



Una propuesta para Canarias. Cómo convertir la singularidad energética canaria en una oportunidad



Consejería Insular de Industria, Comercio,
Sector Primario y Bienestar Animal
Consejería de Industria



samsø

Joan Herrera Torres

Hilo de la ponencia

1

Constatación

En Canarias no hay mercado: hay un despacho

2

Escenario previo

Tenerife y Gran Canaria: costes, vertidos y límite de operación

3

Marco legal

Azores y Madeira, Decisión (UE) 2024/560, nueva térmica 2028

4

Primer diagnóstico

Propuesta al Cabildo de Gran Canaria en tres fases

5

La propuesta del Gobierno

Proyecto de RD que modifica el RD 738/2015

6

Diagnóstico y alegaciones

Cuatro hallazgos y cuatro peticiones

01

Constatación

En Canarias no hay mercado eléctrico: hay un despacho dirigido por el operador del sistema

Constatación: en Canarias no hay mercado, hay un despacho

Seis sistemas aislados sin interconexión (hoy cinco, tras la unión Tenerife–La Gomera).

No hay casación de ofertas: el operador del sistema (REE) programa cada grupo según sus costes variables y las restricciones de seguridad (P.O. SENP).

El precio no nace en Canarias: la demanda paga el precio peninsular "apuntado"; la generación cobra una retribución regulada (RD 738/2015).

La diferencia es el extracoste, financiado al 50 % por los PGE y al 50 % por el sistema eléctrico.

72 %

de la potencia instalada es
térmica (2024)

3.330 MW

potencia neta instalada en
Canarias (2024)

825 M€

retribución adicional prevista
por la CNMC para 2025

198 €/MWh

coste medio de generación
2024; 76 en la península

Idea clave. Cuando no hay mercado, la señal económica no la fija la oferta y la demanda: la fija la norma. Por eso el diseño del marco retributivo es la política energética real de las islas.

Cómo funciona: del programa semanal al precio final

Programa semanal

P.O. SENP 2.2

Despacho económico teórico → ajuste de seguridad (inercia, reservas, mínimo gestionable) → restricciones de red



Programa diario

P.O. SENP 2.2

Antes de las 14:00 h del día D-1: consignas horarias a cada grupo



Tiempo real

P.O. SENP 3.1 / 3.7

Ajustes ante desvíos; si sobra renovable, el operador ordena reducirla (vertido)



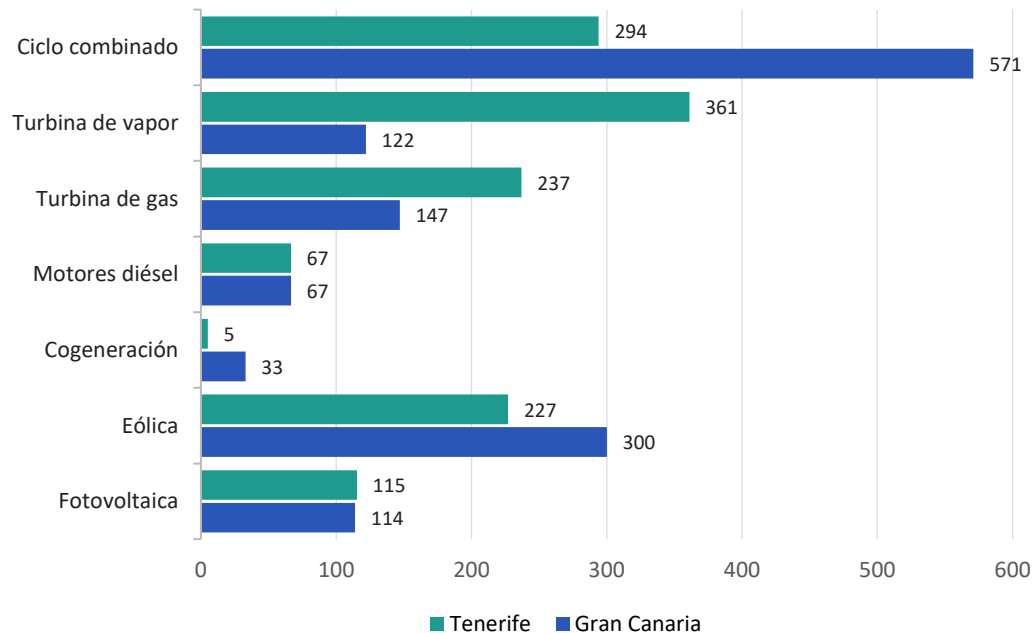
Liquidación

RD 738/2015

Demanda: precio peninsular × apuntamiento. Generación A: coste reconocido. Extracoste: 50 % PGE / 50 % sistema

Lo que esto implica. El despacho técnico se impone al económico: los grupos térmicos deben permanecer acoplados por seguridad y, una vez arrancados, no bajan de su mínimo. La renovable entra "a coste instrumental" (10 €/MWh) hasta el límite de integración y, a partir de ahí, se vierte. Ni el precio de la demanda ni el de la renovable reflejan lo que cuesta generar en cada isla.

Tenerife y Gran Canaria: misma potencia, parques distintos



1.355 MW

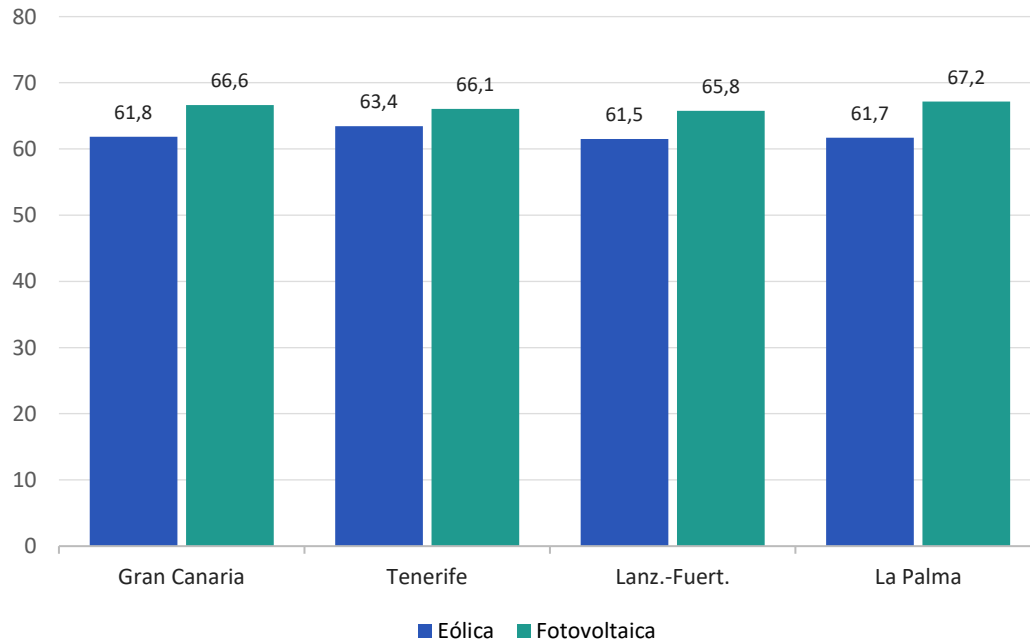
Gran Canaria · 415 MW
renovables

1.309 MW

Tenerife · 345 MW
renovables

- **Estructura distinta:** Gran Canaria descansa en el ciclo combinado (571 MW); Tenerife, en vapor (361 MW) y turbinas de gas (237 MW), más rígidas y caras.
- **Autoconsumo:** 76,2 MW en Gran Canaria y 49,6 en Tenerife; apenas un 2 % del sistema.
- **Almacenamiento:** 16,8 MW en todo el archipiélago (2023), dos tercios en el bombeo de El Hierro.

Lo que cobra hoy la renovable: un tercio de lo que evita



63 €/MWh

cobra de media la renovable
en Gran Canaria

212 €/MWh

cuesta la térmica que desplaza
(252 el grupo marginal)

La renovable percibe el 29 % del coste que evita.

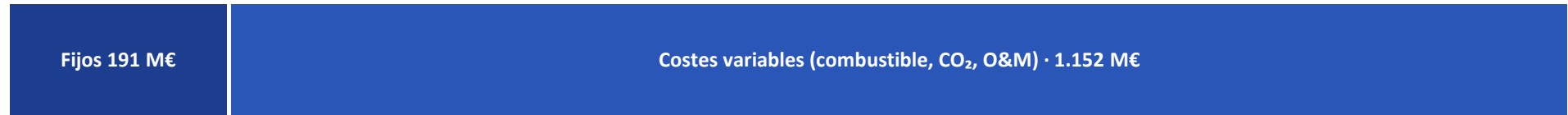
En abril y mayo capturó 15–25 €/MWh, con horas a cero: se importan los precios nulos de la península mientras la isla quema fuel.

La fotovoltaica cobra algo más que la eólica solo porque el apuntamiento de demanda es alto a mediodía, no porque aporte más.

Precio medio percibido en 2025 bajo el marco vigente (€/MWh), ponderado por la producción. Las cuatro islas cobran la misma serie horaria.

Quién paga la diferencia: el extracoste

Coste reconocido a la generación térmica (categoría A) en Canarias · previsión CNMC 2025



Cómo se cubre: 1.343 M€



Extracoste = retribución adicional: 825 M€ al año

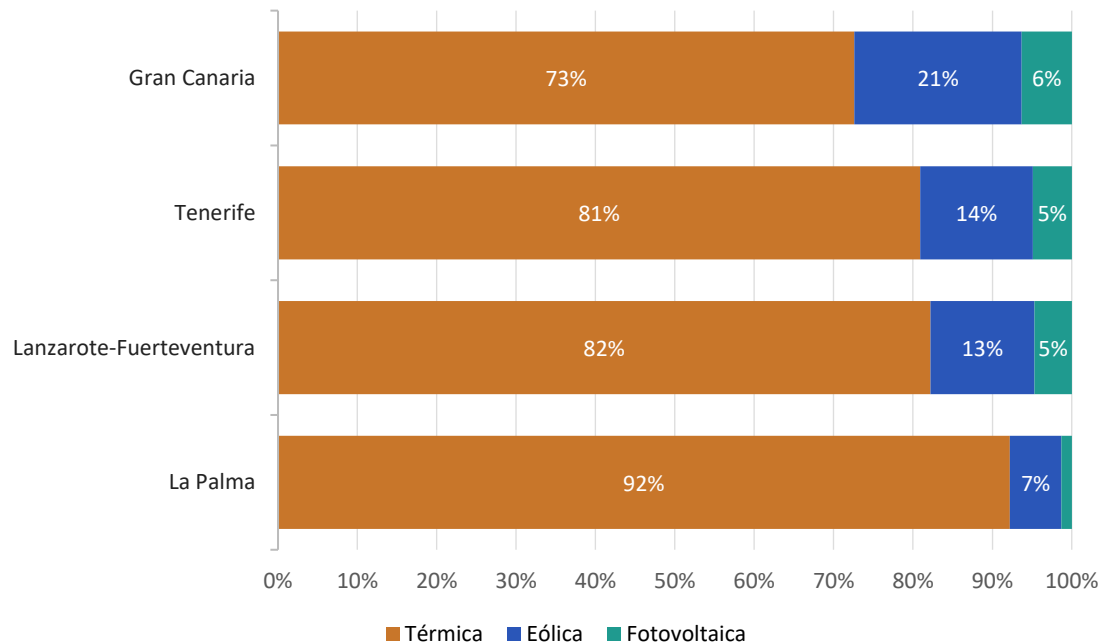
Lo que cuesta verter. En 2025 Gran Canaria vertió 215 GWh. Esa energía habría desplazado térmica a 212–252 €/MWh: entre 46 y 54 M€ de combustible. Descontando lo que se habría pagado a la renovable (~13 M€), el ahorro potencial es de 32–41 M€ al año, solo en una isla.

02

Escenario previo

Tenerife y Gran Canaria en datos: costes, techo de operación y vertidos

Escenarios: Gran Canaria y Tenerife no se mueven juntos



Composición de la generación por subsistema, 2025. Fuente: eSIOS 1743–1748 (informe de alegaciones).

Coste medio de generación 2025 (€/MWh)

Gran Canaria **175,8**

3.296 GWh · 27,4 % renov. · ciclo combinado y vapor

Tenerife **188,3**

3.487 GWh · 19,1 % renov. · ciclo combinado y vapor

Lanzarote-Fuert. **202,0**

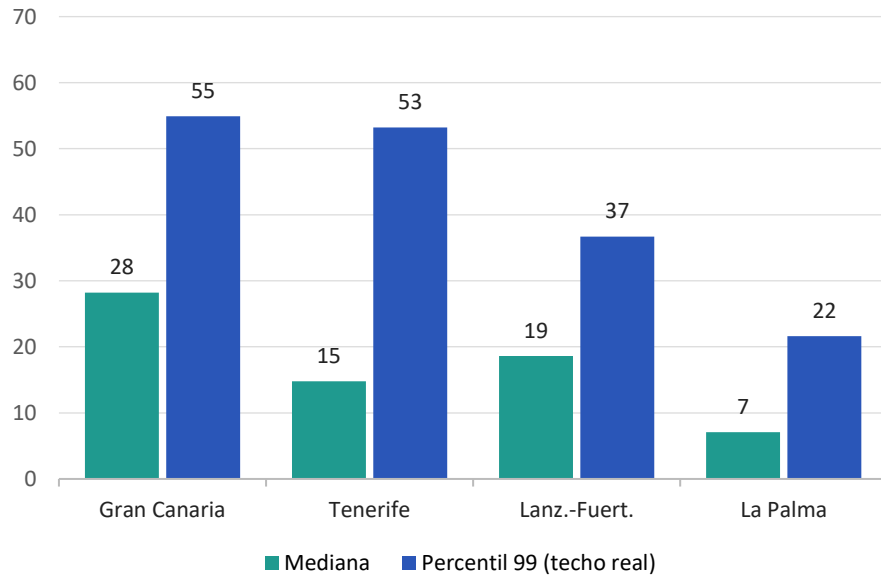
1.602 GWh · 17,8 % renov. · motores diésel

La Palma **261,1**

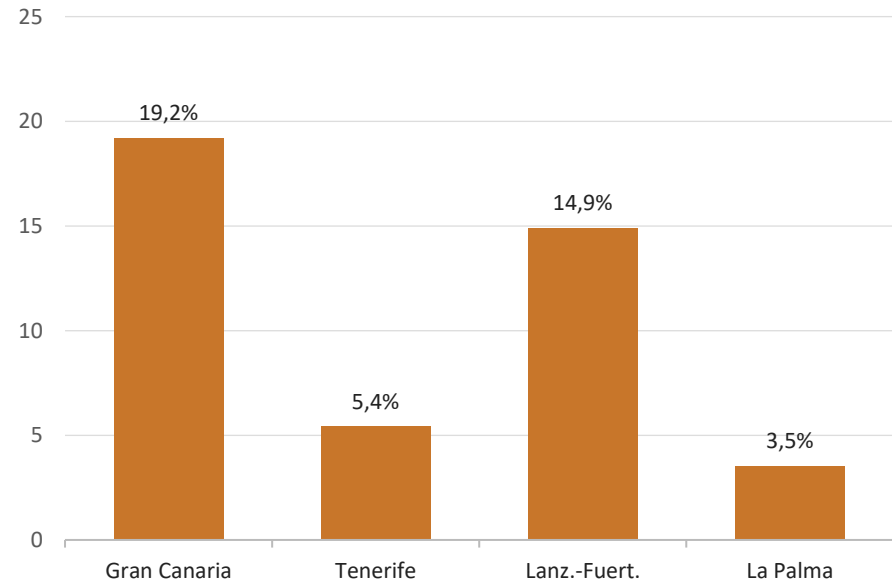
267 GWh · 7,8 % renov. · motores diésel

Un mismo precio apuntado para sistemas cuyos costes difieren un 49 %.

Cada isla tiene su techo y vierte en consecuencia



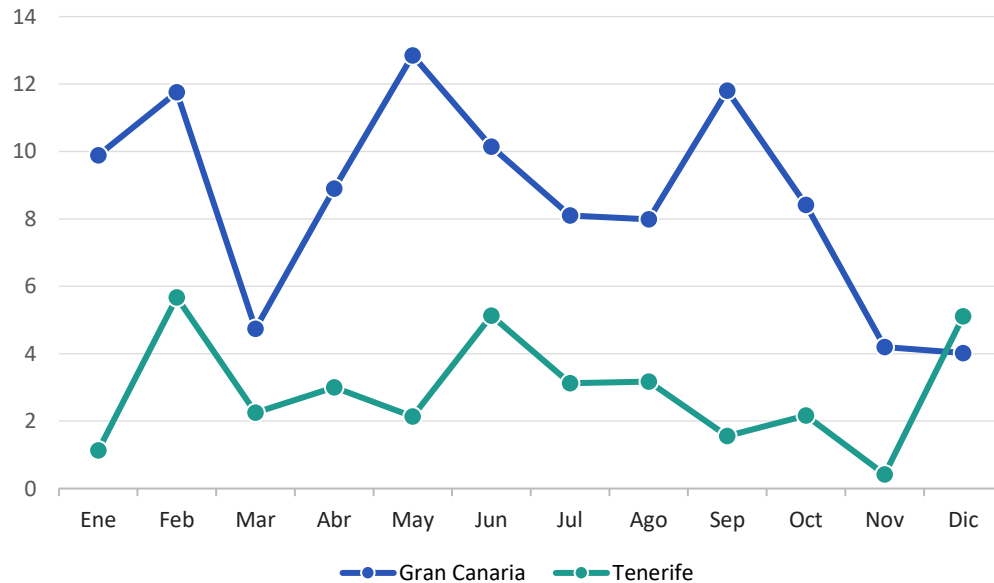
Penetración instantánea no síncrona sobre la generación (%), 2025.



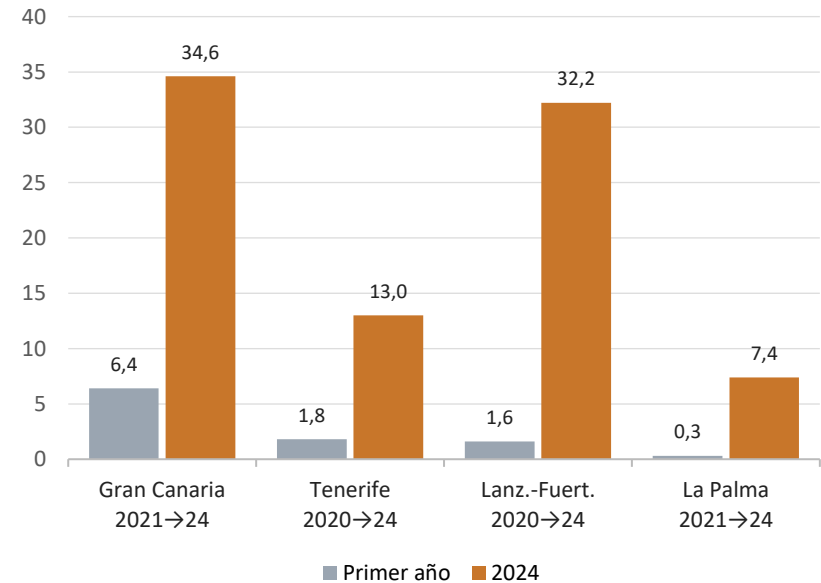
Vertido 2025: 214,9 GWh en Gran Canaria, 37,8 en Tenerife, 49,9 en Lanz.-Fuert., 0,8 en La Palma (eSIOS 2202).

Lectura: Gran Canaria, con más renovable instalada, choca antes con el techo y tira el 19 % de su energía limpia; Tenerife, con menos renovable, todavía tiene margen. El tiempo con limitaciones creció del 6 % (2021) al 35 % (2024) en Gran Canaria y del 2 % al 13 % en Tenerife.

La saturación crece año a año



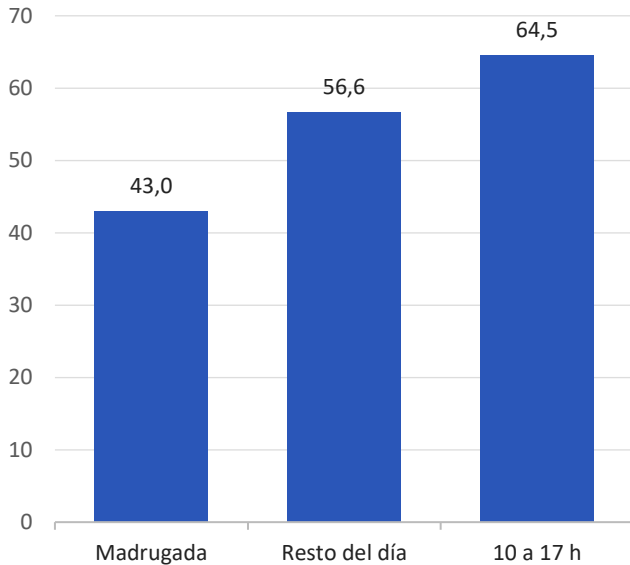
Vertido renovable mensual 2024 (% de lo producible). Anual: Gran Canaria 9,05 % (6,58 % en 2023); Tenerife 3,05 %. Fuente: REE, Comité Técnico de Seguimiento.



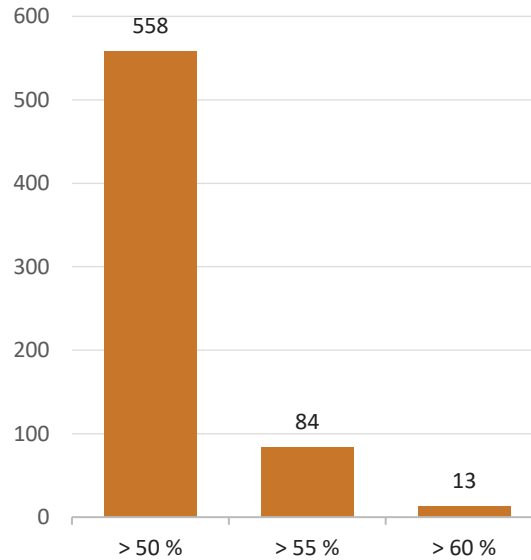
% del tiempo con limitación de la renovable. Fuente: REE.

Y la red tampoco admite más: entre enero y junio de 2025, el 61 % de los nudos de Canarias tenía capacidad de acceso cero y solo el 15 % ganó capacidad.

Un día en Gran Canaria: el techo depende de la hora



Máxima penetración renovable instantánea observada en 2025 (% de la demanda).



Horas de 2025 por encima de cada nivel de penetración renovable.

Mediana 28 %, percentil 99 55 %, máximo 64,5 %.

- El límite lo fijan las máquinas acopladas (inercia, cortocircuito, criterio N-1), no un porcentaje fijo de la demanda.
- El suelo térmico crece con la demanda: de 134 MW en las horas valle a 216 MW en las punta.
- Un parque eólico real estuvo limitado el 57 % de las horas de junio de 2025, sobre todo entre las 12 y las 18 h.

Por qué se vierte

No es un problema de energía sobrante, sino de seguridad: el sistema exige máquinas síncronas acopladas que aporten inercia, reservas y cobertura.

Ese criterio no está publicado: se infiere de la operación.

Los mínimos técnicos no lo explican

Aplicados al despacho real de 2025 en Gran Canaria justificarían 7,9 de los 215 GWh vertidos: menos de la vigésima parte.

Dos turbinas de vapor a mínimo

Unas 4.800 horas al año con el vapor entre 60 y 70 MW: dos grupos de Barranco de Tirajana acoplados a 30 MW cada uno, por seguridad y no por energía.

El sistema ya compra firmeza, y cara

Las turbinas de gas generaron 56 GWh a 226 €/MWh; un despacho por coste habría usado un tercio. Están ahí por reserva rápida: el servicio que una batería presta a coste marginal nulo.

Tenerife frente a Gran Canaria: la lección

Indicador (2025)	Gran Canaria	Tenerife
Generación	3.296 GWh	3.487 GWh
Cuota renovable	27,4 %	19,1 %
Techo real (percentil 99)	54,9 %	53,2 %
Vertido renovable	19,2 % · 214,9 GWh	5,4 % · 37,8 GWh
Tiempo con limitación (2024)	34,6 %	13,0 %
Coste medio de generación	175,8 €/MWh	188,3 €/MWh
Nueva térmica prevista a 2028	330 MW	370 MW

Lectura

Los dos sistemas tienen prácticamente el mismo techo (55 % y 53 %).

Gran Canaria ha llegado antes porque tiene más renovable; en Tenerife el tiempo con limitaciones se ha multiplicado por siete desde 2020.

Sus costes se parecen (correlación 0,64) pero no son iguales: una señal única no representa a ninguno.

Lo que hoy pasa en Gran Canaria anticipa lo que pasará en Tenerife si no cambian las reglas.

03

Marco legal

La excepción ya existe: Azores, Madeira y la Decisión (UE) 2024/560

Azores

Nueve sistemas aislados. EDA, concesionaria única de transporte y distribución y gestión técnica por isla (hasta 2050). Producción vinculada (servicio público) y no vinculada, con compra prioritaria de la renovable hasta un límite por isla. Sin señal marginalista: precios contractuales.

Madeira

EEM, empresa pública verticalmente integrada (generación, transporte, distribución, comercialización). Producción en Régimen Especial renovable con prioridad a los perfiles menos intermitentes; el curtailment no se indemniza, lo que incentiva hibridar con almacenamiento.

Canarias

Región ultraperiférica (art. 349 TFUE). La Decisión (UE) 2024/560 exceptúa a Canarias de la libre formación de precios y de los mercados diario, intradiario y de balance, y admite dar prioridad al almacenamiento por seguridad de suministro.

La excepción ya existe. Bruselas ha validado en Azores y Madeira una intervención mucho mayor que la que se propone para Canarias; y para Canarias ya ha reconocido que "la mayoría de las normas del mercado no pueden aplicarse".

Decisión (UE) 2024/560: lo que exceptúa Bruselas

Se exceptúa

- Libre formación de precios y reglas del mercado spot (art. 3 a, b, e, k, o, p del Reglamento 2019/943).
- Mercados a plazo, diario, intradiario y de balance (arts. 6 a 11).
- Cobertura y capacidad basadas en mercado (arts. 20, 21.7, 22.2–3, 25): ampara el RD 738/2015 hasta 2029.
- Propiedad del operador sobre el bombeo (art. 54 de la Directiva), solo para bombeo.

No se exceptúa, y abre la puerta

- Señales para la flexibilidad (art. 3.c).
- Trato del almacenamiento en igualdad con la generación (art. 3.j): la Comisión aclara que cabe darle prioridad si es la mejor opción para la seguridad de suministro.
- Entrada y salida de agentes por decisión empresarial (art. 3.n) y límites de emisiones en capacidad.

La ley española también deja margen: reglamentación singular para los territorios no peninsulares (Ley 24/2013, art. 10), instalaciones tipo específicas por sistema (art. 14.7), precio fijo a largo plazo por subasta (art. 14.7 bis) y señales de localización para reducir el coste de generación (Ley 17/2013, art. 1.2).

04

Primer diagnóstico

Propuesta de marco retributivo para el Cabildo de Gran Canaria (enero de 2026)

Primer diagnóstico (Cabildo, 2026): tres fases

Fase 0

Operar mejor lo que hay

- Refuerzo y digitalización de redes; almacenamiento dentro del despacho
- Conexiones flexibles (potencia firme y no firme)
- Transparencia: publicar despacho, precios, vertidos y mínimos técnicos
- Empresa mixta de transporte y distribución con participación institucional

Fase I

Un sistema flexible con más agentes

- Señal de precios apuntada al coste térmico horario de cada subsistema, también para el PVPC
- Categoría C para el almacenamiento: venta al máx. (precio horario; $0,85 \times$ coste térmico)
- CfD bidireccionales para eólica y solar; geotermia como firme (categoría A)
- Pagos por restricciones y regulación en tiempo real

Fase II

Mercado insular donde haya masa crítica

- Gran Canaria, Tenerife y Lanzarote-Fuerteventura
- Mercado diario e intradiario local, servicios de ajuste y capacidad
- Compensación con la península decreciente a medida que baje la generación fósil

Fase I: una señal de precios que siga al coste de cada isla

Hoy · RD 738/2015

$$\pi(h) = \bar{\pi} \text{ península} \times D(h) / D \text{ día}$$

Reparte el precio medio peninsular según el volumen de demanda. Paga más cuando se consume más, no cuando generar es más caro.

Propuesta al Cabildo

$$\pi(h) = \bar{\pi} \text{ península} \times C(h) / C \text{ año}$$

C = coste horario de la térmica del subsistema en el despacho del día anterior. Reparte el mismo precio según lo que cuesta generar.

- **También para el PVPC y los excedentes de autoconsumo:** consumidores y autoconsumidores ven, por primera vez, cuándo la energía es cara en su isla.
- **La factura media no cambia:** el nivel sigue anclado a la península; solo cambia el reparto entre horas.
- **Horas con mucha renovable, precio bajo:** conviene consumir o cargar baterías. Horas fósiles, precio alto: conviene verter o descargar.

Almacenamiento

Nueva categoría C

- Pago fijo (inversión y O&M) más pago variable, como la categoría A.
- Vende al MAX [precio horario; $0,85 \times$ coste medio térmico]: nunca más que la térmica que sustituye.
- Carga al precio horario o, si hay vertido, al mínimo del día.
- Híbridos con la misma regla; su potencia no computa en el acceso.

Renovable variable

Contratos por diferencia

- CfD bidireccionales a 10–15 años, adjudicados por subasta.
- Criterios técnicos y territoriales: red disponible, equilibrio local, integración ambiental.
- Alternativa: banda de precios con mínimo y máximo.
- Voluntario para parques existentes.

Firmeza

Geotermia, térmica y servicios

- Geotermia en la categoría A: renovable firme.
- Térmica flexible de respaldo: mínimos bajos, arranques rápidos, pocas horas.
- Pagos por restricciones y regulación en tiempo real a renovables, y firmeza por almacenamiento.
- Excedentes de autoconsumo al precio horario insular.

Fase



Fase II: mercado insular, con condiciones

- 1 Más agentes** en generación, almacenamiento, comercialización y agregación, para evitar el poder de mercado.
- 2 Almacenamiento desplegado**, centralizado y distribuido, que aporte flexibilidad y servicios de ajuste.
- 3 Parque térmico modernizado**, modular y flexible, que deje de ser inflexible y caro.
- 4 Demanda electrificada y gestionable**: transporte, climatización, comunidades energéticas.
- 5 Agentes y operadores insulares**, con señales propias de cada isla en el tiempo y en el espacio.

Entonces: mercado diario e intradiario local, servicios de ajuste y balance, y capacidad, en Gran Canaria, Tenerife y Lanzarote-Fuerteventura. La compensación con la península se mantiene, pero decreciente.

05

La propuesta del Gobierno

Proyecto de Real Decreto que modifica el RD 738/2015 (audiencia pública, julio de 2026)

El PRD del Gobierno: qué cambia en el RD 738/2015

Sujeto	RD 738/2015 vigente	Con el PRD
A · generación gestionable	Régimen retributivo adicional	Igual
B · renovable	π diario peninsular $\times$ apuntamiento de demanda (territorio)	π anual móvil peninsular $\times$ mismo apuntamiento
C · almacenamiento independiente	No existía	Vende al precio que oferta el titular; compra al 25 % de ese precio
D0 · híbrido con gestionable	No existía	Como C
D1 · híbrido con renovable	No existía	π anual $\times$ apuntamiento de hueco térmico (por isla); compra al 25 %
Demanda y autoconsumo	π diario $\times$ apuntamiento de demanda	Igual

Dos aciertos: incorpora por primera vez el almacenamiento al despacho no peninsular y sustituye la referencia diaria por la media anual, evitando trasladar a Canarias los precios cero y negativos peninsulares (+13 a +18 % para la renovable).

Lo que no toca: el apuntamiento sigue siendo territorial y de volumen, la demanda queda anclada a la señal antigua y solo se paga energía descargada.

06

Diagnóstico y alegaciones

Cuatro hallazgos sobre el proyecto y cuatro peticiones del Gobierno de Canarias

Cómo lo hemos medido: un simulador de Gran Canaria

Reproducimos hora a hora lo que hizo el operador en 2025; luego cambiamos una sola cosa y medimos la diferencia.

1 Lo que pasó

Datos públicos reales de 2025, hora a hora: demanda, producción de cada tecnología, coste de generar y vertido (REE y OMIE).



2 Lo que no se publica

REE solo da el vertido por meses. Lo repartimos por horas (más donde sobra renovable y hay poca demanda) y lo contrastamos con un parque eólico real: coinciden.



3 La decisión del operador

Cada hora, el simulador elige qué centrales encender y a qué carga para cubrir la demanda al menor coste, respetando la regla de seguridad.



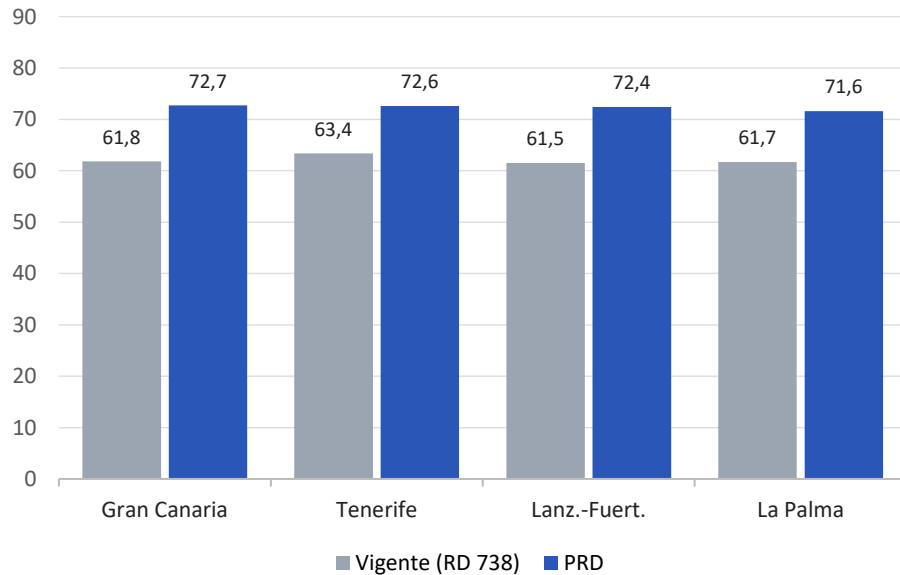
4 Qué cambia si...

...se paga de otra forma o se añade una batería. Comparamos con el caso real: coste, vertido, centrales encendidas e ingresos.

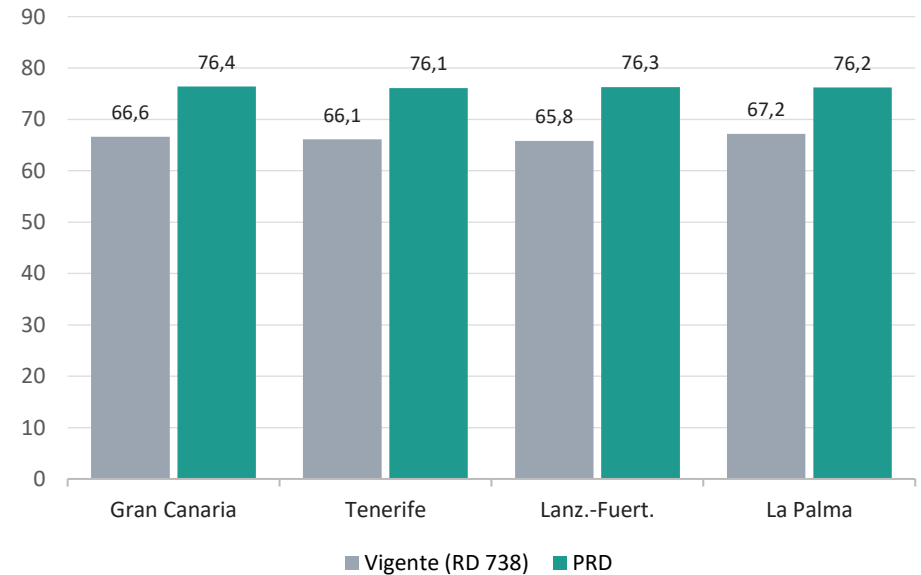
La regla de seguridad (λ)

REE no publica cuánta renovable admite cada hora. Buscamos el valor con el que el simulador tira la misma renovable que se tiró de verdad: **eólica y solar cubren como máximo el 41,3 % de la demanda de cada hora**; el resto, máquinas giratorias encendidas.

Qué gana la renovable con el PRD: más nivel, menos señal



Eólica: precio medio percibido en 2025 (€/MWh).



Fotovoltaica: precio medio percibido en 2025 (€/MWh).

+13,4 % a +17,6 %: la media anual evita importar precios cero ($\approx 9,6$ M€ al año más en Gran Canaria). **Pero la diferencia entre islas se estrecha** (de 1,41 a 0,28 €/MWh en fotovoltaica), aunque sus costes difieren un 49 %.

Hallazgo 1 (I): cómo se reparte el precio entre las horas

Referencia peninsular

$\approx 70 \text{ €/MWh}$

igual para todas las horas

×

Multiplicador horario

$1,2 \cdot 1 \cdot 0,8$

el «apuntamiento»

=

Lo que cobra la renovable

$84 \cdot 70 \cdot 56$

€/MWh en esa hora

En el año el multiplicador promedia 1: no cambia cuánto se cobra en total, sino en qué horas se cobra bien y en cuáles mal.

Lo que debería medir

El coste de producir en esa hora y en esa isla. Si producir es caro, cada MWh renovable evita el combustible más caro: debería cobrar más.

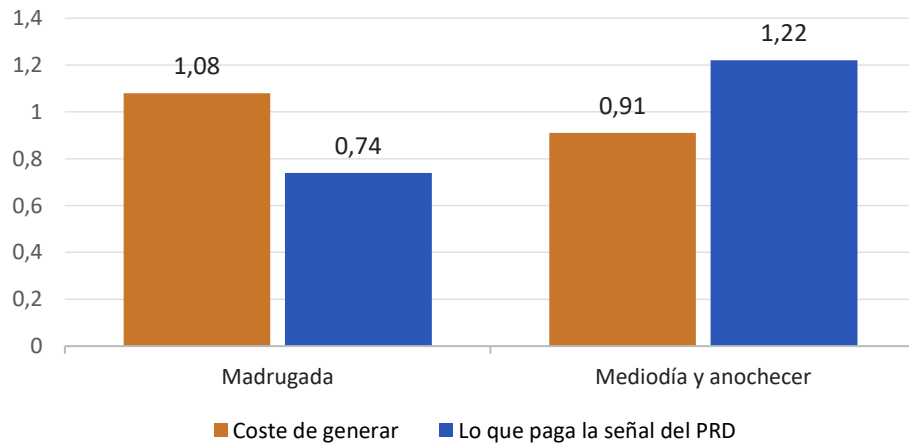
Lo que mide el PRD

Cuánta electricidad se consume en esa hora, sumando toda Canarias, frente a la media del día. Mucho consumo, multiplicador alto.

En una isla, consumir mucho no significa producir caro. Una central a medio gas es como un coche en primera: gasta mucho para lo poco que avanza.

Hallazgo 1 (II): la señal paga al revés de lo que cuesta

Un día en Gran Canaria (1 = la media)

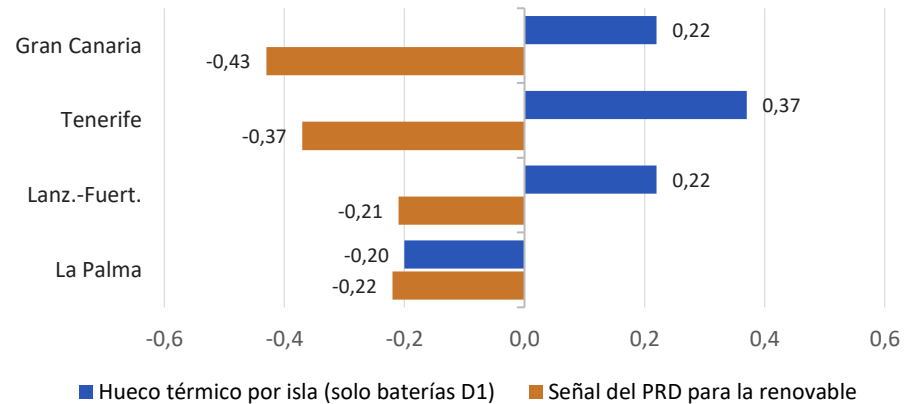


De madrugada: producir cuesta un 8 % más que la media y la señal paga un 26 % menos.

De día: producir cuesta menos (hasta -9 %) y la señal paga más (hasta +22 %).

¿Pasa en todas las islas?

Correlación: +1 van juntas · 0 sin relación · -1 al revés



Sí: en las cuatro va al revés (naranja). La alternativa por isla que el PRD ya calcula (azul) corrige el signo en tres.

Dos causas: mide cuánto se consume, no cuánto cuesta producir; y lo mide para toda Canarias junta, no para cada isla.

Por qué la batería apenas opera bajo el PRD

Semana tipo · batería de 40 MW / 160 MWh

Excedente renovable vertido en la semana

4,2 GWh

Energía que descarga la batería

0,66 GWh (16 %)

58 %

de las horas la térmica está en el suelo de seguridad (holgura mediana: 0 MW)

154 ciclos

al año, frente a los 500 que admitiría la batería

No falta energía barata para cargar: falta hueco para descargar.

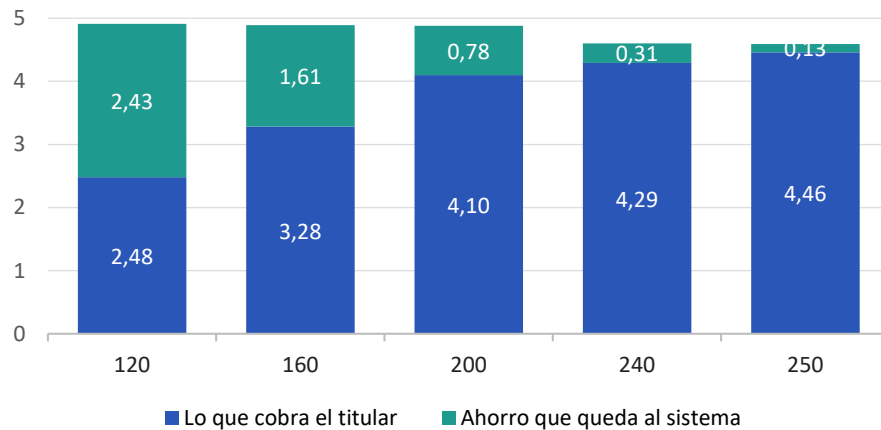
Descargar desplaza máquina síncrona, y el criterio de seguridad no lo permite.

Es una restricción física, no económica: ninguna mejora del precio la resuelve si la batería solo arbitra.

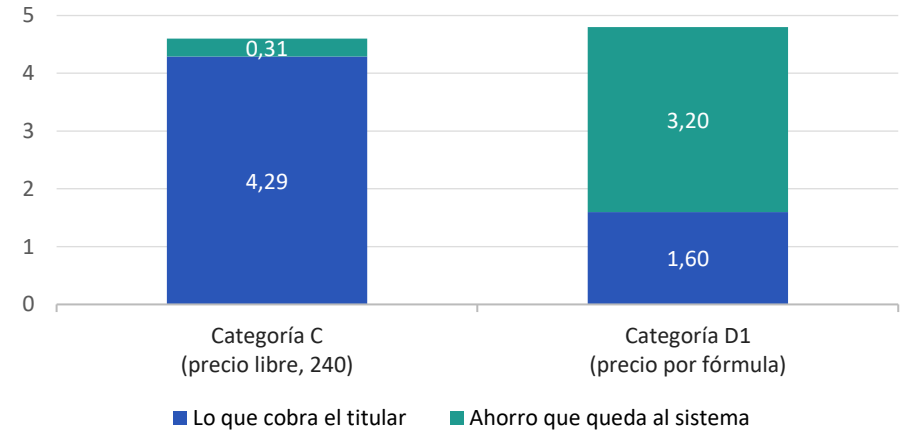
Lo que limita no es el equipo, es el sistema.

Hallazgo 2: quién se queda el valor que crea una batería

Cómo funciona en el PRD: la batería independiente (categoría C) elige su precio de venta y compra al 25 % de ese precio. El operador la llama a descargar si es más barata que la central a la que sustituye: casi siempre el vapor, a 251,6 €/MWh.



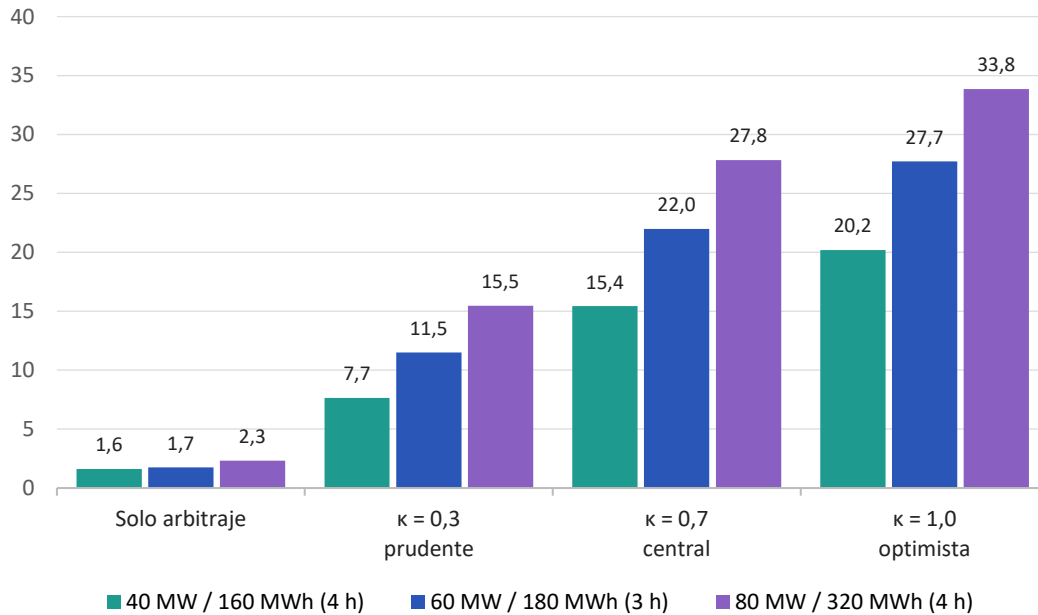
Batería de 40 MW / 160 MWh en Gran Canaria. Eje: precio que oferta el titular (€/MWh). Altura = ahorro total que crea (M€/año).



C: el titular se queda el 93 % y gana un 11,6 %. D1: el sistema se queda el 67 %, pero el titular pierde (-8 %): nadie la construye.

Subir el precio no cambia lo que hace la batería, solo quién cobra. Con pocas baterías en una isla no hay competencia que lo frene. Propuesta: una misma regla para todas, ligada al coste que evitan.

Hallazgo 3: el valor está en la firmeza, y no se paga



Ahorro anual para el sistema de Gran Canaria (M€/año). Cada color es un tamaño de batería.

Claves para leer

40 MW / 160 MWh: potencia (cuánto inyecta o absorbe a la vez) / energía que guarda. $160 \div 40 = 4$ horas a plena potencia.

Arbitraje: cargar cuando sobra renovable, descargar cuando falta.

Firmeza: estar cargada y lista para sustituir a un grupo de vapor mientras arranca (30 MW y ~60 MWh), para que ese grupo pueda apagarse.

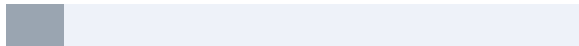
κ (kappa): qué parte de esa reserva acepta el operador como si fuera una máquina giratoria. No está medido: se prueban 0,3, 0,7 y 1.

Incluso con κ = 0,3, ahorra 4,8 veces más que arbitrando. Pero el PRD solo paga la energía descargada: quien reserva, cobra menos.

La firmeza en concreto: reservar para no descargar

Batería de 40 MW / 160 MWh: carga mínima que debe conservar

Suelo: **16 MWh (10 %)**



Un grupo: **79,2 MWh (49,5 %)**



Dos grupos: **142,3 MWh (88,9 %)**



Cada grupo desacoplado inmoviliza 30 MW y unos 63 MWh (2 h de arranque). Esta batería sostiene un grupo, no dos.

Batería	Uso	Ahorro sistema	Ingreso titular	TIR
40 / 160	Arbitraje	0,31 M€	4,29 M€	11,6 %
	Firmeza	14,80 M€	2,19 M€	-2,3 %
60 / 180	Arbitraje	0,32 M€	4,72 M€	11,1 %
	Firmeza	21,42 M€	1,94 M€	-6,6 %
80 / 320	Arbitraje	0,30 M€	6,86 M€	6,6 %
	Firmeza	26,75 M€	3,69 M€	-5,4 %

Cuanto mejor cumple su función, menos cobra.

Dejar al titular indiferente entre arbitrar y dar firmeza cuesta 39.600–52.500 €/MW al año (12–14,5 % del ahorro). Llevarlo a una TIR del 10 %, entre el 12 y el 16 %. Más del 84 % del ahorro se queda en el sistema.

Una palabra que importa: «gestionable»

RD 738/2015 vigente · anexo X.2

«...un mínimo de generación **gestionable** necesaria que proporcione la inercia, reservas de regulación y garantía de cobertura...»

Una batería es gestionable: encaja de forma defendible.

Proyecto de RD (julio de 2026) · anexo X.2.f)

«...un mínimo de generación necesaria...»

Sin el adjetivo solo cuenta la «generación»; el almacenamiento (categorías C y D) queda fuera por la letra, y sin motivación en el preámbulo.

Alegación 3 · redacción propuesta

«...un mínimo de **recursos** necesarios... que podrá cubrirse mediante generación, almacenamiento u otros recursos que acrediten la capacidad de prestar las funciones requeridas.»

No reconoce ningún pago ni genera gasto: solo habilita.

La reforma que incorpora el almacenamiento al despacho estrecha el único precepto que le permitiría contribuir a la seguridad del sistema.

Hallazgo 4: más renovable no lo corrige, lo agrava

19 % → 50 %

vertido renovable sobre la energía producible en Gran Canaria (escenario PTECan 2030)

215 → 1.069 GWh

energía renovable vertida al año

39 % → 64 %

de las horas del año en que el techo de seguridad limita

×1,9

potencia renovable, pero solo ×1,18 la energía integrada

70,14 €/MWh

precio de la renovable idéntico en 2025 y 2030, pese a abaratarse el sistema un 4,5 %

412 GWh

vertido recuperado por una batería de 80/320 dando firmeza: lo mismo que relajar el requisito a $\lambda = 0,65$

Una batería formadora de red no compite con la relajación del requisito síncrono: es una de las formas de conseguirla. La cuestión es si el marco retributivo reconoce que el almacenamiento puede prestar seguridad. Hoy no lo reconoce.

Lo que pedimos

Un criterio único: retribuir donde se aporta el valor, tratar igual el mismo producto y pagar por separado los servicios que exigen comprometer capacidad.

Ninguna petición exige información que no exista ya ni altera el nivel de retribución, anclado a la referencia peninsular.

1 · Una señal propia de cada sistema aislado

Que la renovable (y la demanda) se apunte con el coste medio marginal horario que el operador ya debe publicar, o al menos con el hueco térmico por isla que el PRD ya calcula.

2 · Un mismo precio para el mismo megavatio-hora

Que C, D0 y D1 reciban la misma señal de compra y venta, ligada al coste evitado ($0,85 \times \text{marginal}$) y no a la oferta del titular ni a su configuración física.

3 y 4 · Habilitar y retribuir la firmeza

Definir el mínimo del anexo X.2.f) por funciones y recursos (recuperar "gestionable") y liquidar aparte el servicio de firmeza, vinculado al ahorro verificado (art. 14.5.b Ley 24/2013).

Sin mercado, la norma es la señal.

Canarias tiene ya la excepción europea que necesita. Lo que falta es usarla: una señal de precios construida sobre el coste de cada sistema aislado, un mismo trato para el mismo megavatio-hora y un pago por la seguridad que el almacenamiento puede prestar.

Ninguna de las propuestas exige datos nuevos ni altera la solidaridad territorial: solo cambia cuándo y a quién se paga.

Glosario para el debate (anexo)

Apuntamiento	Multiplicador horario que reparte el precio de referencia entre las horas. Media = 1.	MW / MWh	Potencia (lo que se inyecta a la vez) / energía (lo que se guarda). 40 MW / 160 MWh = 4 horas.
Hueco térmico	Demanda menos renovable prevista: lo que tiene que cubrir la generación convencional.	Arbitraje	Cargar cuando la energía sobra o es barata y descargar cuando falta o es cara.
Correlación	Grado en que dos series se mueven juntas: +1 a la vez, 0 sin relación, -1 al revés.	Firmeza	Mantener potencia y energía reservadas para sustituir a una central que así puede apagarse.
Extracoste	Diferencia entre el coste de generar en Canarias y lo que se ingresa al precio peninsular; 50 % PGE, 50 % sistema.	Categorías	A térmica; B renovable; C batería independiente; D0 batería con térmica; D1 batería con renovable.
Vertido (ERNI)	Energía renovable que se podía producir y el operador no deja entrar.	Captura	Parte del valor que crea una batería que se queda su titular.
λ (lambda)	Máxima parte de la demanda que eólica y solar pueden cubrir en una hora en el modelo (41,3 %, calibrado).	TIR / VAN	Rentabilidad anual de la inversión / valor actual de sus flujos. Por debajo del 8 % no se financia.
κ (kappa)	Parte de la reserva de una batería que el operador acepta como equivalente a una máquina giratoria.	Unit commitment	Modelo que decide, hora a hora, qué centrales se encienden y a qué carga.