

FRANCISCO BAQUERIZA

Consultor en GME (Grupo Mercados Energéticos)



Desafíos específicos en la regulación de los mercados de energía nacionales y regionales

Foco en la integración regional Latinoamericana y Europea

GET.transform is supported by



Índice



1

Integración regional en Latinoamérica

2

Integración regional en Europa

3

Comercio transfronterizo en la UE

4

Aprendizajes y conclusiones

1

Integración Regional en Latinoamérica



Interconexiones existentes e iniciativas

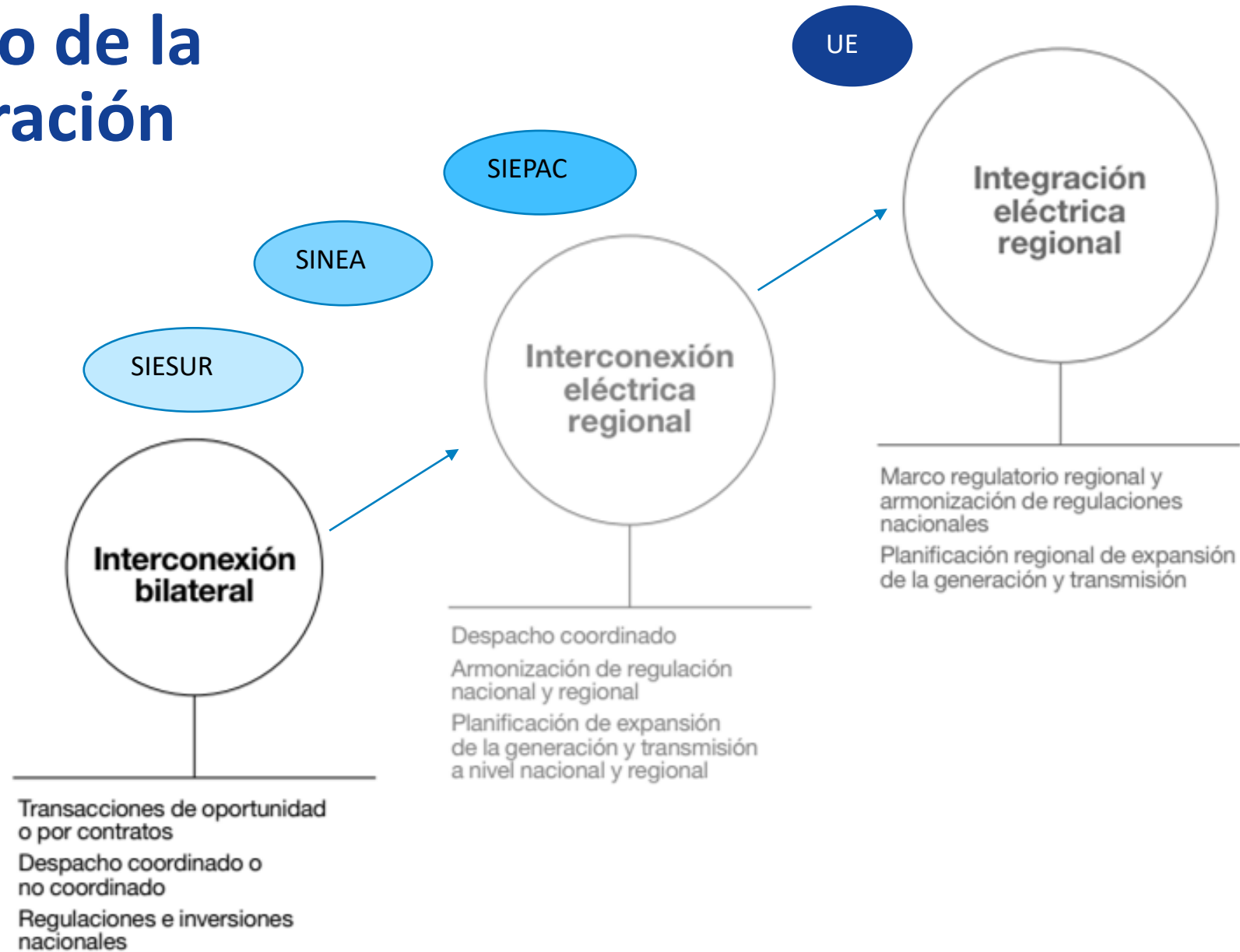
Las experiencias de integración en energía eléctrica en América Latina caben en tres grupos:

- 1) explotación conjunta de recursos hídricos (límitrofes)
- 2) conexiones que permiten intercambios de energía eléctrica bilateral (bajo una modalidad de oportunidad o contratos)
- 3) iniciativas más amplias y profundas, que involucran a varios países con la intención de formar mercados únicos.

Las dos primeras son las predominantes en Suramérica, mientras que la última es el modelo elegido en Centroamérica



Estado de la integración



Oportunidades

Complementariedad de sistemas

- A partir de **diferencias estructurales** que generan **complementariedad** (mercados, reglamento y recursos)
- **Complementariedad entre distintos husos horarios**
- En LAC **predominan las similitudes** entre mercados

Evolución de los sistemas eléctricos

- Nueva estructura de **costos fijos** debido a las inversiones en generación renovable y transmisión -- **Disminución de los costos variables** (combustibles fósiles).
- **Riesgo de demanda crece.**

Proyectos de generación de gran envergadura

- Desarrollo de **grandes proyectos de generación y rutas hacia mercados** fuera del país con **mejor viabilidad económica.**

Beneficios

Cubre picos de demanda con una base energética más amplia.

Reduce precios de electricidad y tarifas para usuarios finales.

Optimiza el uso de recursos energéticos e infraestructura.

Mitiga riesgos asociados a la variabilidad de las fuentes renovables y expandir la base de demanda

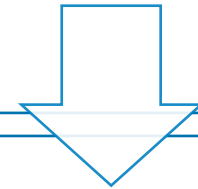
Facilita inversiones de gran escala reduciendo costos de energía.

Permite utilizar las reservas de un país en otro, priorizando inversiones en generación de mayor eficiencia.

Desafíos

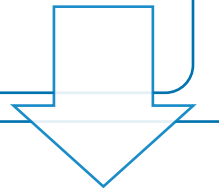
Políticas hacia el autoabastecimiento energético:

- La búsqueda de seguridad energética requiere medidas orientadas al autoabastecimiento, para evitar:
 - Creciente volatilidad de los precios de insumos energéticos,
 - Condiciones de escasez y
 - Potenciales conflictos geopolíticos con otros países.



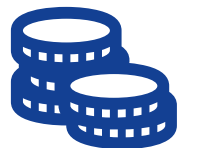
Debilidad institucional o la **falta de mecanismos de resolución de controversias** en los bloques regionales es otra barrera en el camino de la integración.

- Ha sido muy difícil de implementar, sobre todo en los países de América del Sur.



La rentabilidad de los intercambios internacionales debe justificar la construcción y operación de las interconexiones necesarias.

- Esto ocurre cuando los países tienen matrices de generación eléctrica diferentes y diferenciales de costos de generación



Aprendizajes



1

La **integración de los sistemas eléctricos** exige varias condiciones más allá de una **conexión bilateral**.

2

La integración adquiere un nuevo sentido cuando articula **objetivos de política de energía y clima**.

3

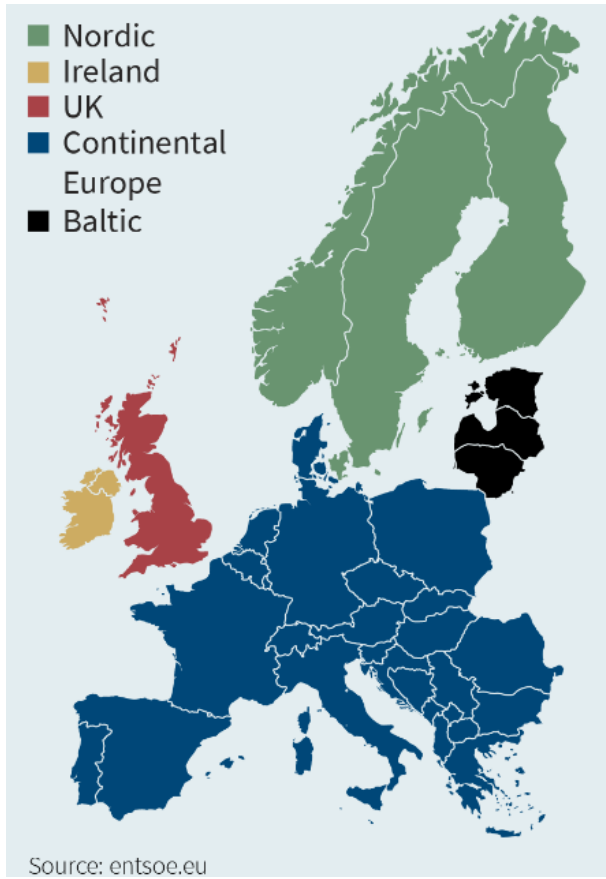
La **voluntad y compromiso de los países** es esencial para una integración efectiva, reflejada en un **marco regulatorio armonizado**

2

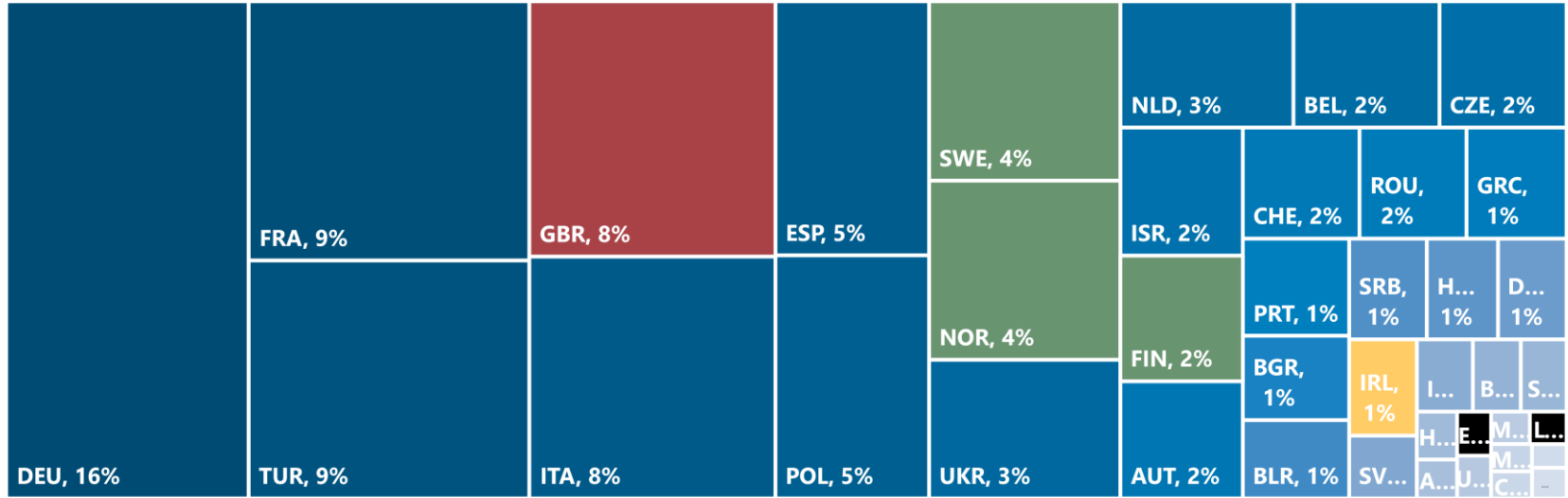
Integración regional en Europa



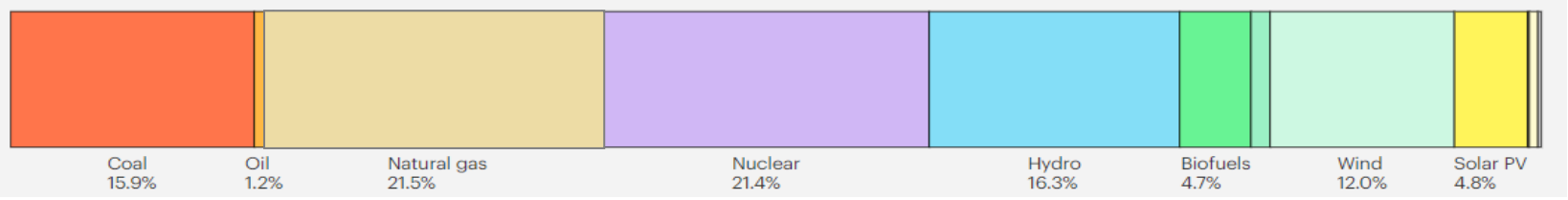
Electricidad en Europa



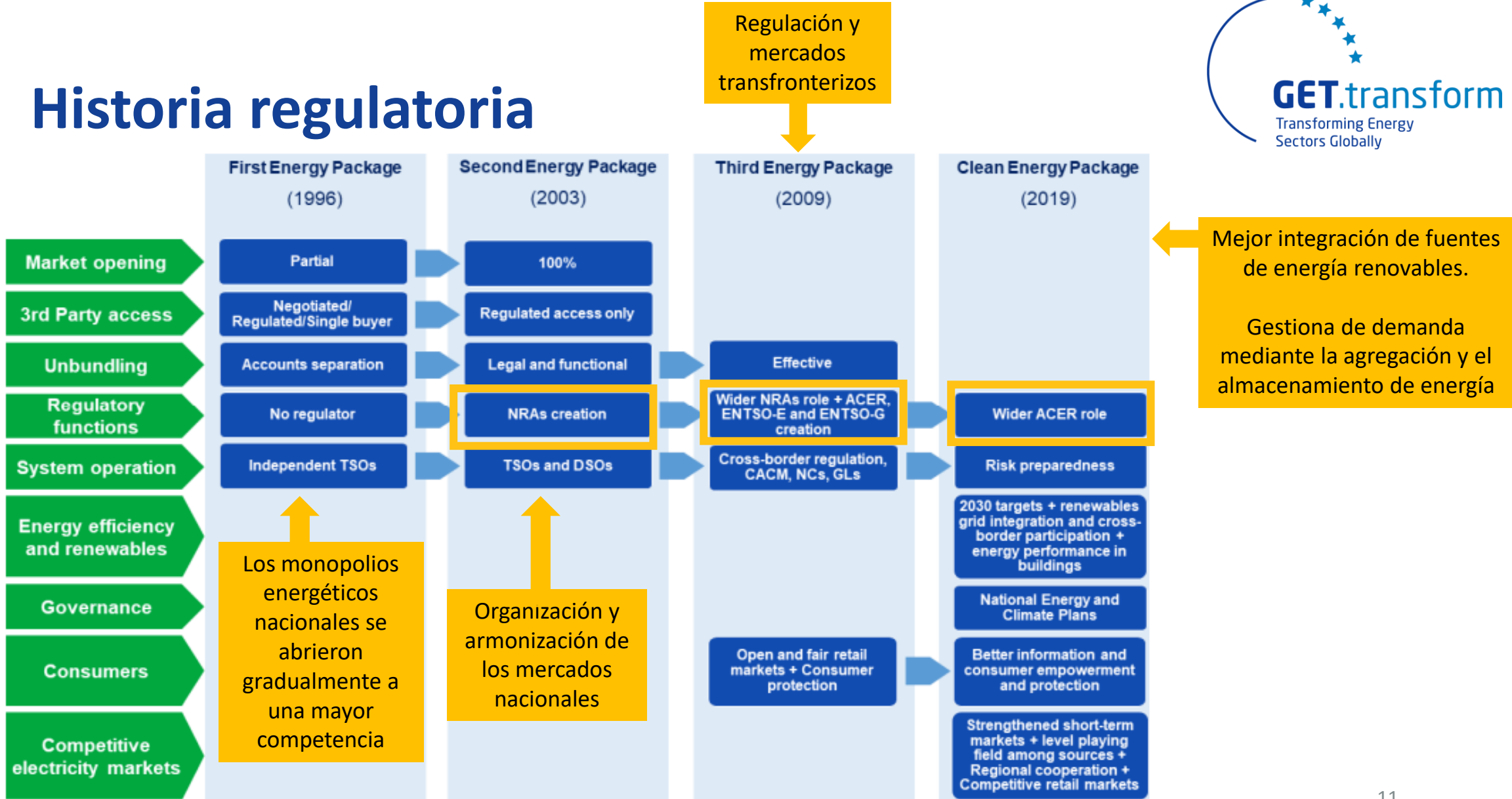
Producción de electricidad, 2021



Electricity generation by source, Europe, 2021

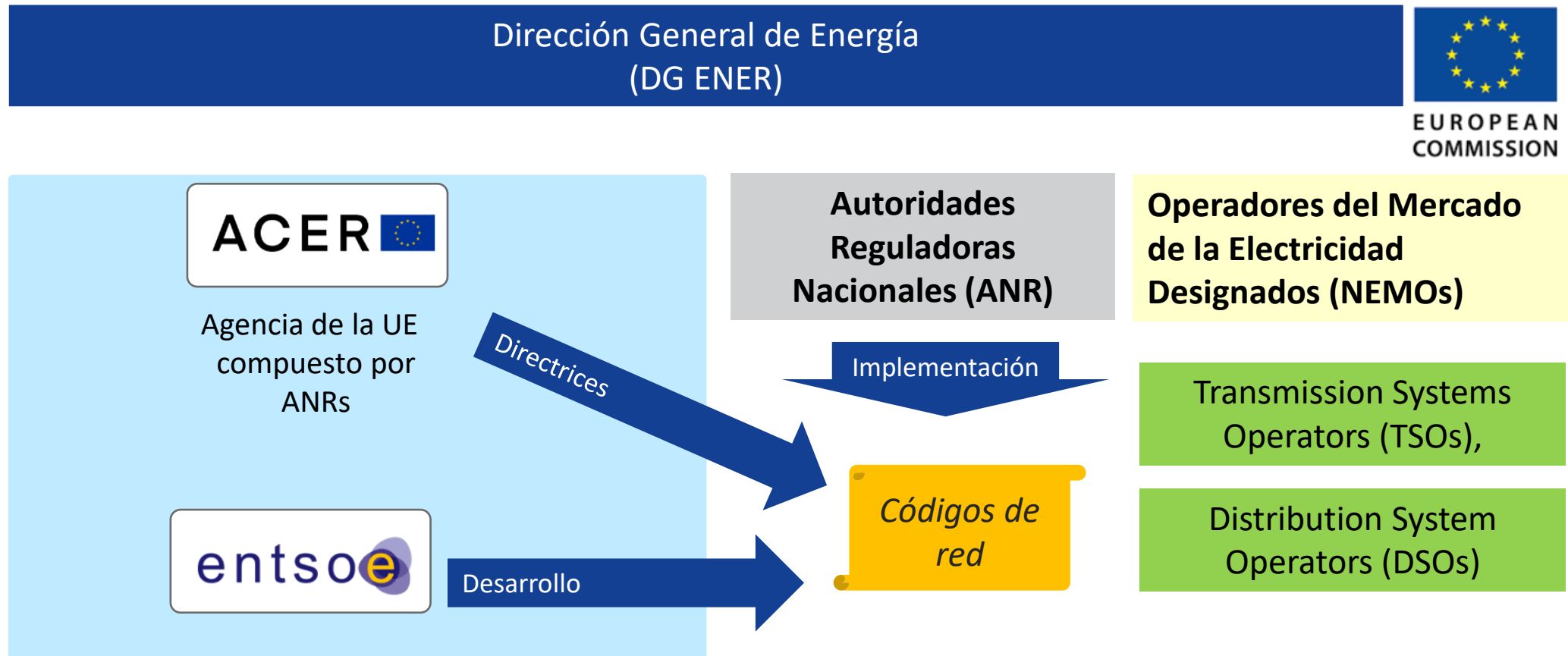


Historia regulatoria



Source: ACER elaboration.

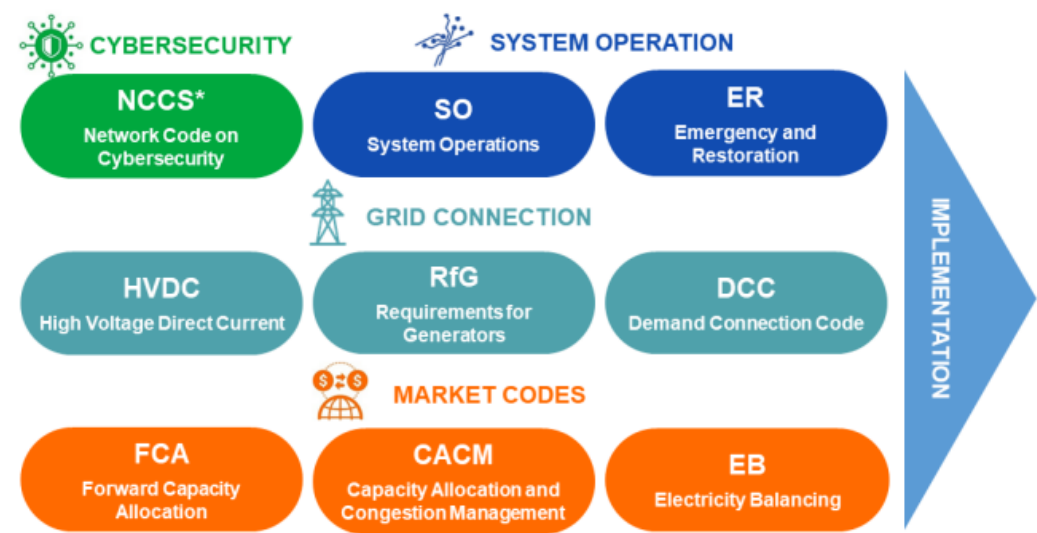
Actores relevantes



Armonización regional

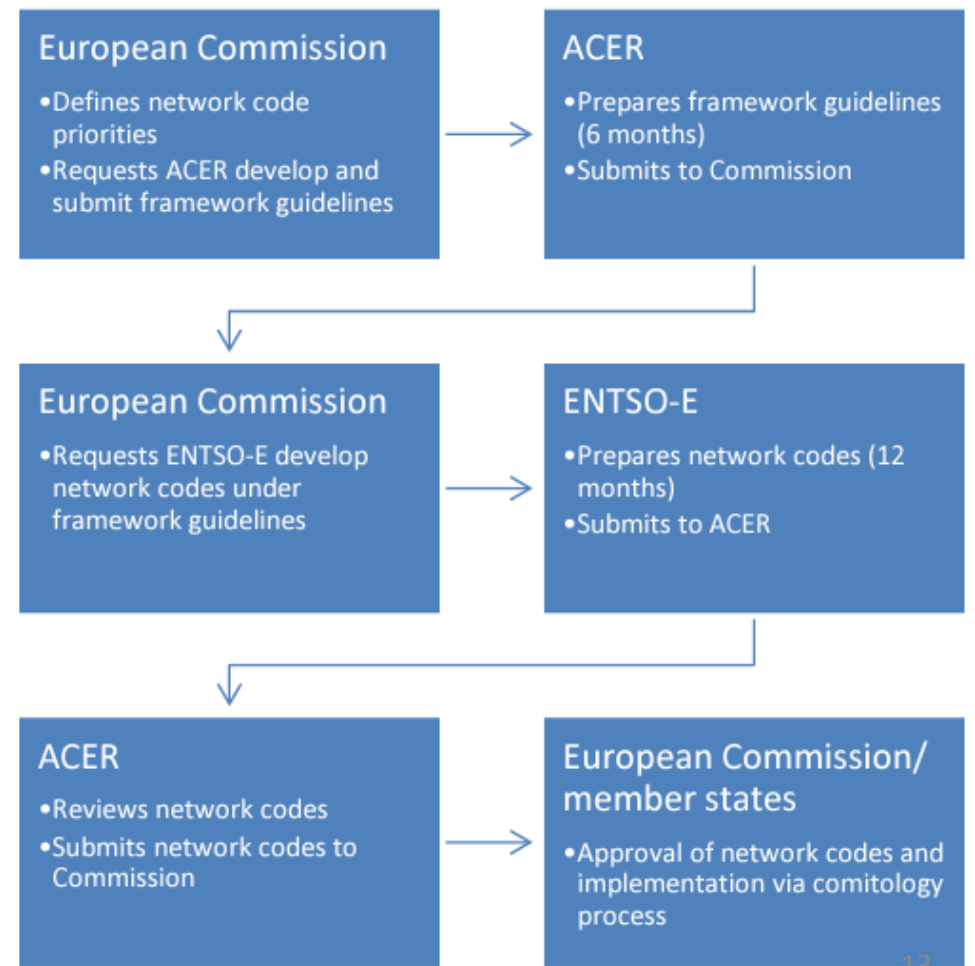
Códigos de redes eléctricas de la UE jurídicamente vinculantes

9 ELECTRICITY NETWORK CODES



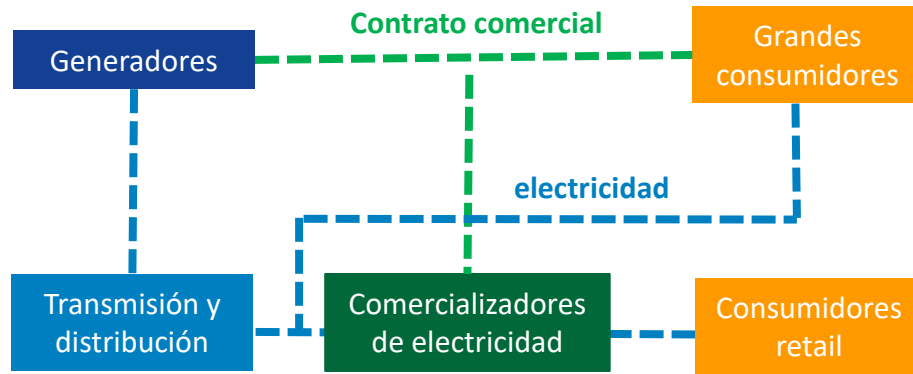
*The adoption of the NCCS is ongoing

Process for developing the EU network codes

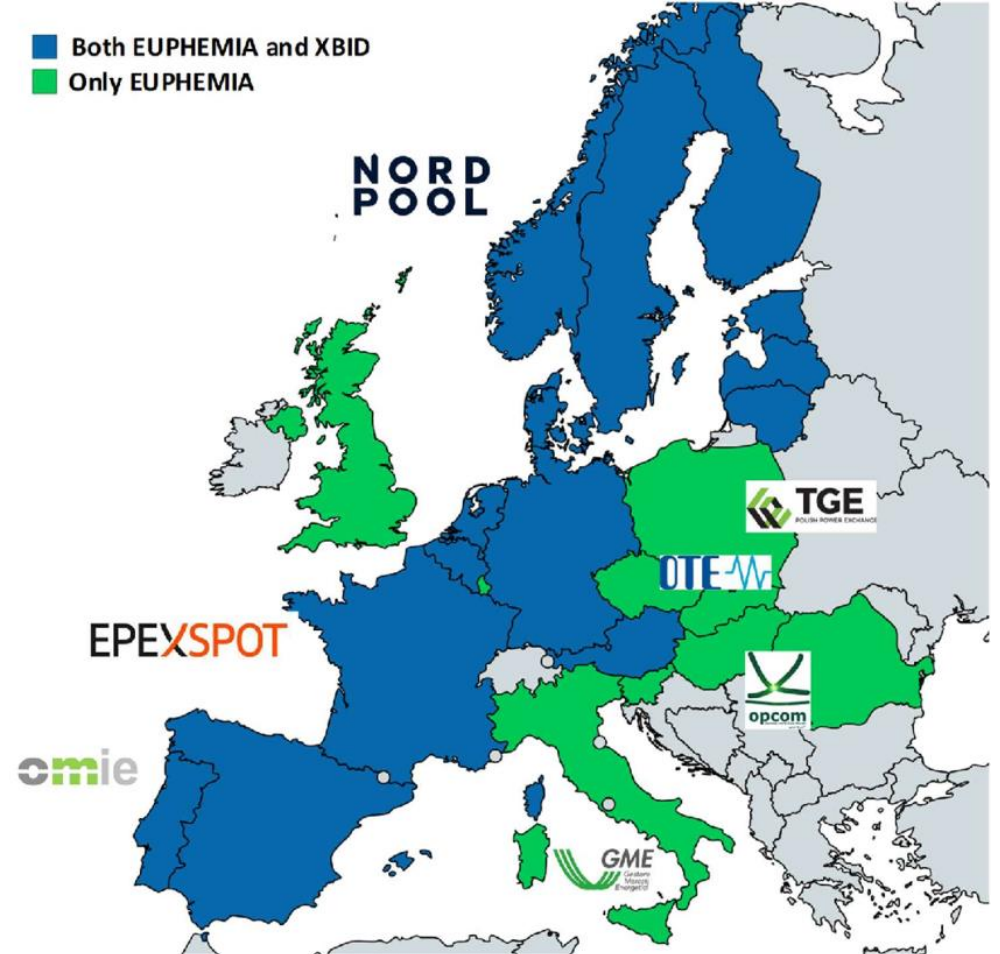


Estructura del mercado mayorista

Second Energy Package (2003)



Partiendo de la armonización de mercados nacionales, mediante el **acoplamiento** gradual de estos mercados se forma un mercado mayorista unificado regional



Funcionamiento del mercado

	Market timeframes			
	> Day -1	Day -1	Intraday (ID)	Real-time (RT)
Market	Forward and futures market	Day-ahead market	Intraday market	Balancing market
Market participants	Participants optimize their portfolio			Participants avoid adverse contributions to the system balance
				Participants provide balancing energy
TSO	TSO procures balancing reserves			Tso activates balancing energy
		TSO performs network security analyses & activate resdispatch		

La volatilidad de los precios spot puede ser mitigado en los mercados a plazo (**forward markets**)

day-ahead market: En los mercados diarios la producción es planificada y negociada con un día de anticipación.

Ante una cambio en el suministro es necesario tener mercados donde la demanda planificada pueda ajustarse con poca antelación: los mercados intradía (**intra-day markets**).

Cerca del momento de entrega física, los operadores del sistema de transmisión (TSO) puedan adquirir la energía necesaria para mantener la red en equilibrio: los mercados de balance (**balancing markets**).

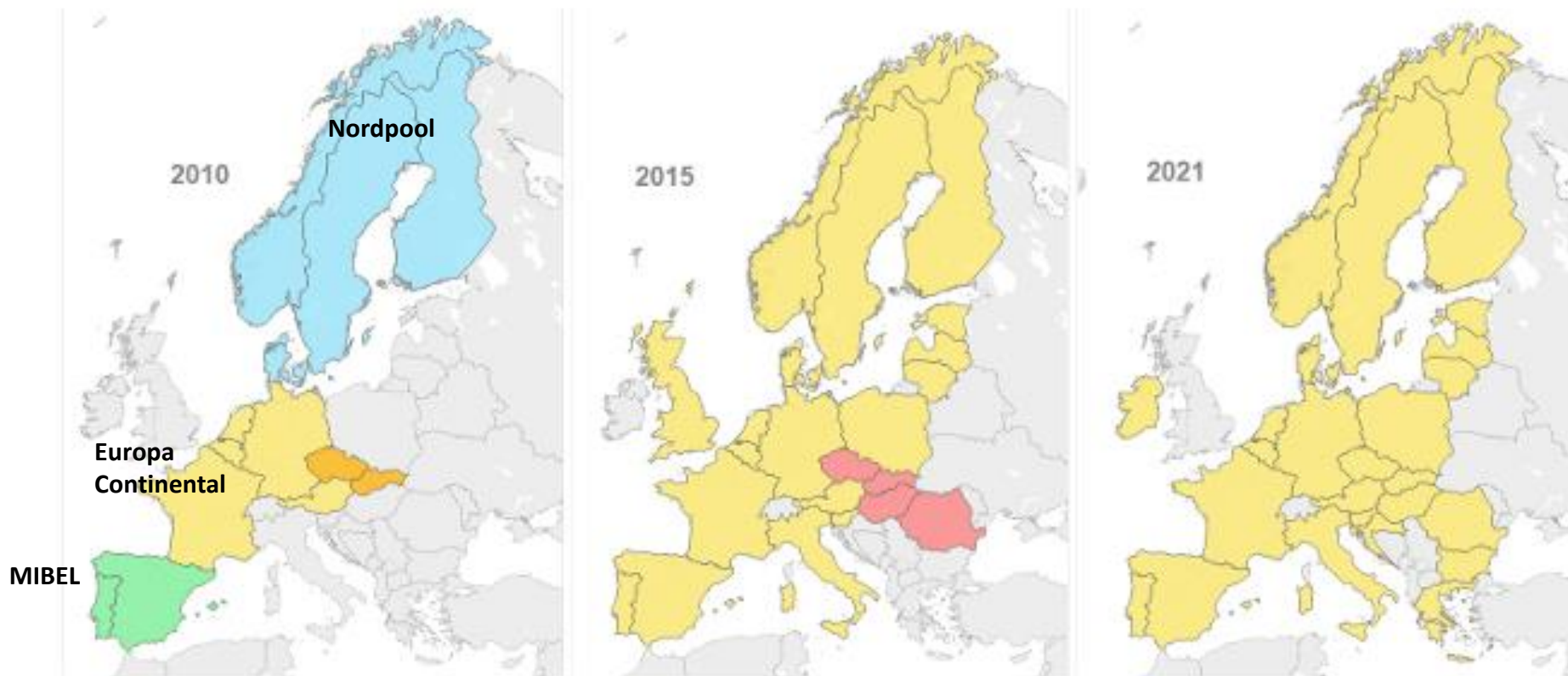
3

Sistemas transfronterizos



Estado de la integración

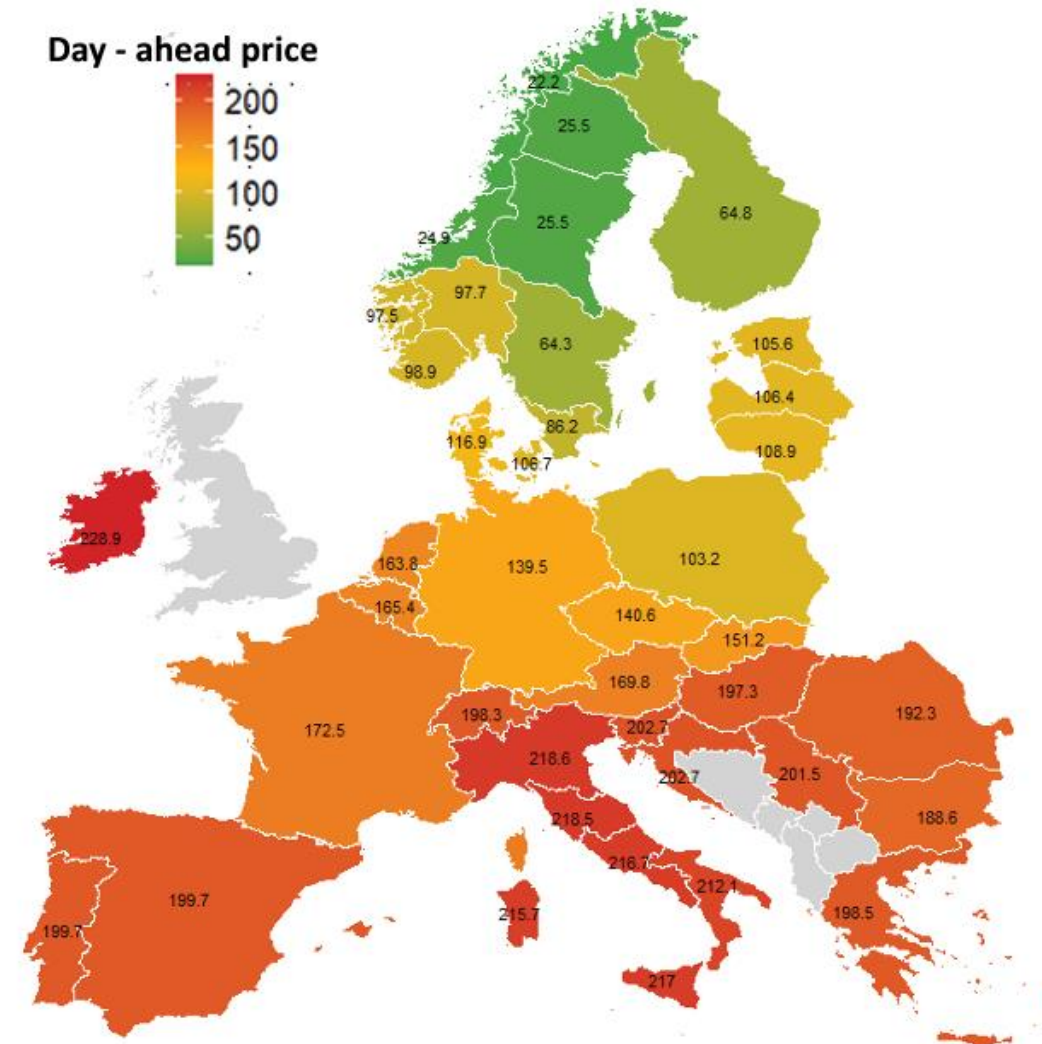
Evolution of EU wholesale electricity day-ahead market coupling (2010 - 2021)



Estado actual – Volatilidad de precio

- Los precios mayoristas de la electricidad en Europa alcanzaron **picos históricos** (2021-2022) por **los altos precios de combustibles fósiles**, la guerra en Ucrania y los permisos de emisión de CO2.
- La **concentración del comercio en mercados de corto plazo** genero picos de precio.
- El mercado de **largo plazo** exige la **reserva de capacidad de transmisión** a largo plazo.

Figure 3 – Average annual day ahead electricity prices October 2021 (€/MWh)



Note: While not part of the EU, Norway and Switzerland also provide data to the ENTSO-E's Transparency Platform.

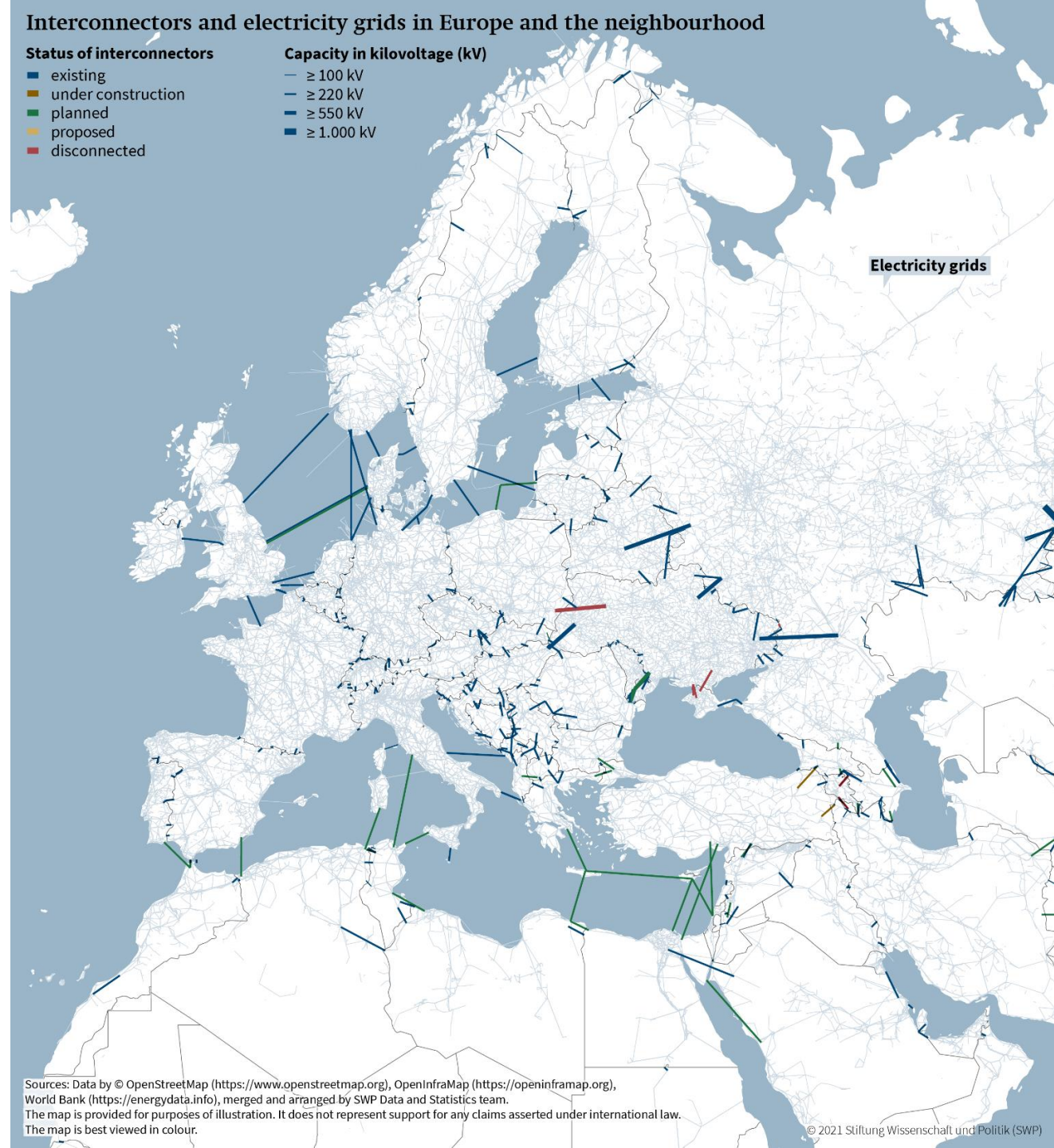
Source: ACER – Wholesale Electricity Markets Monitoring 2021.

Estado actual – Transmisión y las zonas de oferta

- El **código CACM** busca que el mercado señale la congestión de transmisión y los cuellos de botella en la generación.
- Actualmente, las 'zonas de ofertas' no reflejan las limitaciones físicas de la red. (**Precio uniforme sin reservar capacidad de transmisión**).
- No se señalizan los cuellos de botella en la transmisión ni **las necesidades de expansión**
- Un sistema de **precios nodales** podría resolver esta situación, pero existen **reservas políticas** para garantizar igualdad de acceso a la red y generación de electricidad.

07/08/2024

Fuente: ACER



Oportunidades y desafíos

-  Eficiencia de mercado de corto plazo y menores precios
- Mayor comercio entre países a través del mercado mayorista de energía 
- Mayor seguridad energética 
- Facilita la incorporación de renovables necesaria para lograr las metas de descarbonización de UE 

Beneficios incluyendo un estimado de aproximadamente 34 mil millones de euros anuales

-  Las zonas de oferta pueden no reflejar congestiones estructurales intramercado
- Hay un desajuste entre la exposición de precios a corto plazo y la cobertura a largo plazo 
- Mejorar la eficiencia de los mecanismos de expansión de la transmisión internacional 
- Acceso a la información deficiente en algunos mercados es un desafío para el comercio internacional 

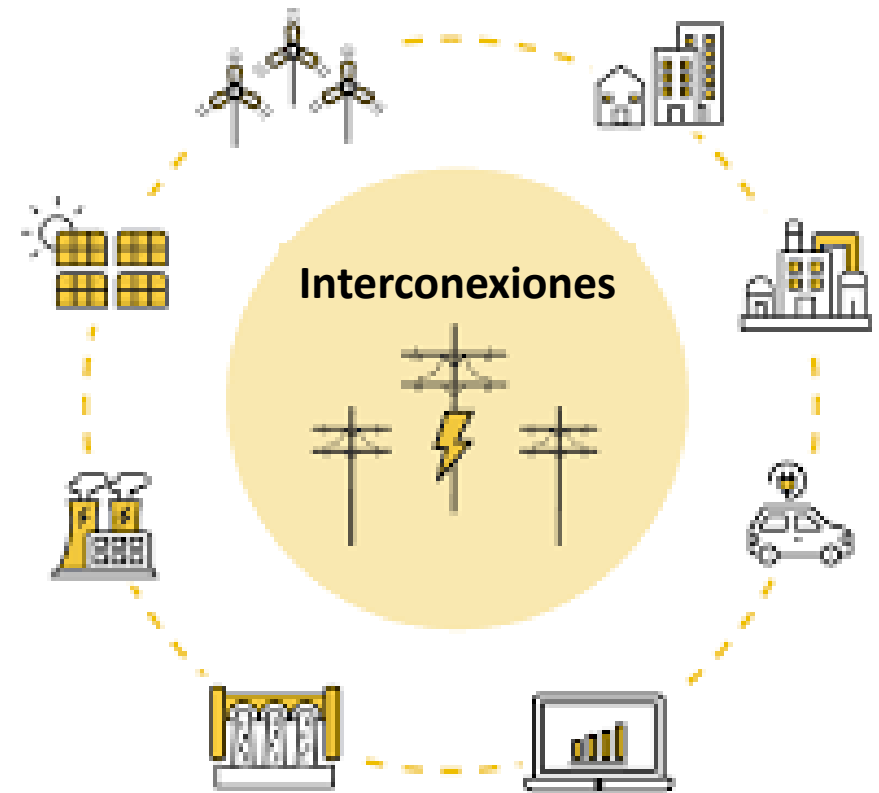
La reserva de capacidad de transmisión para los contratos de largo plazo exige una expansión más agresiva

Visión al 2030 para la integración

La incorporación de **renovables** exige la necesidad de incorporar **servicios complementarios** como la producción distribuida, el almacenamiento y el acoplamiento de los sectores.

Los **servicios complementarios** requieren aumentar la **flexibilización y dinamismo** de la **transmisión y distribución de energía**

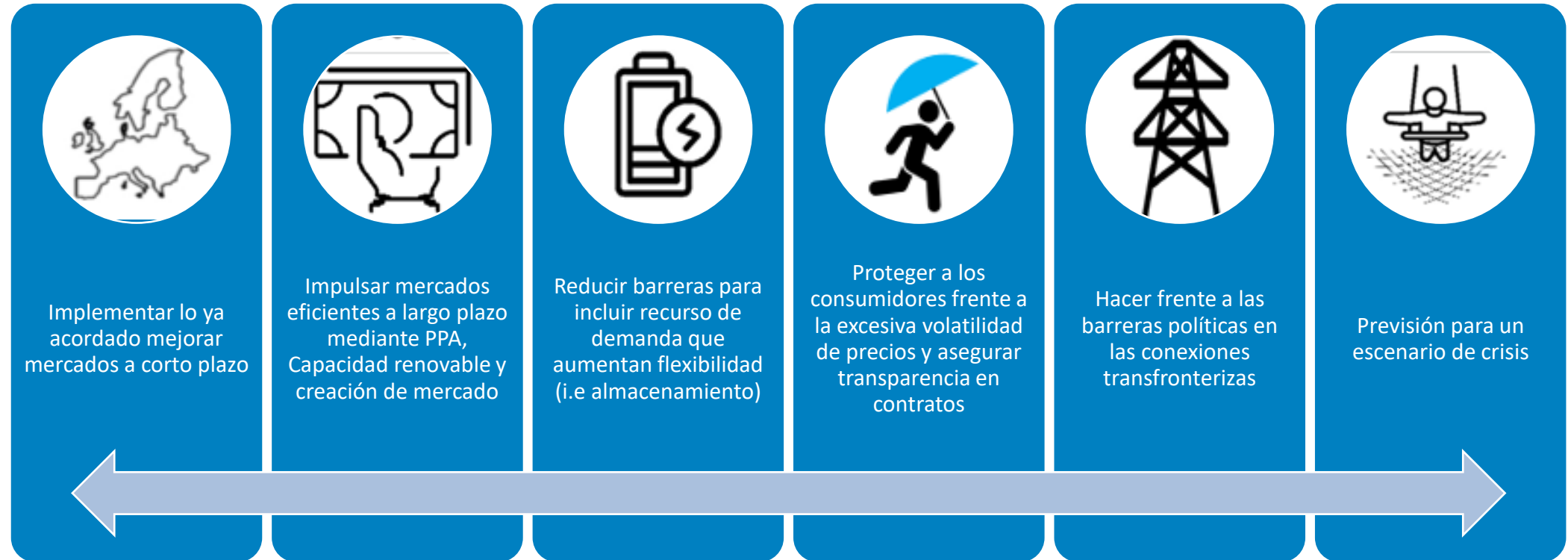
Esta flexibilización depende de la **capacidad de compartir reservas de energía** a bajo costo, habilitado por **una mayor integración y expansión** de los sistemas de **transmisión**



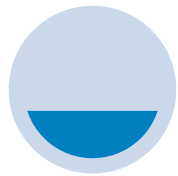
4

Conclusiones y aprendizajes

Desafíos regulatorios para EU



Aprendizajes y conclusiones

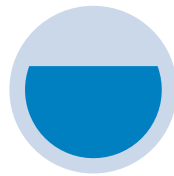


Diferencias en la operación entre LATAM y EU

Gestión de demanda en EU se da mediante los comercializadores (**hay marco temporal para responder a señales de precio** - day ahead)

En Latam el esquema es puro de real time. El **operador es responsable de asignar energía en tiempo real** (hay un predespacho centralizado).

Se observan **señales de costo**, no de precio.

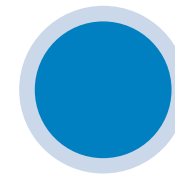


No existe un modelo único para la integración región

En EU la estructura regulatoria regional llevo a cabo la **armonización regional a partir de las estructuras de los mercados nacionales existentes**

Fueron 3 paquetes a lo largo de 15 años

Los paquetes regulatorios tienen la aprobación de estados miembro y son implementados por agentes regulatorios nacionales.



La transición energética genera desafíos para un modelo de planeamiento centralizado.

Tanto los contratos a largo plazo como los **servicios complementarios exigen más capacidades en la distribución, y la transmisión.**

Los **cambios tecnológicos** generan cambios estructurales en los mercados por si solos.

Esos cambios pueden ser **ordenados con una regulación** o pueden permanecer implementados de forma desordenada.

¡Gracias por su atención!



FRANCISCO BAQUERIZA

CONTACTO: fbaqueriza@gme-global.com

Consultor in GME

GET.transform is supported by

