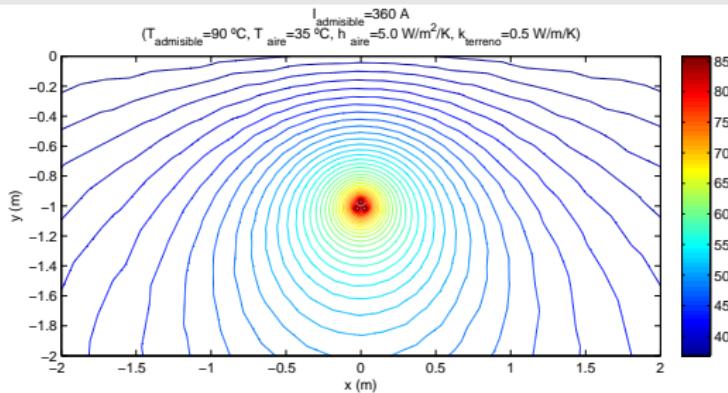
$$\underline{Z}_{\text{Secuencias}} = \begin{pmatrix} 0,2937 + j0,3193 & 0 & 0 \\ 0,0797 + j0,0928 & 0,0797 + j0,0928 & 0 \\ 0,0797 + j0,0928 & 0 & 0 \end{pmatrix} \begin{array}{l} \text{Homopolar} \\ \text{Directa} \\ \text{Inversa} \end{array} \left[\frac{\Omega}{\text{km}} \right]$$
$$\underline{Y}_{\text{Secuencias}} = \begin{pmatrix} 0,14 + j46,9 & 0,00 & 0,00 \\ 0,14 + j46,9 & 0,00 & 0,00 \\ 0,14 + j46,9 & 0,00 & 0,14 + j46,9 \end{pmatrix} \begin{array}{l} \text{Homopolar} \\ \text{Directa} \\ \text{Inversa} \end{array} \left[\frac{\mu\text{S}}{\text{km}} \right]$$

(1)

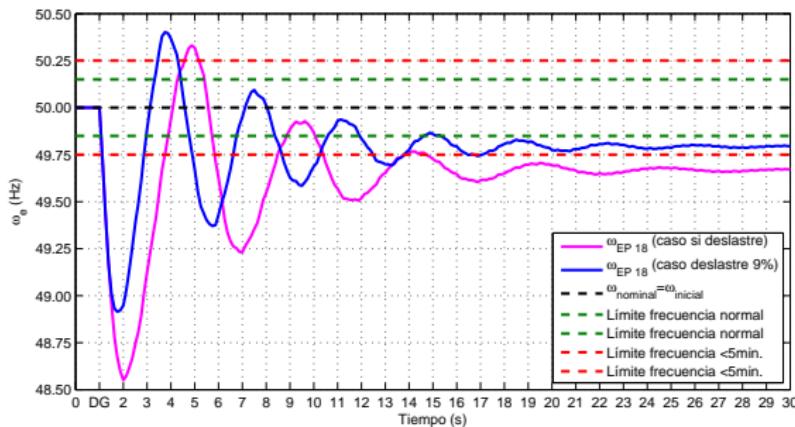
Propuestas: Prediseño de los cables submarinos

Tripolar 66 kV CA, 240 mm², XLPE

Capacidad de transporte 50 MVA



Evaluación de mejoras



Evaluación de mejoras

- Costes de generación total S.E. aislados:
 - Tenerife: 130 €/MWh. 475 M€, 3657 GWh.
 - La Gomera: 209 €/MWh. 15 M€, 72 GWh.
- Costes de generación evitados:
 - La Gomera: 209-130 €/MWh. 5.7 M€, 72 GWh.
 - Costes inversión primer circuito: 34 M€.
 - Costes inversión segundo circuito: 42 M€.

1 Presentación

2 Estado de la técnica

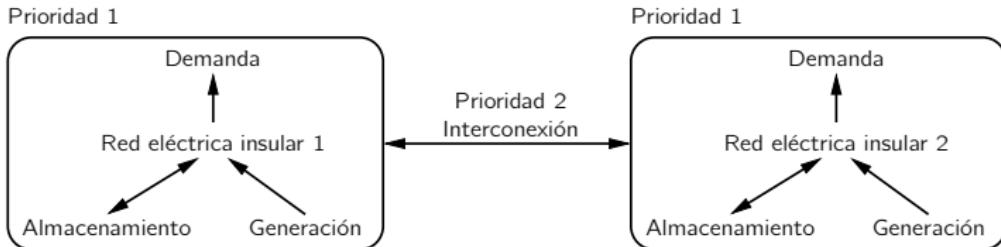
- El sistema eléctrico
- Papel de las interconexiones
- Formas de transporte de potencia
- Instalaciones de cables submarinos de energía eléctrica

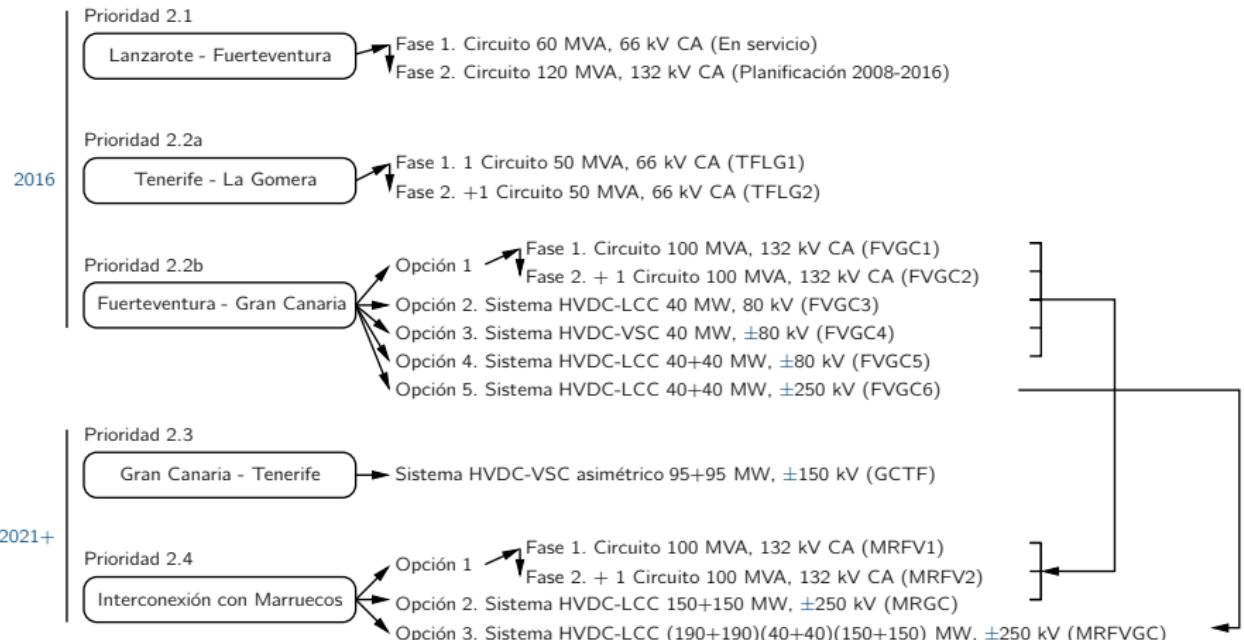
3 Islas Canarias

- Entorno
- Zonas de interconexión
- Zona de interconexión oriental
- Zona de interconexión provincial
- Zona de interconexión occidental

4 Conclusiones

- Hoja de ruta de propuestas definitivas
- Líneas futuras





- Análisis detallados de las soluciones más viables utilizando los cables prediseñados.
 - FVGC6 → MRFVGC
 - FVGC1 y FVGC2 → MRFV1 y MRFV2
 - TFLG1 y TFLG2
- Investigar otras opciones para el tendido de cables submarinos.

