

Conférence du Comité National Français

Bâtiment Gaston Berger - INSA Lyon
16 octobre 2025



cigre

For power system expertise

Bienvenue à la Conférence de CIGRE France



Vincent THOUVENIN Président de CIGRE France

Philippe Adam Secrétaire Général de CIGRE

Programme de la Conférence



Thème de la conférence : Changement de modèle énergétique européen et transformation du système électrique face aux enjeux de demain

Heure	Séquences	Speakers
08:30	Café d'accueil	
09:30	Introduction par le Président de CIGRE France et le Président de CIGRE	Vincent Thouvenin & Konstantin Papailiou
9:45	1ère partie en anglais sur la Transition Energétique Le Schéma Décennal de Développement du Réseau (SDDR) de RTE pour 2025-2040 Témoignage Italie	par Jonathan Roulot (RTE) par Enrico Carlini (TERNA)
10:45	Pause café	
11:05	Témoignage UK Témoignage Espagne	par Marc Waldron (NG) par Javier Iglesias (REE)
12:00	2 ^e partie WiE en français sur Women in Energy (WiE) Les actions de WiE 2 Témoignages SLIDO sur les prochains Thèmes	par Laurie-Anne Clément-Charpentier (Siemens Energy) & Isabelle Ligner (Hitachi Energy) Modératrice : Amélie Reverdy (Hitachi Energy) de Marcela Mantilla (RTE) de Emanuela Buccafurri (EDF) par Laurie-Anne Clément-Charpentier (Siemens Energy)
12:30	Repas	
13:30	1 ^{ère} partie en français sur les besoins de Flexibilité Flexibilité Insulaire Flexibilité de la demande Flexibilité Stockage et agrégation	par Vincent Hanneton (EDF SEI) par Titouan Chilou (Think SmartGrid) par Marion Perrin (EnergyPool)
14:45	2ème partie en français - Table Ronde sur le thème: Résilience, durabilité environnementale et ressources d'un système électrique adapté aux transitions énergétique et numérique Vision générale de la résilience Réduire l'empreinte environnementale du matériel via l'ACV et l'éco-conception Achats responsables et résilients : intégrer la durabilité dans les chaînes d'approvisionnement La résilience vue de l'IEC Perspective internationale : durabilité et performance environnementale des systèmes électriques face aux transitions	Modérateur Yannick Rest (GIMELEC) par Rodolphe de Beaufort (GIMELEC) par Solène Laurent (GE Vernova) par Emeline Cauras (RTE) par François Trichon (Schneider Electric) par Marcela Mantilla (CIGRE SC C3)
16:00	Conclusion et Clôture	Vincent Thouvenin

QR Code Linkedin



QR Code SLIDO



Conférence du Comité National Français

La Transition Energétique

Modérateur: Pierre Coudereau (EDF)

Jonathan Roulot (RTE)

Enrico Carlini (TERNA)

Mark Waldron (NG)

Javier Iglesias (REE)



cigre

For power system expertise

Bâtiment Gaston Berger - INSA Lyon
16 octobre 2025

CIGRE France Conference

Strategic development plan for the French transmission network by 2040

Jonathan Roulot (RTE)

Bâtiment Gaston Berger - INSA Lyon

16 octobre 2025



cigre

For power system expertise

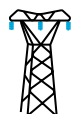


The strategic development plan for the French transmission network by 2040 (SDDR) aims at providing a complete and long-term overview of the industrial needs



The development of the SDDR is one of the **legal responsibilities of the public electricity transmission system operator**. Since 2019, RTE publishes an extended version of what is legally expected

- It is not only about network development but also about renewal and telecommunications for example
- It is a plan over 15 years, consistent with the investments in the infrastructure (compared to 10 years legally expected)



The French public electricity transmission network integrates **voltage levels from 63 kV to 400 kV** (a wider range than most other transmission networks in Europe).



The SDDR, a prioritized, optimized, and timed strategy for 2040 :

- Transformations needed to ensure that the electricity transmission network continues to **meet our future electricity needs**
- A document that provides consumers, producers, and storage operators with visibility on what tomorrow's public electricity transmission network will look like, and **equipment suppliers and construction companies with visibility on equipment needs, recycling strategies, and employment prospects**



The SDDR 2025 has entered its second phase with public consultation and debate

Phase 1

Consultation and development

2023 – 2025

Execution of a wide-ranging
program of technical and economic
studies and environmental and
industrial analyses

Consultation with authorities and
stakeholders



Phase 2

Review by authorities and public debate

13 February 2025

Publication of the main
guidelines of the SDDR



Organization of the public
debate



Environmental review

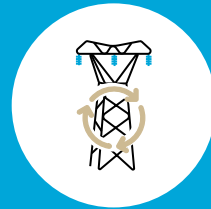


Approval of technical and
economical considerations;
investment framework



Validates consistency with
policy objectives

Generation and consumption assumptions





Changes in the energy mix influence the design of the electrical system.



Two main objectives are pursued :

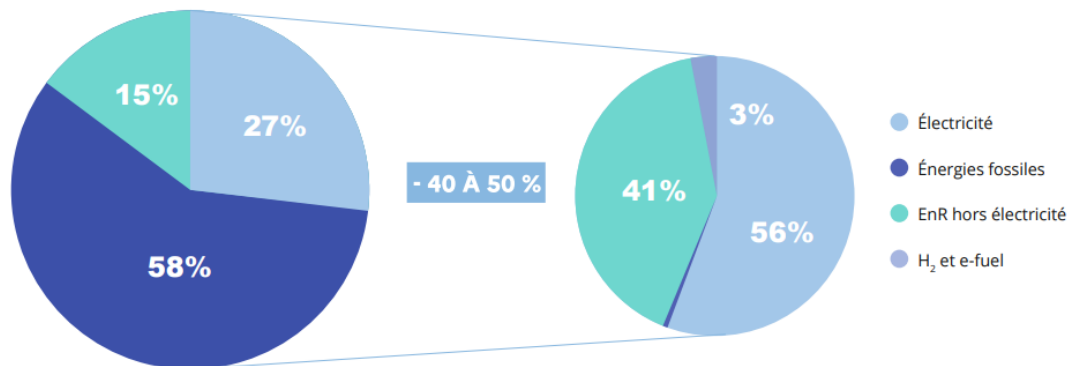
- Achieve carbon neutrality by 2050
- Reindustrialize the country

En 2021 :

1 611 TWh d'énergie consommée

En 2050 :

~ 900 TWh d'énergie consommée



*Final energy consumption in 2021 and projections
for 2050 – draft French energy and climate strategy*



Increasing the share of electricity in
final energy consumption in France.



Produce more low-carbon electricity (both
nuclear and renewable energies) to support
this increase in electricity consumption.



Reducing dependence on imported fossil
fuels (gas and oil) for energy consumption
in France.



The challenges for the electricity transmission
network consist in anticipating and planning
network developments to enable this new stage in
the construction of the French electricity system.



Changes in the energy mix influence the design of the electrical system.



Two scenarios from the **power system's adequacy outlook 2035** have been extended by five years for SDDR studies.

Scenario A-reference is broadly consistent with the draft multiannual energy program (PPE3) for 680 TWh generated in 2035.

Scenario B-low corresponds to a five-year delay in achieving the national objectives of the draft PPE 3 and 615 TWh generated in 2035.

Production facility
operational at the
end of 2024



47 GW



1,5 GW



61 GW



Scénario A-ref

2040

+ 89 GW

26 GW

69,5 GW

Scénario B-bas

2040

+ 60 GW

18 GW

63 GW



Network connection:
*contracts already
signed*

**+ 46 GW pour des
mises en service
avant 2035**

+ 18,5 GW

+ 9,6 GW

Network connection contracts are very important and demonstrate the importance of adopting joint planning for the network. Otherwise, the network will be planned on a case-by-case basis in response to each request.





Consumption assumptions are based on the needs reported by the sectors and on an extensive program of studies and consultations.

Identification of
needs related to
achieving
decarbonization and
reindustrialization
objectives



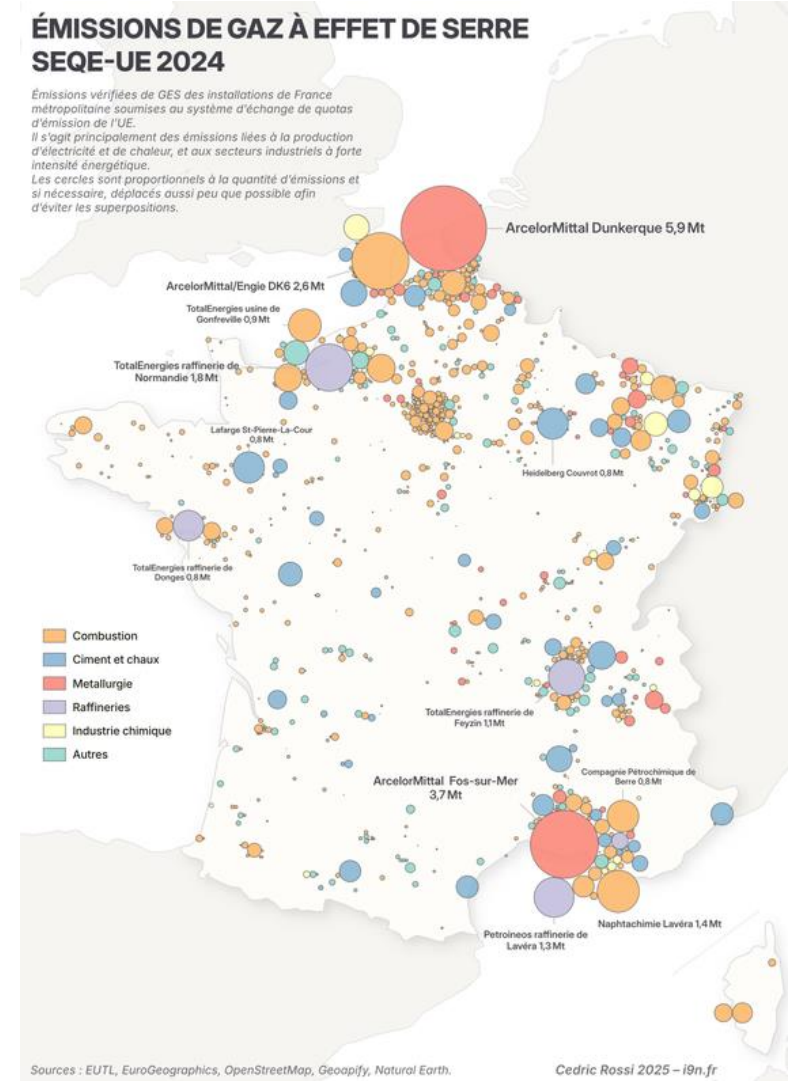
Increase in demand
from consumer
sectors (steel
industry, metallurgy,
road transport, etc.)



Integration of energy
efficiency and
conservation
measures, tested in
households via an
independent survey

Increasing the share of electricity in final energy consumption in France and reducing dependence on imported fossil fuels (gas and oil) for energy consumption in France implies, in part, a strong and rapid growth of **electricity consumption in large harbors and industrial areas** (consistent with the connection demands received by RTE).

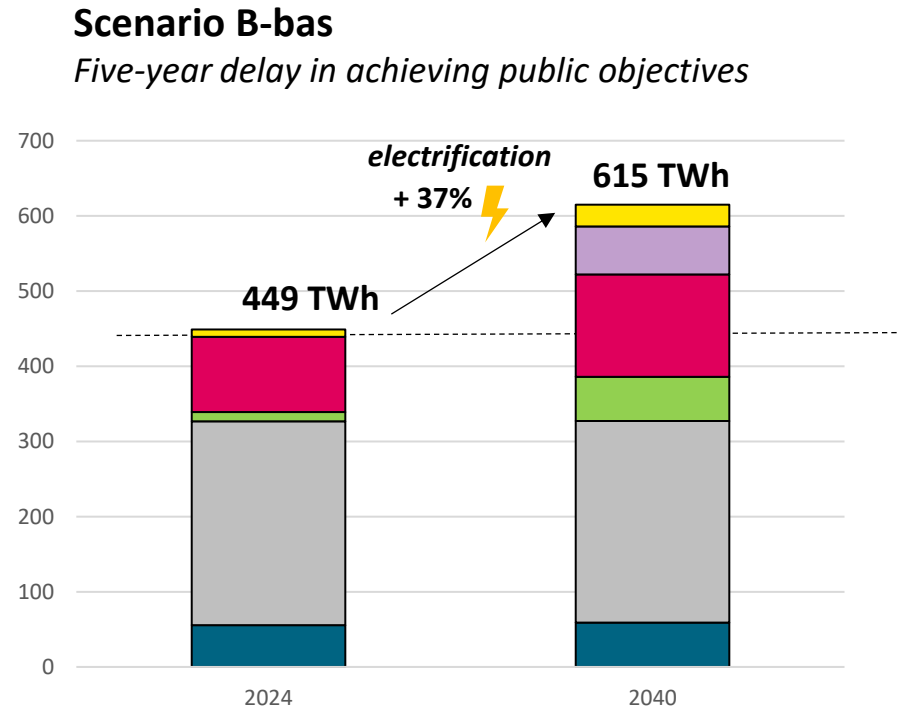
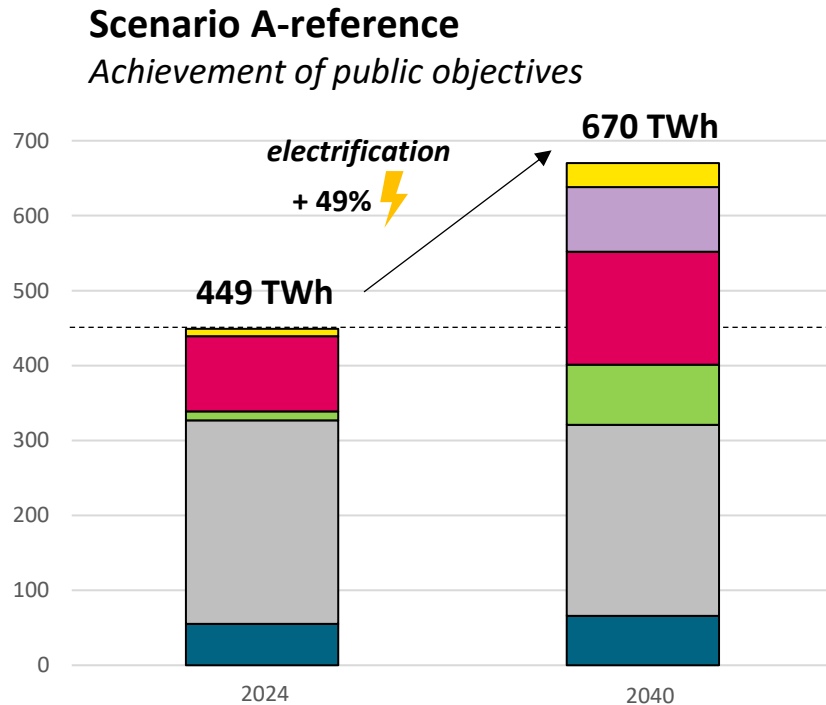
- The French power system would be able to meet the growing needs of industry with a low-carbon and competitive electricity supply but **accelerating reinforcement of the transmission grid in these few large areas is a prerequisite** for connecting the new demand.



Source : [Les émissions industrielles de gaz à effet de serre en France métropolitaine](#)

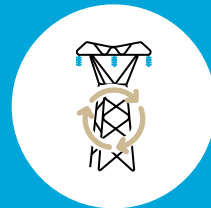


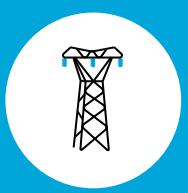
Two scenarios from the **power system's adequacy outlook 2035** have been extended by five years for SDDR studies.



- Data centers
- Electrolysis
- Industry
- Transport
- Buildings
- Remaining French consumption

Overview of the grid development plan 2025-2040 proposed by RTE





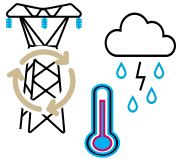
The priorities proposed by RTE are based on the results of technical and economic analyses and public consultation

Input from public consultation



Technical and economical studies
and environmental and industrial analyses

3 industrial priorities to develop the French electricity transmission network, broken down into technical requirements, economic requirements, and environmental impacts



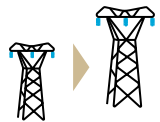
Renewing the network and adapting it to climate change

Preserving the network's quality of service and the country's economic attractiveness



Connecting new low-carbon facilities

Accommodating new consumers (industry, data centers, hydrogen) and new production facilities (offshore wind, new nuclear power, onshore renewable energies, etc.).



Strengthening the network's backbone

Strengthen the structure of the network to enable it to cope with changes in the electricity system and associated changes in flows



RTE proposes an ambitious reference strategy worth around €100 billion over 15 years

- This represents significant growth and an industrial challenge:



40 000 km of lines to be renewed (60%),
adapted or built (40%) by 2040

~ 85 000 towers to be renewed by 2040



~200 km oil-filled cables to be replaced by 2030
~110 km impregnated paper cables to be replaced by 2040



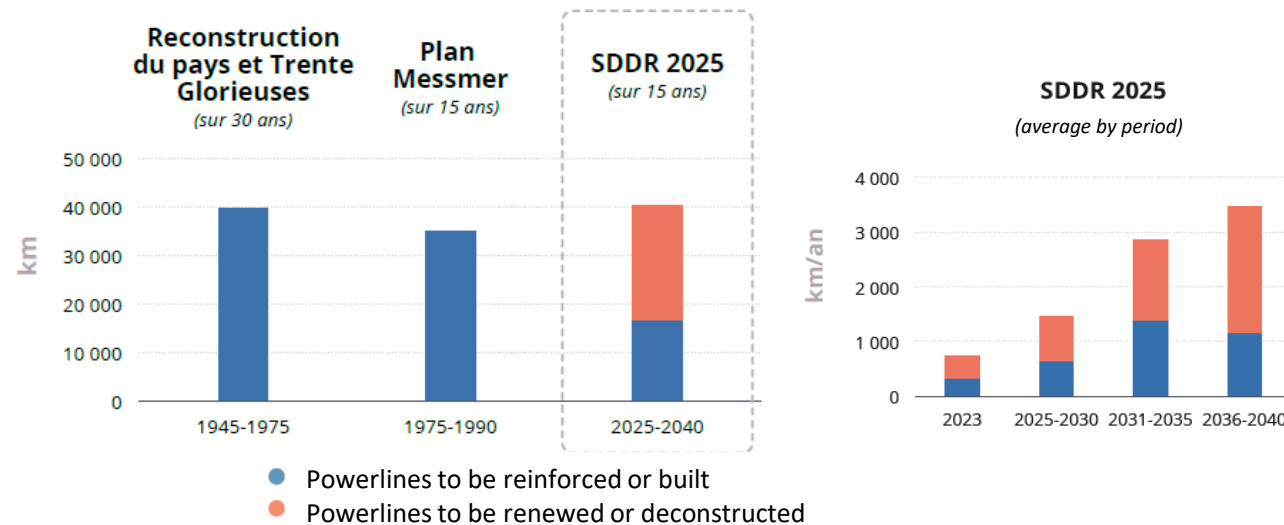
~**400** power stations to be built by 2040

~50 gas insulated substation to be renewed by 2040



~ from 550 to 600 control and protection systems to
be renewed per year by 2040

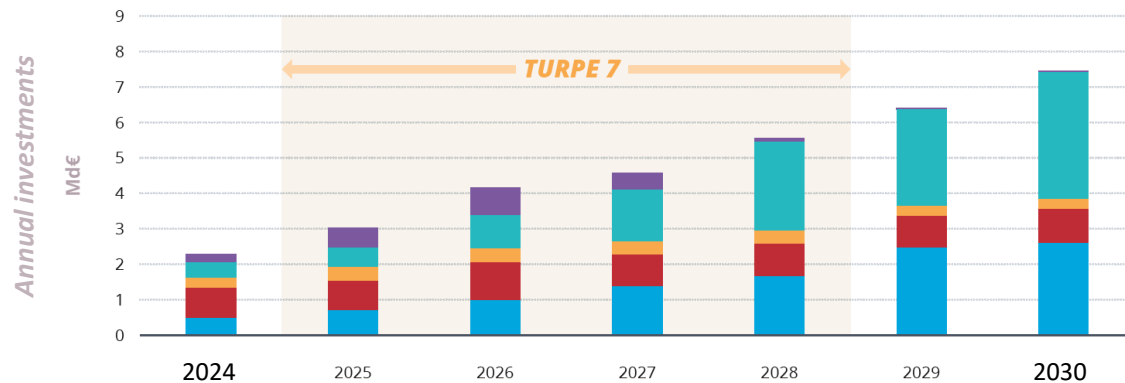
Industrial needs according to the reference strategy





A reference strategy divided into two periods, each with different challenges

First period : from 2025 to 2030



Interconnections : Celtic (FR - IE) and Golfe de Gascogne (FR – ES)

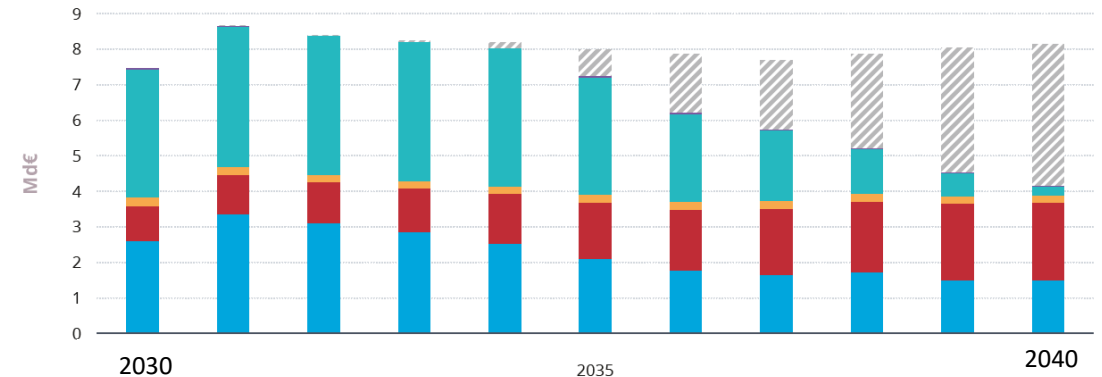
Offshore networks : completion of work from the 1st national multi-year energy planning PPE1, securing supplies on PPE 2 and 3, studies and work on PPE 2, start of PPE 3 projects

Digital backbone : replacement of copper local loops, network restoration plan, deployment of automated systems, consolidation of control-command renewal rhythm

Renewal : renewal of overhead lines mainly from 1920-1960's, Laser Imaging Detection and Ranging (LIDAR) targeting strategy, renewal of underground cables with oil pressure, consolidation of the electric post equipment's renewal rhythm

Network adaptations and connections : zones P1-P2 (or even P3), 2nd generation of the regional land-based renewable energy development plan (S3REnR), very high voltage network phase 1 (start of phase 2)

Second period : from 2030 to 2040



Projects commissioned after 2040 : start of projects 2040-2050 (3rd phase of very high voltage level network structure strengthening, offshore windfarm from the 4th national multi-year energy planning PPE4, etc.)

Interconnections : according to the authorities

Offshore networks : studies and work on PPE 3

Digital backbone : maintaining the deployment of automated systems, accelerating the pace of control and command renewal

Renewal : renewal of overhead lines mainly from 1940-1970's, renewal of underground cables with impregnated paper, acceleration of the electric post equipment's renewal rhythm

Network adaptations and connections : additional consumption zones possible, new planning approach on regional land-based renewable energy development (S3REnR), new nuclear generation, very high voltage network phase 2



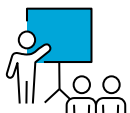
Among several levers to implement the proposed strategy, RTE needs to accompany its industrial ecosystem and adapt its procurement strategy

- **Successive crises and growth in demand for network equipment around the world create a saturation effect on supply chains for certain grid components.** The acceleration of grid investments over the next decade requires a shared industrial roadmap. Strengthening the commitments of network operators is a prerequisite for manufacturers and technology providers so they take actions to be able to deliver on time.
- **In this context, RTE supports the transformation of its industrial ecosystem and develops its procurement strategy**

by planning, consolidating, and **standardizing requirements**

- from 45 to 14 references for overhead cables
- from 34 to 10 reference for underground cables
- from 13 000 to 1 500 reference for pylons

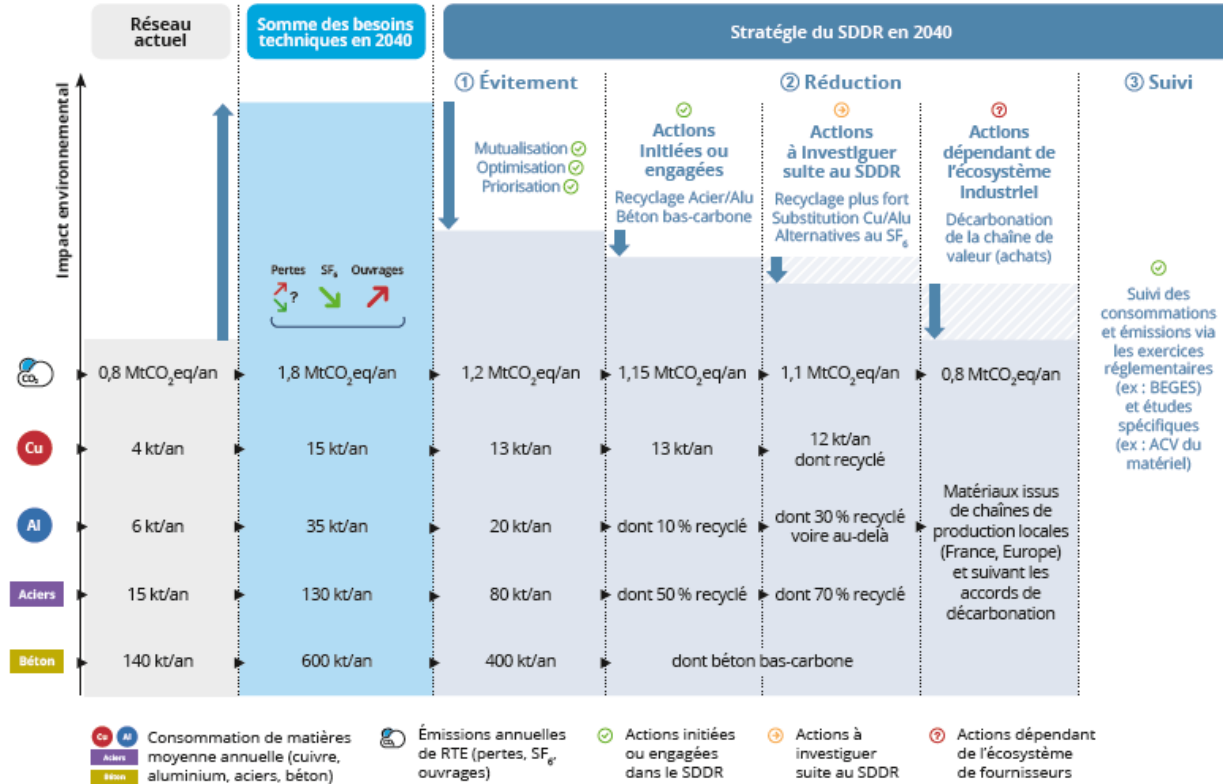
by having **greater contractual commitments** (70% compared to 30% today) and **longer contract terms** (up to 8 to 10 years, compared to 3 to 5 years generally today)



- The reference strategy **addresses all the challenges the network and its ecosystem are facing** (not just those dependent on technical and economic studies) :
 - **protecting the network infrastructure** and **strengthening the country's sovereignty**
 - **providing more visibility to the network users** on infrastructure developments
 - **planning** network development at the right time to **optimize costs**
 - providing visibility to **European and French supply chains**



A reference strategy that integrates circular economy and recycling issues : a key challenge in developing dedicated industries



Levers implemented in the reference strategy

- 1 Controlling the needs in mineral resources and the network's carbon footprint
- 2 Further reducing SF6 leaks
- 3 Increasing environmental requirements in equipment procurement
- 4 Moving from experimentation to scaling up the use of recycled materials in the various equipment used for the electricity network
- 5 Explore further possibilities for substituting copper with aluminum in new high-power submarine cables

Reduce the carbon footprint by increasing the consideration of environmental factors in purchasing (10% compared to 3% today).



Even if RTE relies on a high technical expertise, investments growth in the electricity networks entails significant needs in terms of jobs and skills.



A recruitment volume comparable to the nuclear and rail sectors

106,000 jobs in 2030 across the sector (system operators, suppliers, service providers), representing an increase of 40,000 jobs compared to 2023

Considering a growth of the headcount and the need to replace departures, this represents approximately :

58,000 new hires by 2030 for the sector, or 8,000 to 12,000 new hires per year

4,300 new hires at RTE by 2030 (including 1,600 for new jobs, with the rest to replace departures)



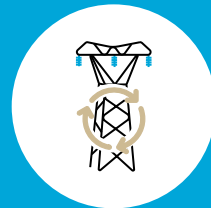
Initiate a process to enhance the attractiveness of the sector and the training system

- 1 Facilitating **career transitions**
- 2 Enriching the **initial training offering**
- 3 Increasing the **attractiveness of careers** in the sector

In addition to the partnership launched in March 2023 (the Network Schools for Energy Transition), the French system operators and other industrial associations created on the 4th June 2025 the **French industrial sector for electric grid companies** (FIERE) which aims at supporting skills development among other objectives like :

- Supporting the electrification of uses and reindustrialization
- Strengthening industrial capacity at national and European level
- Securing critical supplies of metals and materials

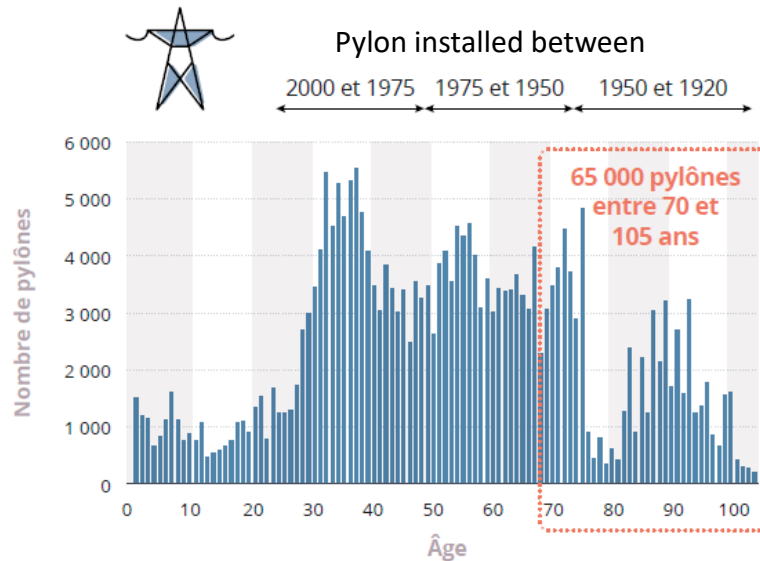
Renewing the network and adapting it to climate change





The strategy for renewal and adaptation to climate change presented in the SDDR 2025 is based on three key principles

Dilapidation (SDDR 2019 priority)



Climate change (SDDR 2025 novelty)



Flood risk for electrical substations



Risk of high temperatures for overhead lines

The guiding principles of the strategy:

- Principle n°1: pooling of renewal and climate change adaptation works (**two-in-one** strategy)
- Principle n°2: within the renewal program defined following the 2019 SDDR, **prioritizing infrastructure** most exposed to climate risk and in areas subject to local connection dynamics.

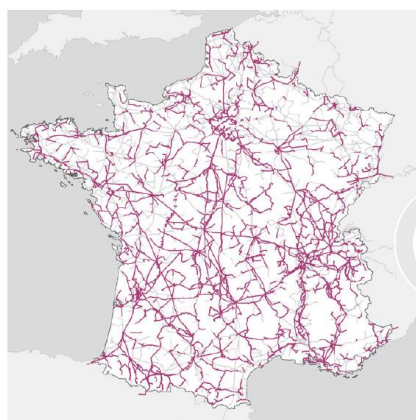


Renewal

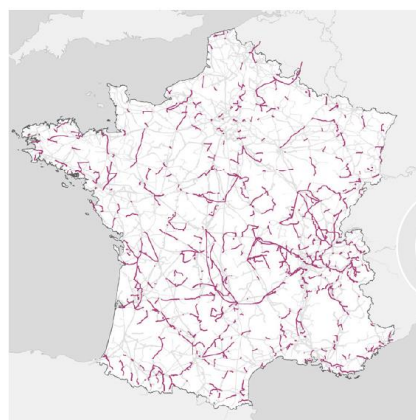
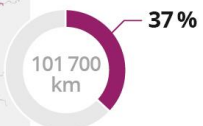
The proposed strategy aims to make 100% of the network resilient to climate change by 2060 (80% of the network by 2040).



Heatwave risk on overhead lines



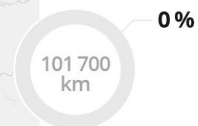
2025



2040



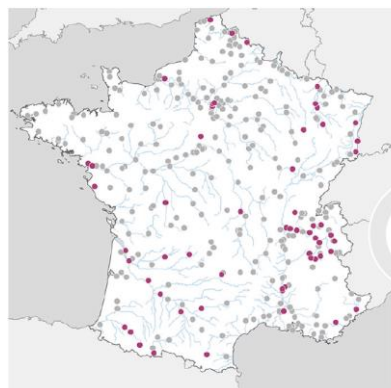
2060



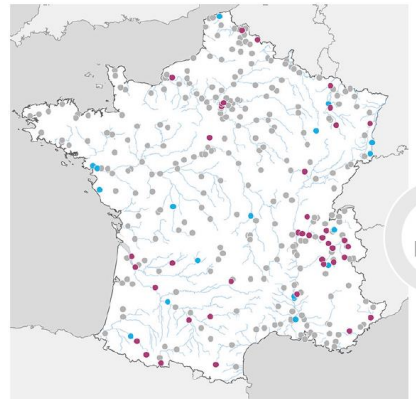
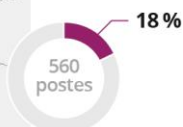
- Lines exposed to heat risk
- Non-exposed lines



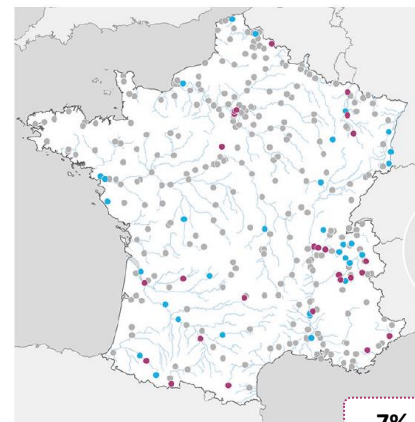
Risk of 100-year flood at stations



2025



2040



2060

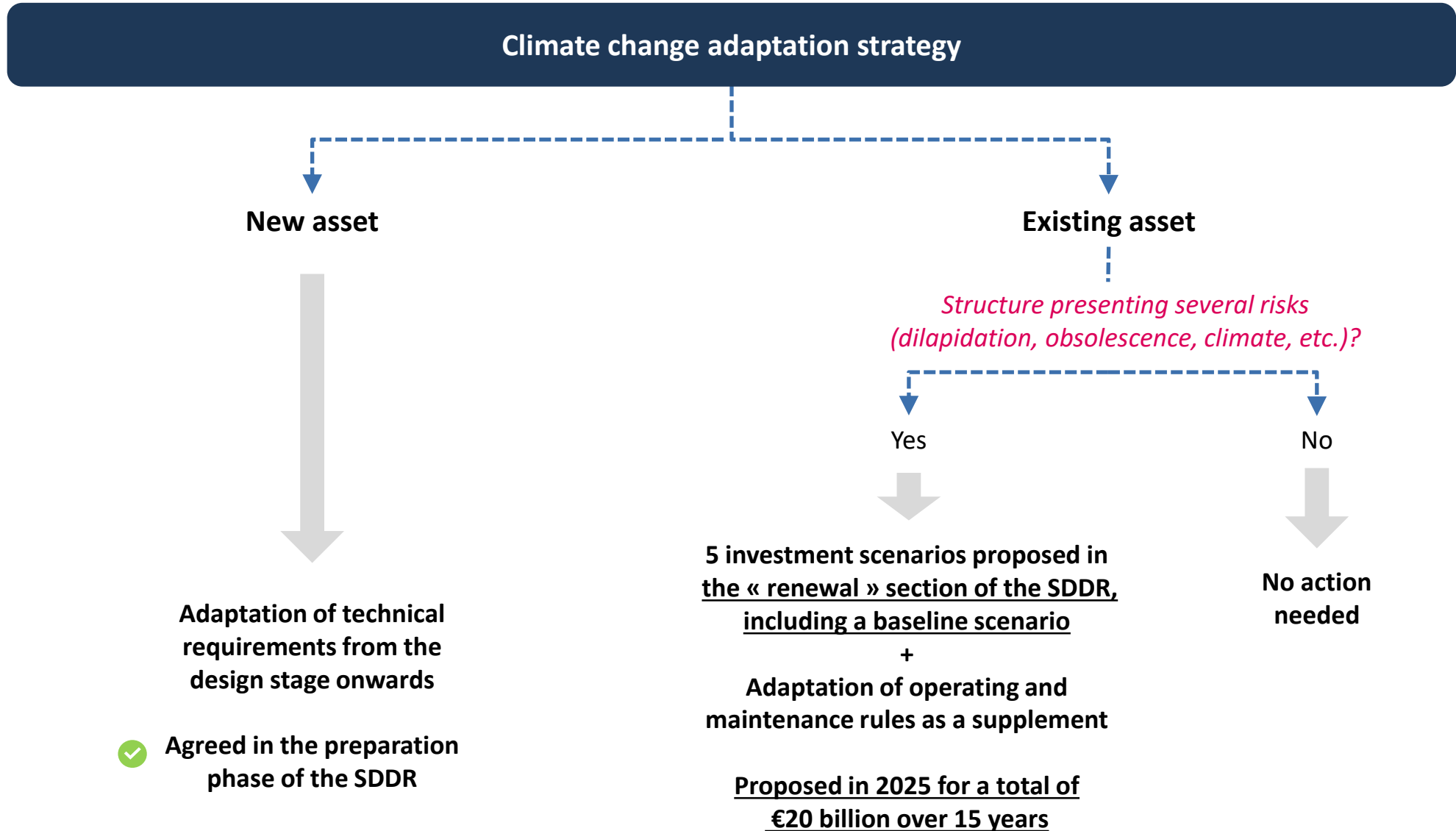


- Flood-prone areas with risk to power supply
- Flood-proof without risk to the power supply
- Non floodable

7% : load to be taken over by neighboring stations (operational system plan)



Two challenges for climate change adaptation: (1) the design of new infrastructure and (2) the gradual adaptation of existing infrastructure

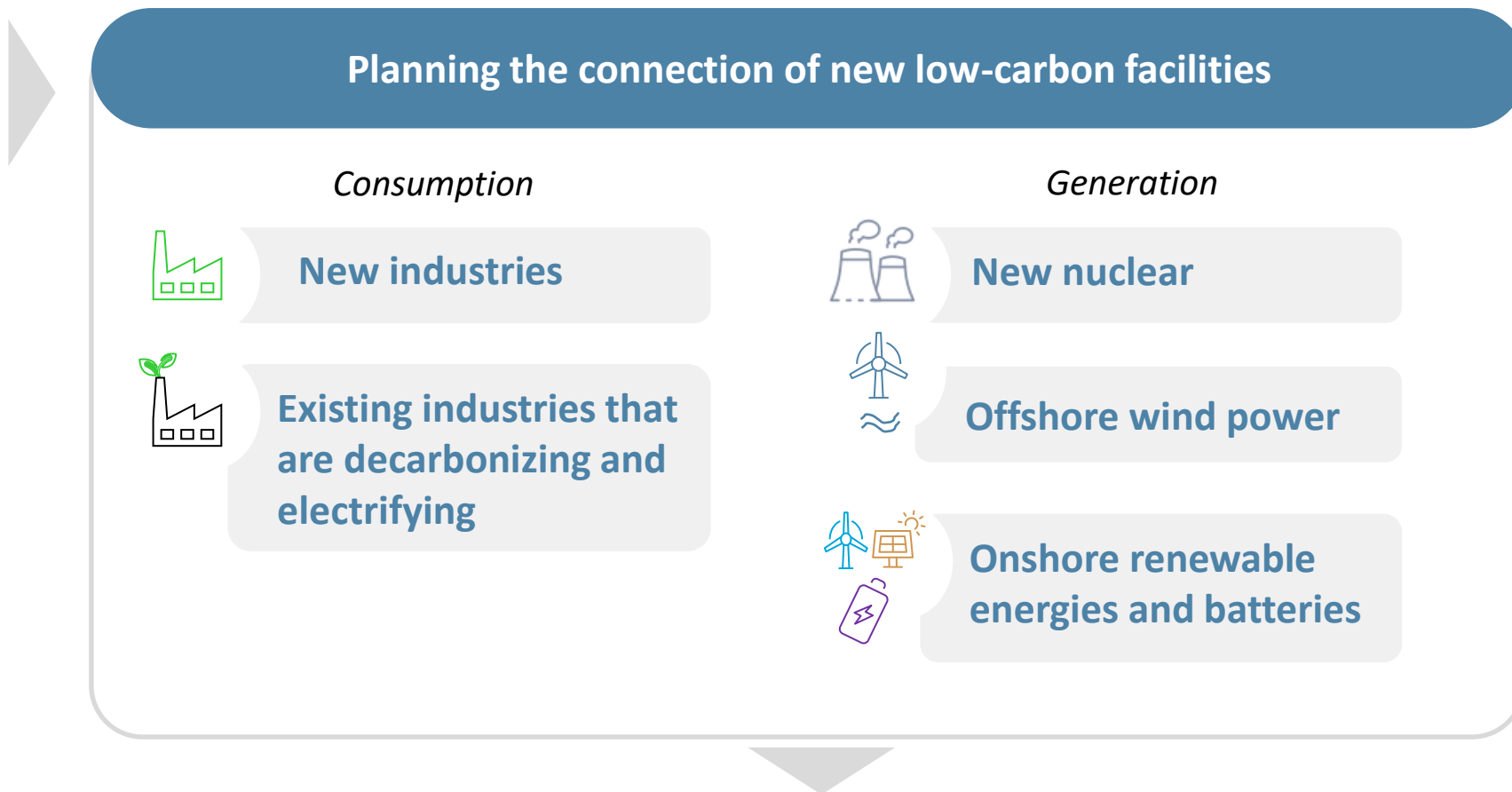


Connecting new low-carbon facilities





Launch a major industrial program to ensure the connection of the facilities needed to decarbonize the country



Given their power, most of these facilities will be directly connected to the transmission grid and will influence its size.

Three principles apply to each sector: **identification of favorable areas + transparent prioritization of investments + evolution of the contractual framework.**



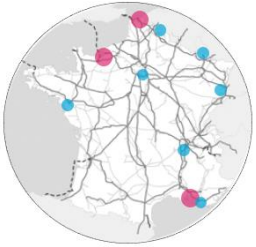
The reference strategy is based on a new “network offering” approach

1 Provide information on favorable areas

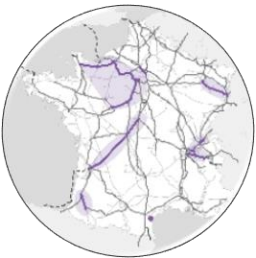


Publication of maps for each type of user, to encourage the proper location of projects in areas allowing for rapid connection.

2 Plan investment prioritization zones



P1 zones (Dunkerque, Le Havre, Fos-sur-Mer)



P2 zones (Valenciennes, St Avold, Sud Alsace, Vallée de la chimie, Plan-de-campagne, Loire-Estuaire, Sud Ile-de-France)

P3 zones with potential for accelerated development of the 400 kV network



Commissioning by 2029

- Investment triggered as soon as administrative authorizations have been obtained



Commissioning around 2030

- Administrative procedures ongoing, but works are contingent upon the progress of industrial projects



Acceleration of investments possible

- Subject to approval by authorities and investor interest

3 Developing the regulatory framework for connection to prevent speculation



Moving from a “first come, first served” principle to a “first ready, first served” principle



Exploring the benefits of “AMI” devices (call for expressions of interest)



Changing the ways in which customers make financial contributions

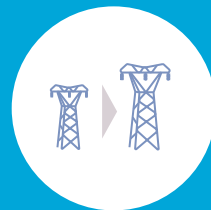


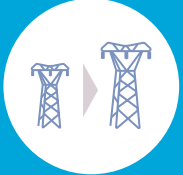
Encourage connection to available 63 to 225 kV networks



Define a specific connection framework for batteries

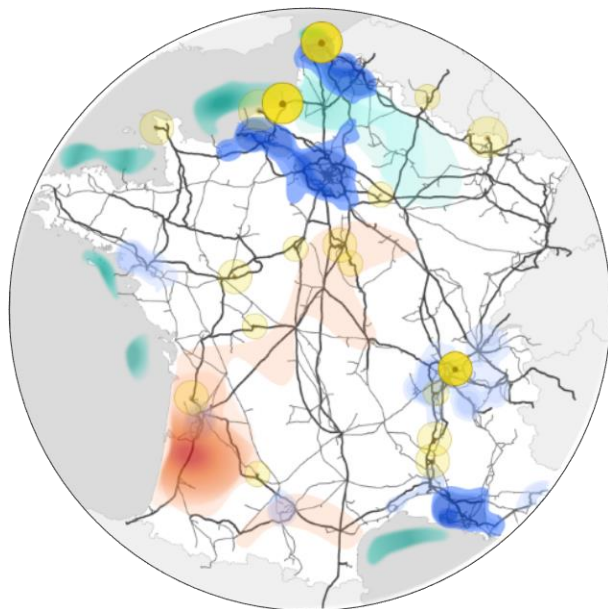
Strengthening the network's backbone





The network structure will need to be strengthened to support the evolution of flows

Localization of current and future main centers of generation and consumption



Consommation :

Principales zones actuelles ou avec un développement important des secteurs industriels ou numériques

Nucléaire :

Existant
Trois premiers sites des EPR2

EnR terrestres :

(principales zones de production actuelle et concentrant les demandes de raccordement)

Solaire
Eolien terrestre

Eolien en mer :

Principales zones identifiées pour les appels d'offres 3 à 11

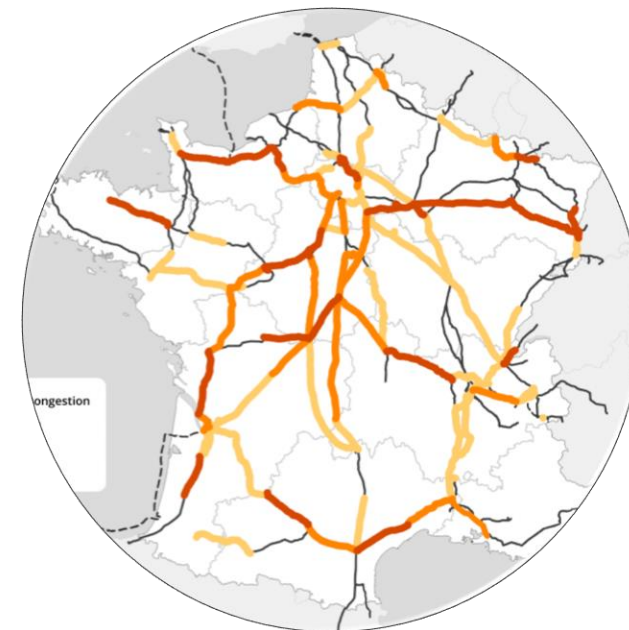
North → South flows
(offshore wind generation in the Northwest)

Increase in cross-border exchanges
(France is developing into a transit system)

South → north flows
(PV generation in the Southwest and Spain)

West → East flows
(concentration of generation in the west)

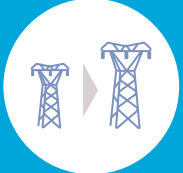
Congestion on the very high voltage network in 2040 (if no reinforcement)



Congestion costs without reinforcement

~ €100 M/year
in 2024

up to €3 B/year
in 2035

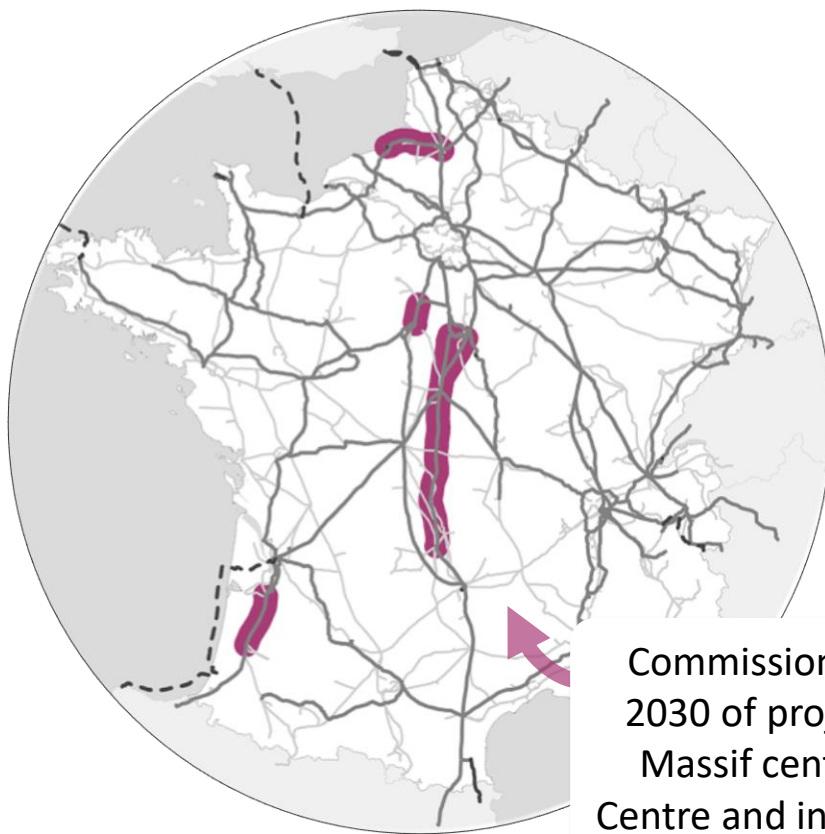


The reference strategy is based on a sequenced reinforcement approach



Reinforcement projects to 2030

Consultation or works planning in progress

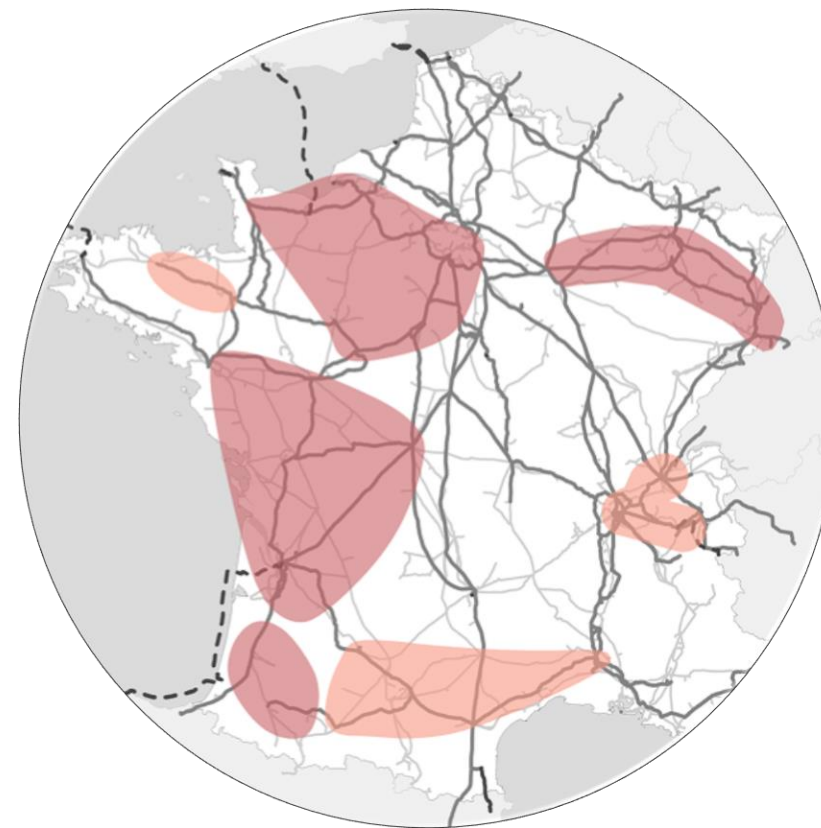


Commissioning before 2030 of projects in the Massif central, in the Centre and in zones 1 et 2



Areas of reinforcement between 2030 – 2040

Identification of technical solutions ongoing





The reference strategy balances the development of interconnections and the need to reinforce the internal network

Reference strategy



By 2030, complete the commissioning of projects resulting from the last SDDR

→ two HVDC projects with Spain and Ireland + work to increase interchange capacity at the Spanish, Belgian and German borders

By 2030, France's cross-border capacity will have grown considerably:

Compared to 2020 capacities

+ 11 GW export

+ 9 GW import



After 2030, new interconnection projects are conditional on prior reinforcement of the internal network

Otherwise, either these new interconnections will not be fully exploited, or their use by the market will generate costs for French consumers without corresponding social welfare benefits



Le réseau
de transport
d'électricité

Thanks !

CIGRE France Conference

THE ITALIAN ENERGY TRANSITION: PRIORITIES AND CHALLENGES FOR THE POWER SYSTEM

**Panel: The Italian Energy Transition: Priorities and Challenges for the
Power System - Conference CIGRE France**

ENRICO MARIA CARLINI
Chair, CIGRE Italy National Committee



cigre

For power system expertise

LYON – OCTOBER 16, 2025

Agenda

- ❑ The Italian National Energy and Climate Plan
- ❑ Energy Scenarios
- ❑ Evolution of electrical demand in the energy transition
- ❑ Impacts of energy transition on the power system
- ❑ Enablers of the Energy Transition: NDP 2025 and the Hypergrid Project
- ❑ Advanced technology to enable large integration of RES
- ❑ Conclusions



The Italian National Energy and Climate Plan

Pathways to 2030 and 2035 climate goals

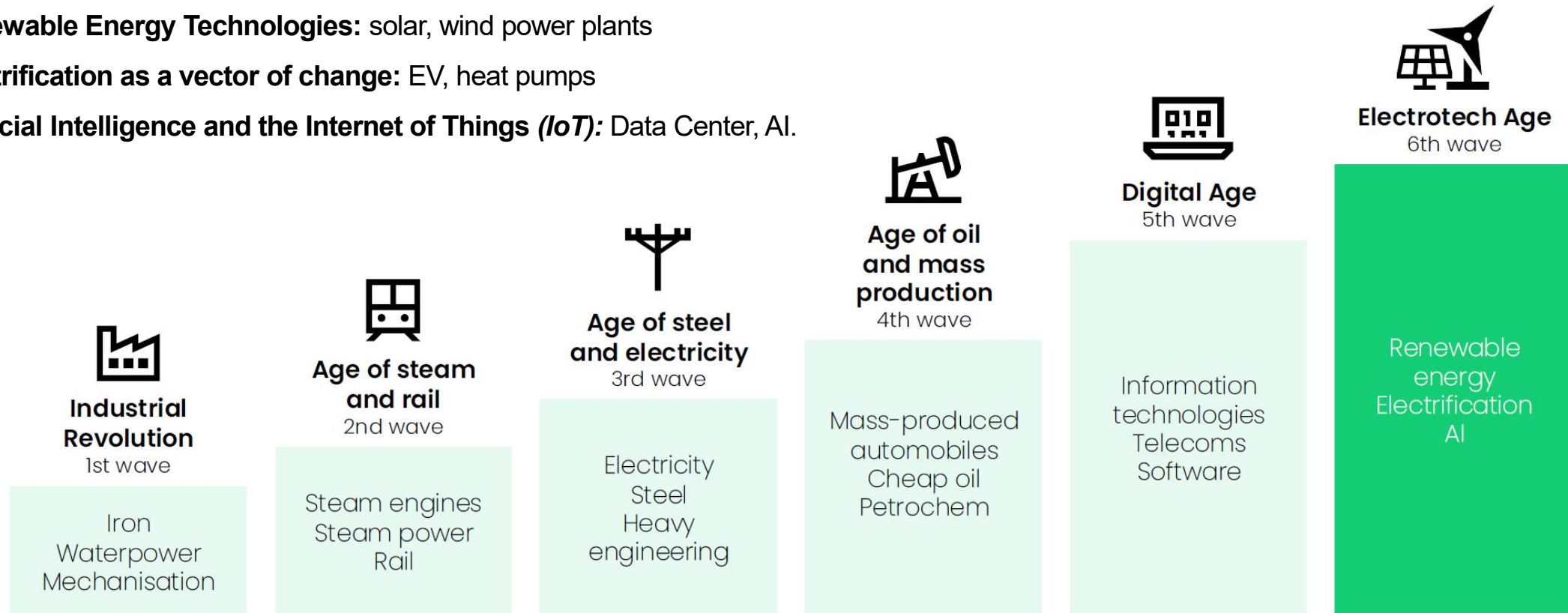
The Italian Energy Transition: Priorities and Challenges for the Power System

Enrico Maria Carlini – 16 October 2025

A New Perspective: The Electrotech Revolution

Electricity is now the engine of change: **Electrotech** describes the radical transformation in the fields of electronics and electrical engineering, with the introduction of new technologies that improve the way we produce, transfer, distribute and consume energy. Some examples of innovations in this area include:

- **Advanced power electronics:** HVDC VSC converter substation
- **Renewable Energy Technologies:** solar, wind power plants
- **Electrification as a vector of change:** EV, heat pumps
- **Artificial Intelligence and the Internet of Things (IoT):** Data Center, AI.

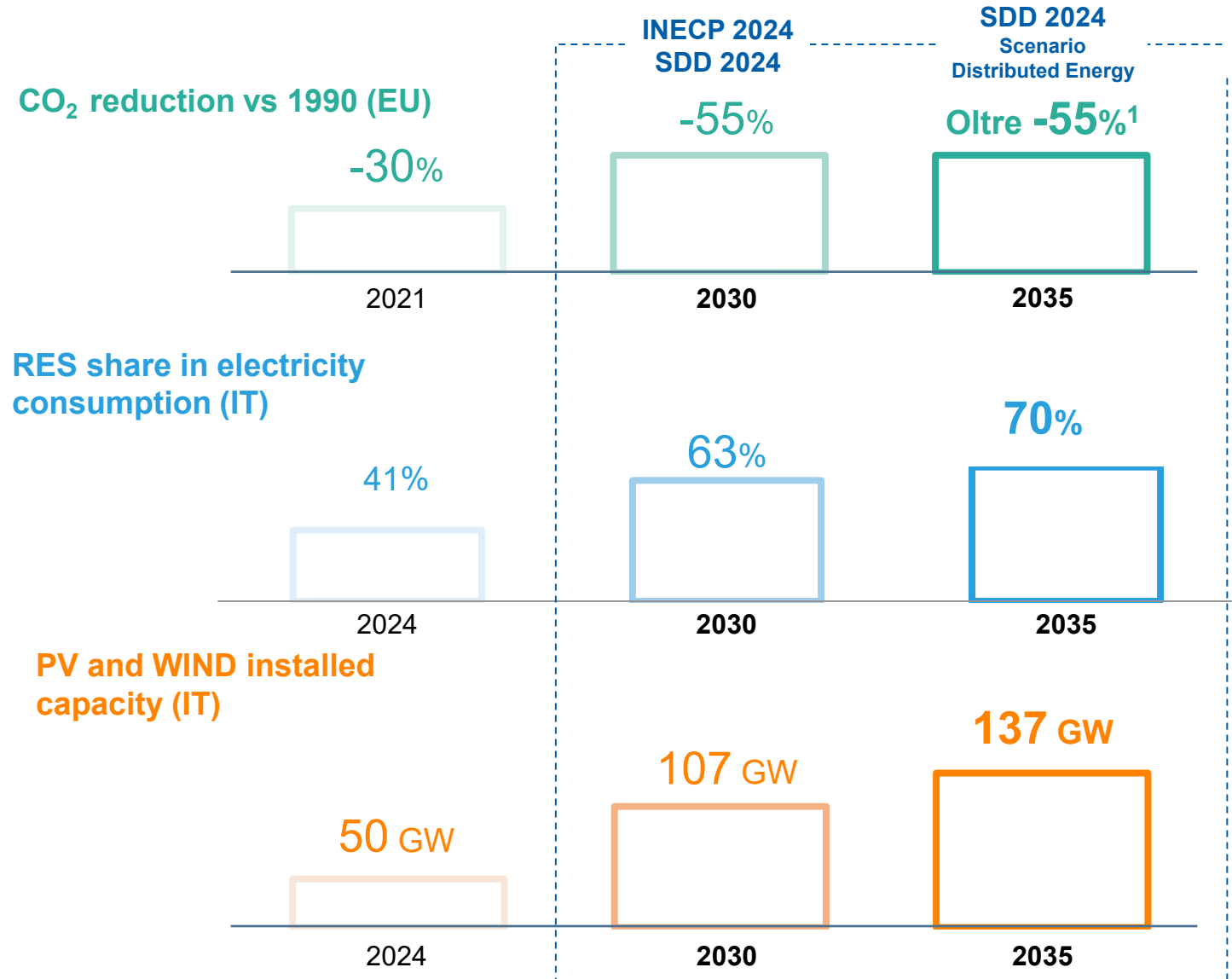


Source: EMBER – The Electrotech Revolution 2025

Italian Energy Framework

Decarbonization targets beyond 2030

- › The **2025 National Development Plan** plays a fundamental role in achieving **European** and **national targets** for the **energy transition**, as well as for the independence and efficiency of the Electric Transmission System, through investments in strategic infrastructure.
- › The Plan is consistent with the **objectives of the 2024 Integrated National Energy and Climate Plan (INECP)**, as incorporated into the **energy scenarios developed by Terna and Snam** (2024 Scenario Description Document), which are aligned with the European "Fit-for-55" directives.
- › The **2024 Scenario Description Document (SDD)** follows a **continuity** path with respect to the **2022 SDD** and is aligned with the 2024 INECP.



Energy Scenarios

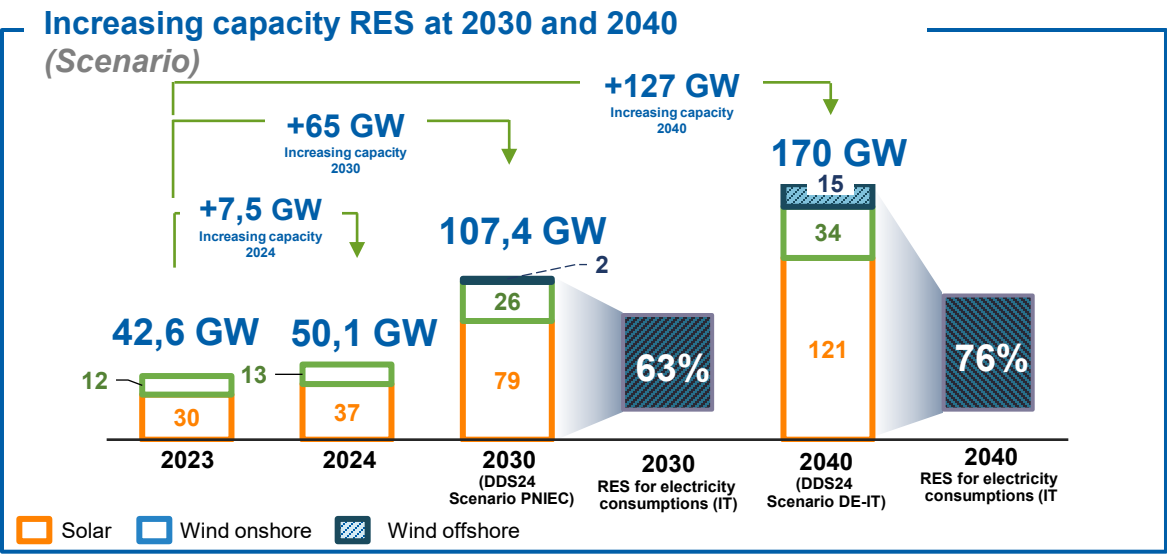
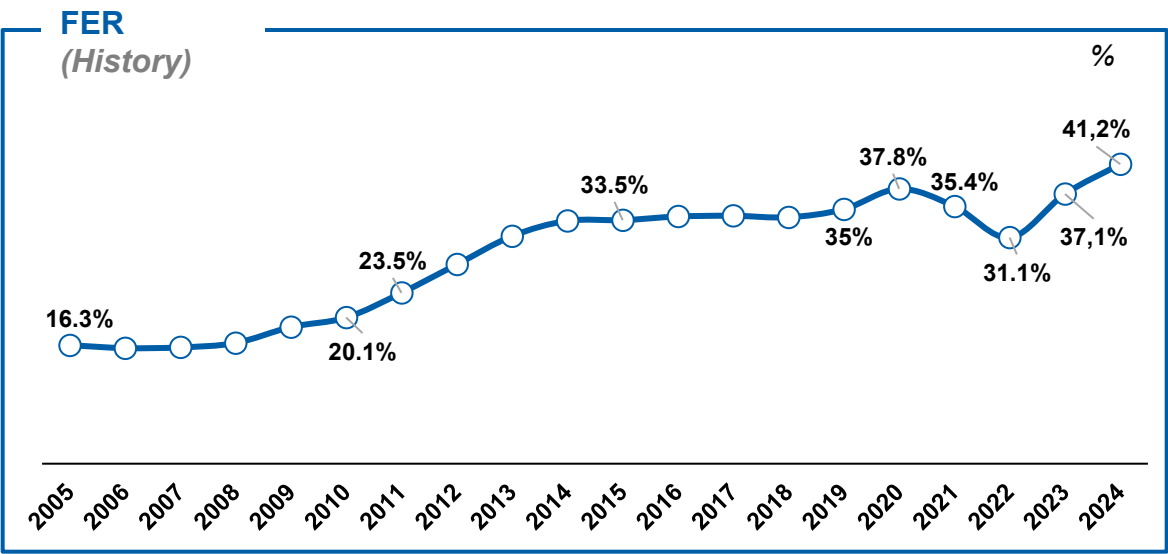
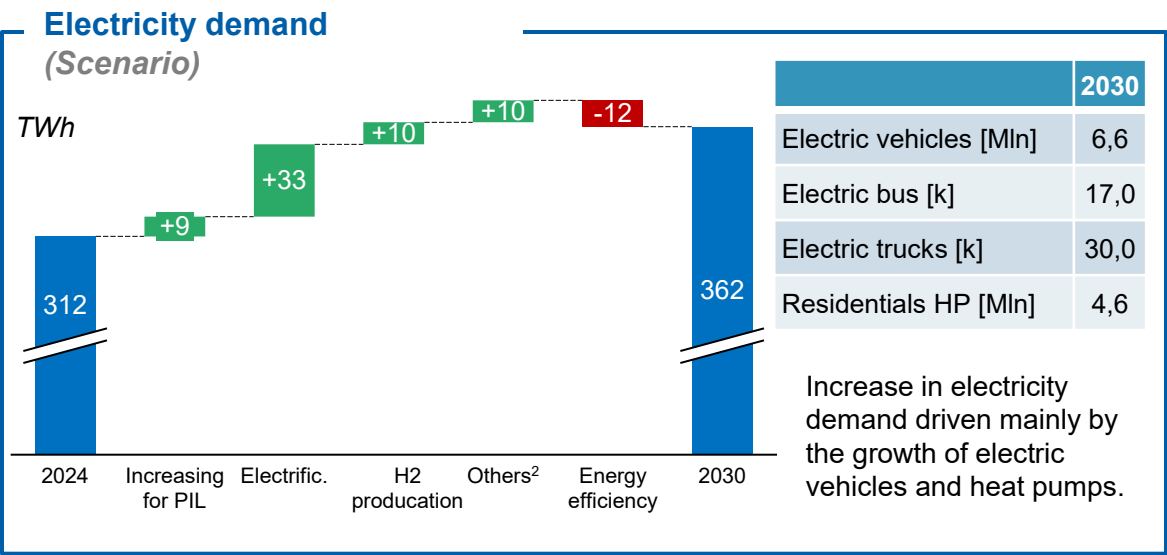
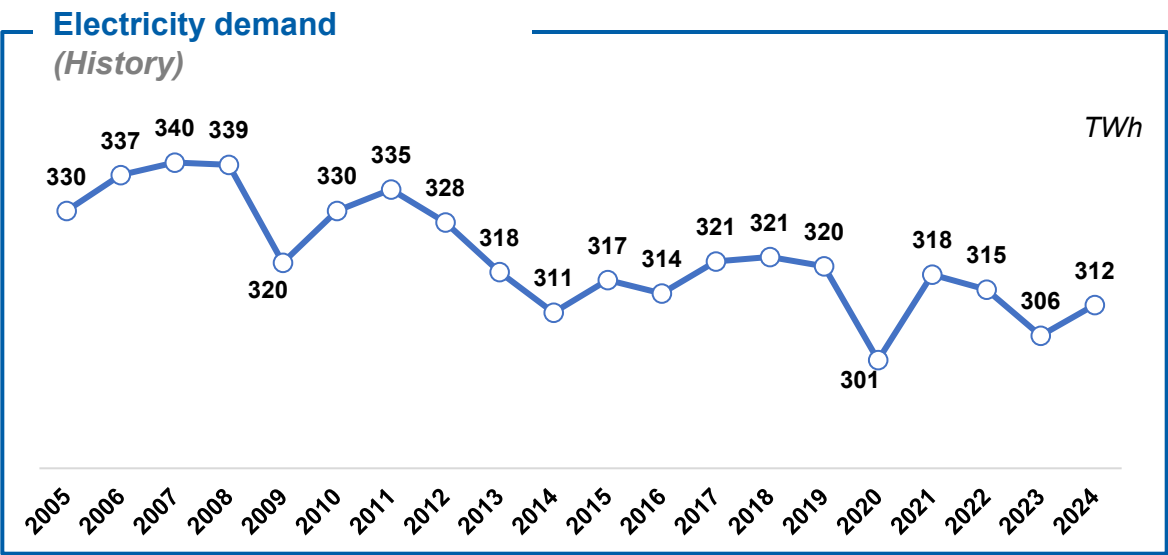
**RES and storage outlook: capacity trends and
connection requests**

The Italian Energy Transition: Priorities and Challenges for the Power System

Enrico Maria Carlini – 16 October 2025

Decarbonization targets

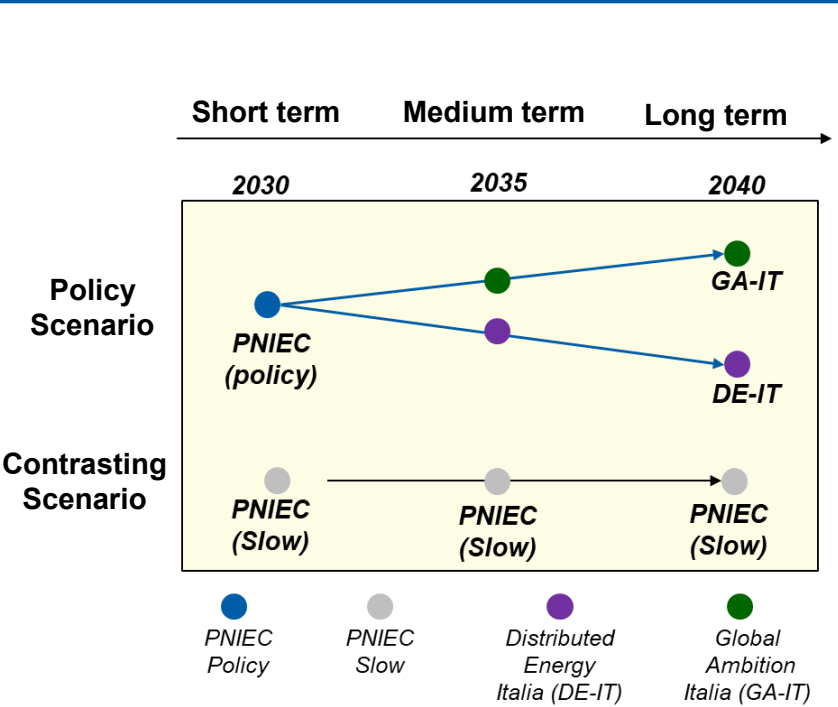
Description of Energy Scenarios 2024



Energy Scenarios

The **PNIEC Policy 2030** scenario aligns with the objectives of the **PNIEC**; the long-term scenarios **DE-IT¹** and **GA-IT²** explore different pathways toward carbon neutrality by 2050; the **PNIEC Slow³** scenario anticipates a slower transition.

Scenario and Target Years



Summary of 2035 – 2040 Scenarios

	Distributed Energy Italy (DE-IT)	Global Ambition Italy (GA-IT)	PNIEC Slow
Summary Scenario	Maximization fo RES power plants. Deep penetration of electric vector in demand consumption. Residual use of green gas.	Relevant contribution from both RES power plants and green gas in demand consumption. Deep penetration of electric	2-3 years od delay respect to Policy scenario with a moderate electrification and lower RES and green gas integration.
Topology Scenario	Aligned with «Net Zero» by 2050	Aligned with «Net Zero» by 2050	Aligned with «Net Zero» by 2050
Electricity Demand	<div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div></div>	<div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div></div>	<div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div></div>
<div> Industry</div> <div> Civil</div> <div> Transport</div>	<div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div></div> <div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div></div> <div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div></div>	<div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div></div> <div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div></div> <div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div></div>	<div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div></div> <div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div></div> <div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div></div>
Renewables Sources	<div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div></div>	<div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div></div>	<div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div></div>
<div>Green Gas Demand </div> <div> Industry</div> <div> Civil</div> <div> Transport</div>	<div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div></div> <div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div></div> <div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div></div> <div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div></div>	<div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div></div> <div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div></div> <div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div></div> <div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div></div>	<div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div></div> <div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div></div> <div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div></div> <div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div></div>

1. **Distributed Energy Italia (DE-IT)**: It foresees a strong penetration of the electric vector across all sectors (residential, transport, and industry), maximizing the use of renewables.

2. **Global Ambition Italia (GA-IT)**: It foresees greater development of green gas-powered technologies, used not only as feedstock but also in the transport sector.

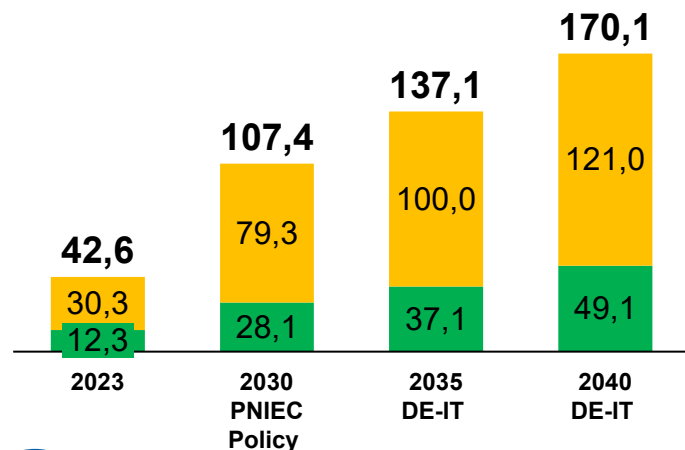
3. **PNIEC Slow**: Formal request by ARERA (Italian Regulator) from Cost-Benefit Analyses (CBA)..

Energy Scenario – RES and Storage

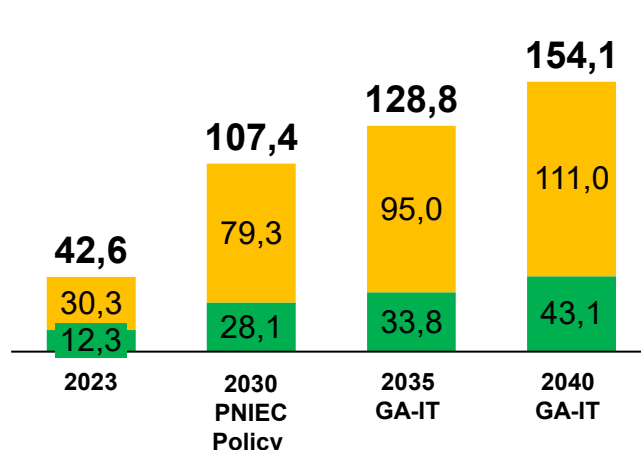


RES Capacity (GW)

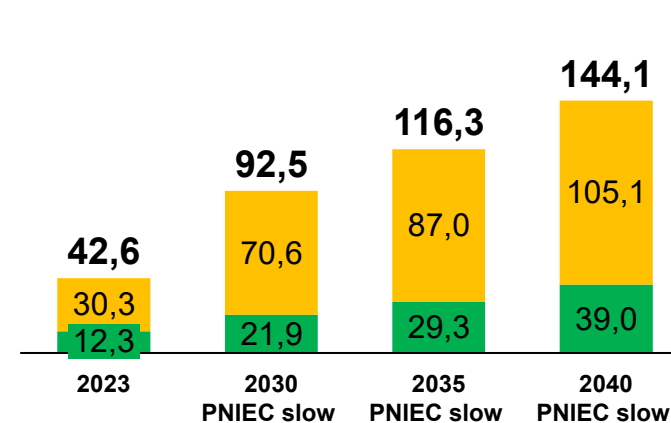
Distributed Energy Italia (DE-IT)



Global Ambition Italia (GA-IT)



PNIEC Slow



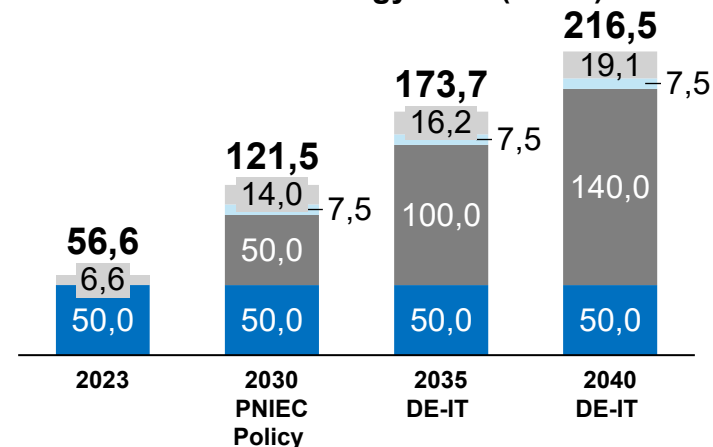
Solar Wind

In line with decarbonization targets, **renewable capacity** in Italy is set to **increase** significantly **across all scenarios**.

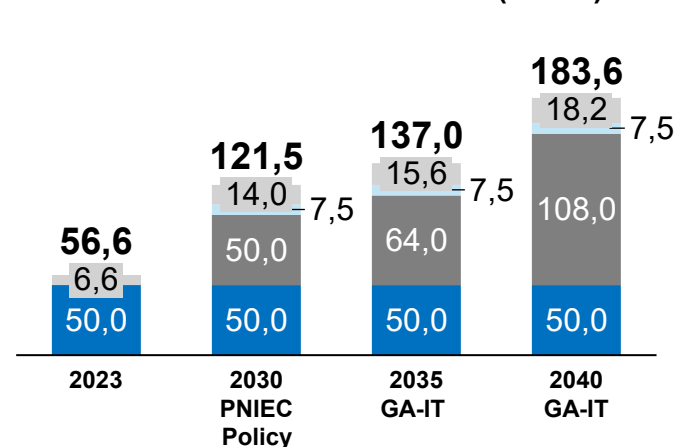


Storage Capacity (GWh)

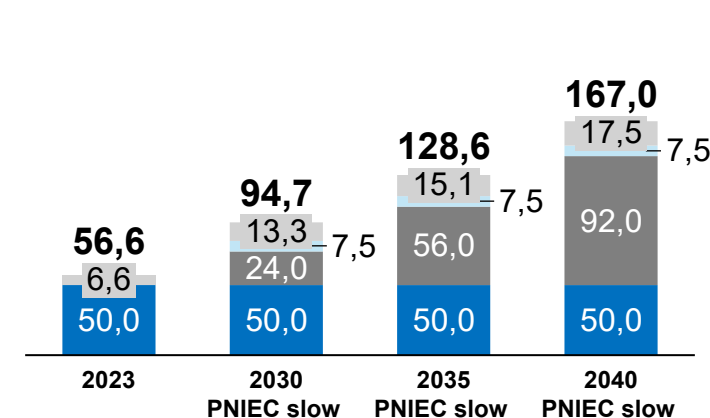
Distributed Energy Italia (DE-IT)



Global Ambition Italia (GA-IT)



PNIEC Slow



Small Scale Capacity Market Utility Scale Existing Hydro Power Plants

Storage capacity increases across all scenarios, following the growth of renewable energy sources and facilitating their integration into the system.

Energy Framework

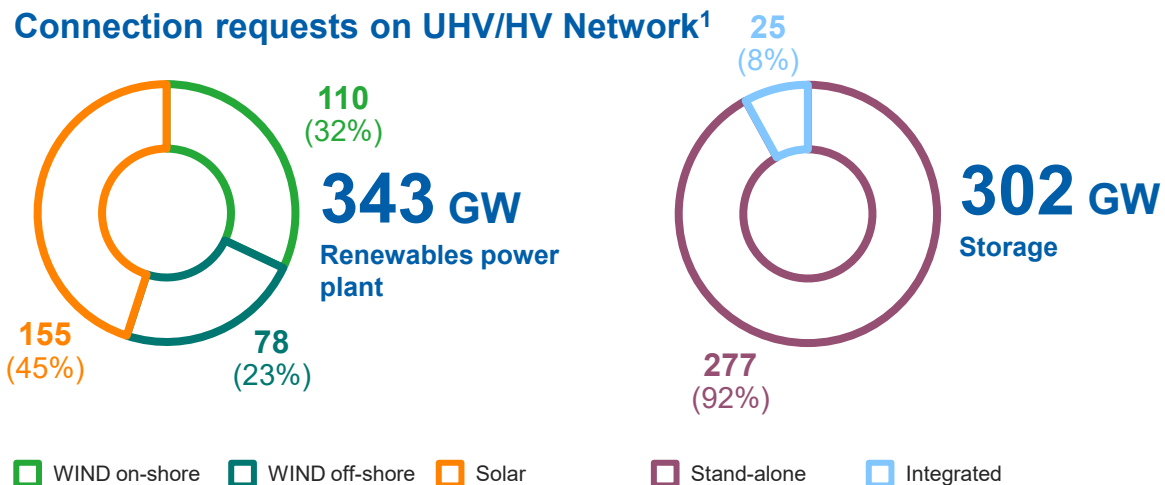
Connection Requests: RES and Storage Power Plants

The management of **connection requests** received on the High Voltage (HV) grid allows Terna to gain a systemic view of potential future developments of **Renewable Energy Power Plants** and **storage systems**. This enables the identification of key areas of focus to support a **coordinated and efficient expansion of grid infrastructure**, ensuring maximum efficiency in the implementation of grid projects.

The 2025 Development Plan takes into account the share of Renewable Energy Sources (RES) and storage systems to be integrated into the HV grid, estimated based on scenario analyses, in terms of the infrastructure projects required to enable their connection.

Connection requests, both for renewable plants and storage systems, are primarily concentrated in **southern regions** and on the **islands**.

Connection requests on UHV/HV Network¹

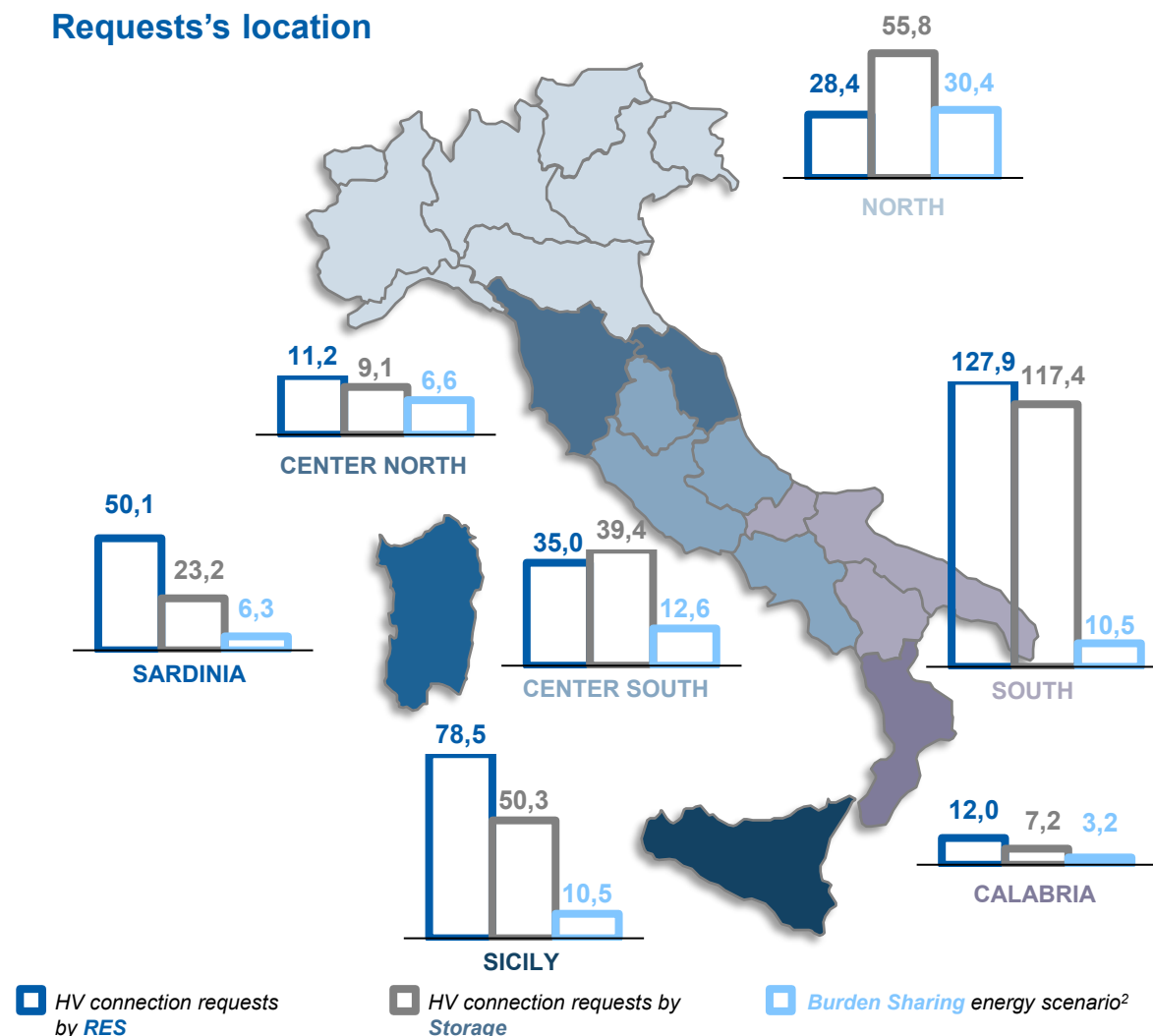


1. Updated data on 31/07/2025.

2. Solar and wind by 2030 (respect to 2022)

Requests's location

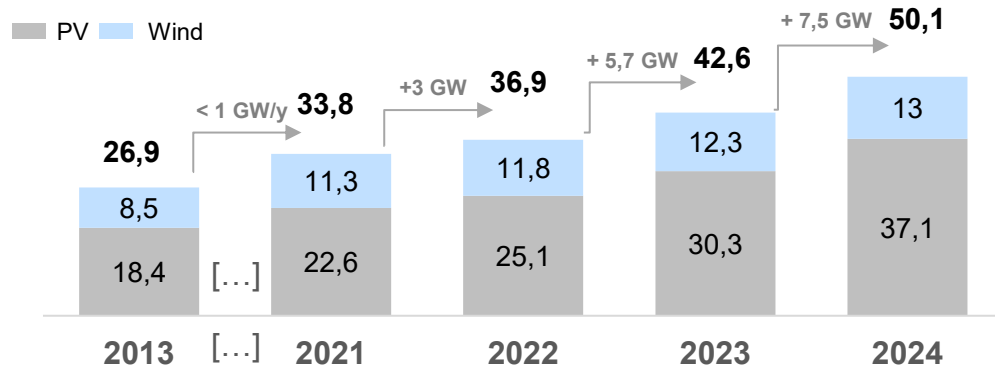
Values in GW
Update: July 31th 2025



Power System Evolution

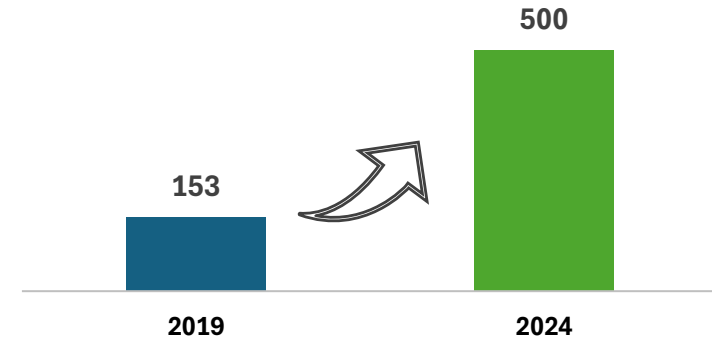
RES Installation trend

RES evolution - 2024 [GW]



Higher RES installation rate starting from 2022 respect to the previous average decade (≈ 1 GW/y)

*hours with RES share over > 50%**



Number of hours with more than 50% of the load consumption supplied by RES generation

(*) From January to April 2019 and 2024

Evolution of electrical demand in the energy transition

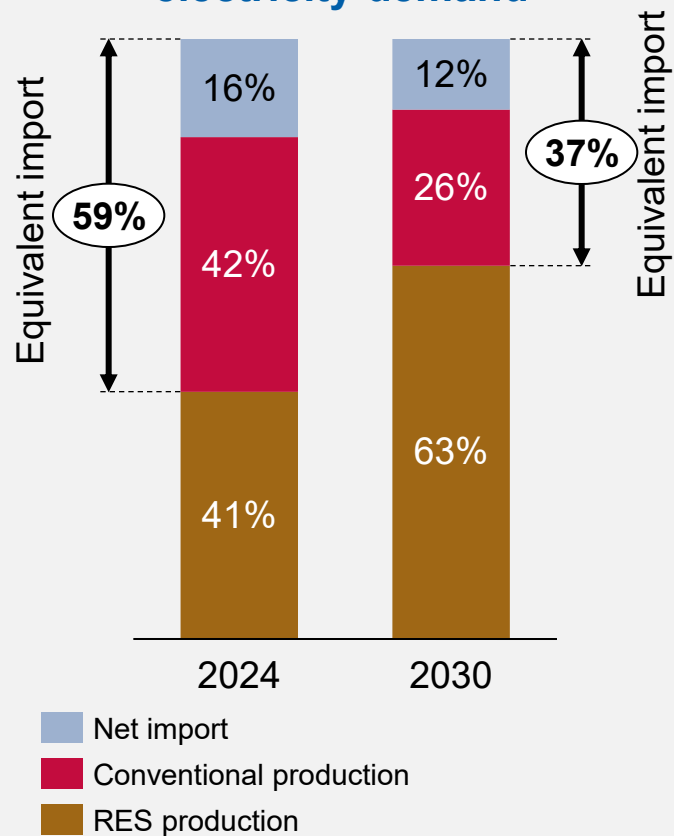
RES integration and implications for the power system

The Italian Energy Transition: Priorities and Challenges for the Power System

Enrico Maria Carlini – 16 October 2025

Electricity Balance 2024 vs 2030

Generation mix in electricity demand



Electricity Balance(TWh)	2024 ¹	2030 ²
Total electricity demand	312	362
Traditional electricity consumption	312	352
Electricity demand for H2 production	-	10
Total electricity production	261	322
Total RES Production	129	227
Hydro	52	46
Solar	36	105
Wind	22	64
Other RES	19	17
Overgeneration	~0,3	-5
Total conventional production	133	95
of which Natural Gas	121	88
Import/Export (net import)	51	43
Storage losses	-1	-4
Storage production	1	18
Storage consumption	2	22
RES share on demand (%)	41%	63%

Solar first source by 2030

Increasing demand driven by electrification (Evs, heat pumps, Data Center)

RES production doubles, driven by solar generation

OG is aligned with the scenarios in the other EU countries

Increasing role of storage technologies

Italy's NECP foresees RES production nearly doubling by 2030, with solar as the leading technology, reducing both conventional generation and imports compared to 2024.

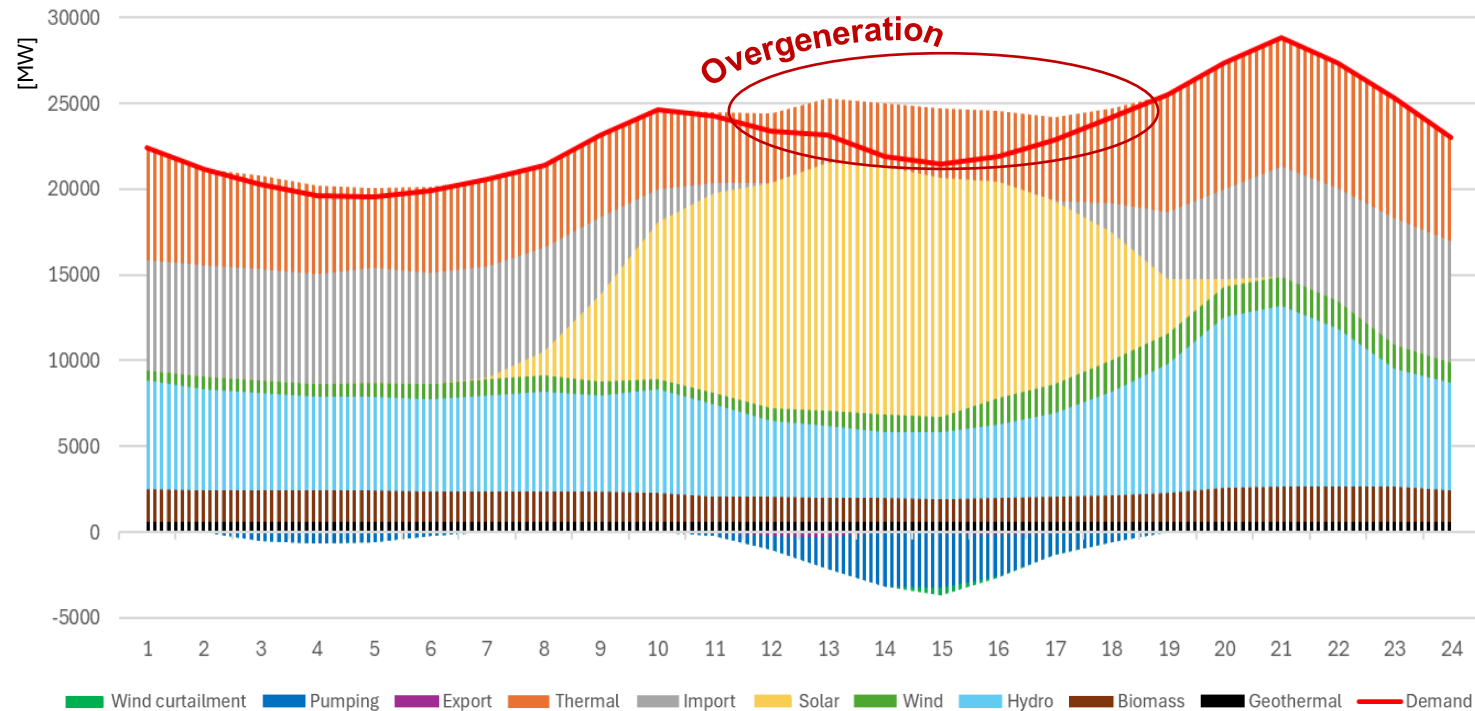
1) Source: Terna. Provisional data

2) Source: Terna, Documento di Descrizione degli Scenari 2024, Scenario PNIEC Policy

Electricity demand and generation on Easter Holiday

Real case study from Sunday 7th in April 2024 during springtime

Electricity demand and residual load



Solar production record, storage utilization and wind curtailment

- ❑ **Photovoltaic generation** reached a record high of **14.5 GW**, an unprecedented level, already net of self-consumption.
- ❑ **Pumped storage** contributed 13.6 GWh of system flexibility.
- ❑ Total **wind curtailment** amounted to approximately 0.5 GWh

High RES penetration in electricity demand

- ❑ **Renewable generation** covered **74%** of the daily electricity demand.
- ❑ The **peak share of RES**, recorded at 1:00 PM, reached **97% of demand**, despite the modest contribution from wind power.

Changes in generation mix

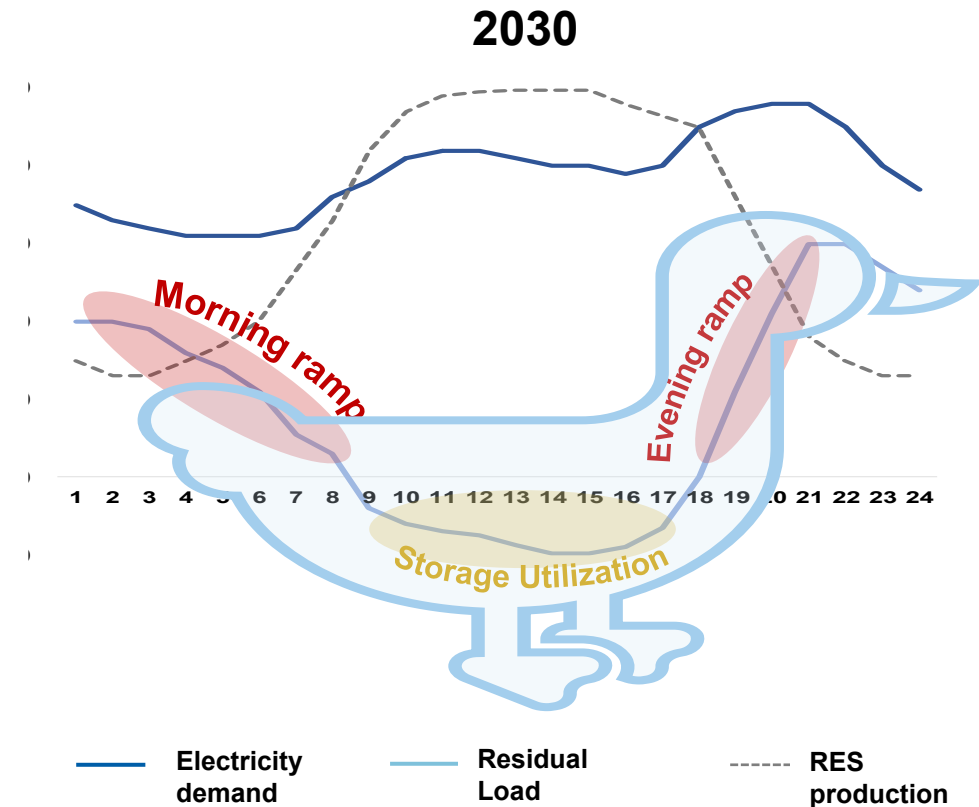
Main aspects and effects on electricity demand

Main Impacts

- ❑ **Reduced capability** for voltage and frequency regulation, as well as upward reserve provision, due to the decreasing share of **thermal power plants** in the generation mix.
- ❑ Transmission **network congestion** resulting from the geographically unbalanced deployment of **renewable energy sources**, with critical constraints particularly in **Southern Italy**.
- ❑ **Increased reliance on thermal generation** during evening peak hours to offset the decline in **photovoltaic output**.

The simultaneous RES increase and the decline of thermal capacity within the generation mix are fundamentally reshaping the configuration and operational management of the power system.

Electricity demand and residual load*



* Residual demand not covered by RES power plant

Impacts of energy transition on the power system

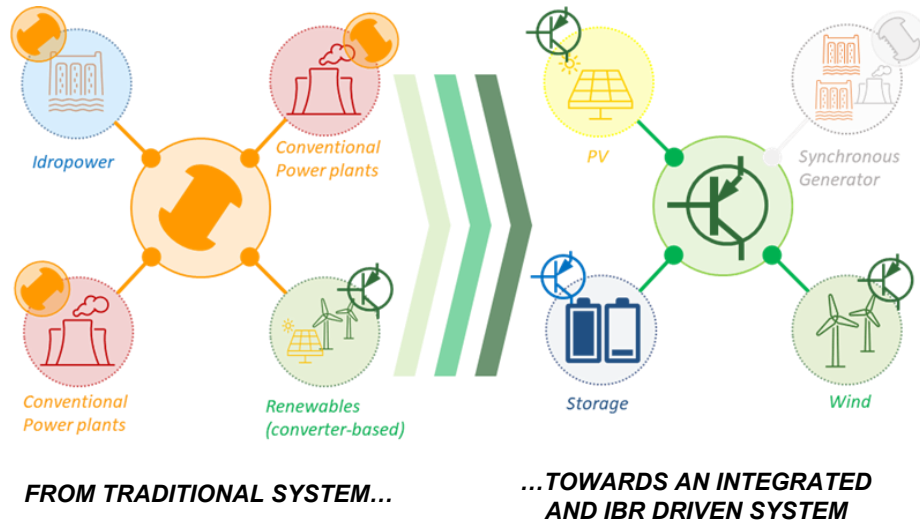
**Ensuring grid stability in the era of renewable
integration**

The Italian Energy Transition: Priorities and Challenges for the Power System

Enrico Maria Carlini – 16 October 2025

How the energy transition impacts on the electrical power system

> The electrical power system is facing significant transformation from generation to consumption perspective. As RES integration increases, along with thermal generation reduction, TSOs will face new challenges operating the power system.



Distributed Generation

Renewables

Storage systems

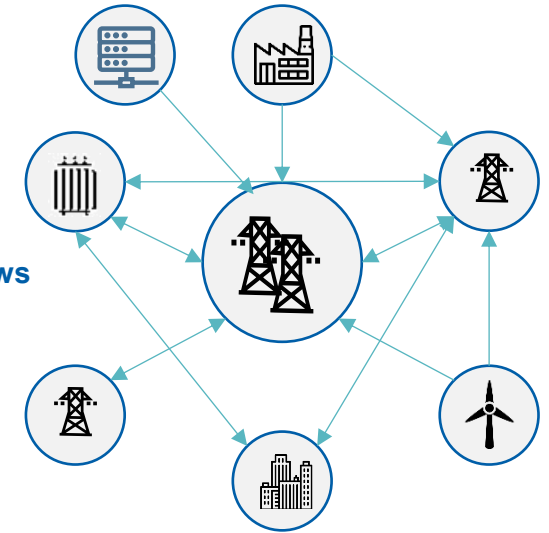
Prosumers

Multidirectional flows

Cross border flows

Market coupling

Data center



IMPACTS ON ELECTRICAL POWER SYSTEM



RES integration and decommissioning of thermal power units

- Inertia reduction
- Reduction of voltage and frequency regulation capabilities



Daily/weekly variation in RES production

- Reduction in adequacy range
- **over-generation** during the day
- Increase in slope evening load ramp



RES location

- Increase in internal congestion based on generation and load location
- Distributed generation

Evolution of the electrical power system

Cluster

Technical characteristics of RES

Intermittency of RES

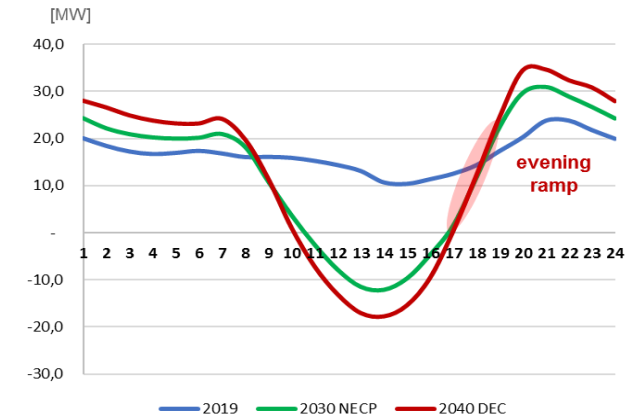
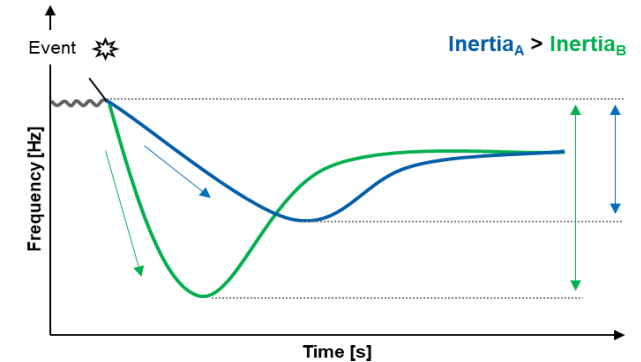
Location of RES

Climate change

Impacts on electricity system management

- Reduction of **system inertia**
- Reduction of resources for **frequency and voltage regulation**
- Reduction of the **adequacy margin**
- Increasing periods of **over-generation**
- Increase in **residual load during the evening ramp**
- Increased **network congestion** due to the geographical distance between RES supply and consumption centers
- Growing **challenges** to system operation due to increased distributed generation
- Growing risk on service quality

Inertia Reduction, Overgeneration

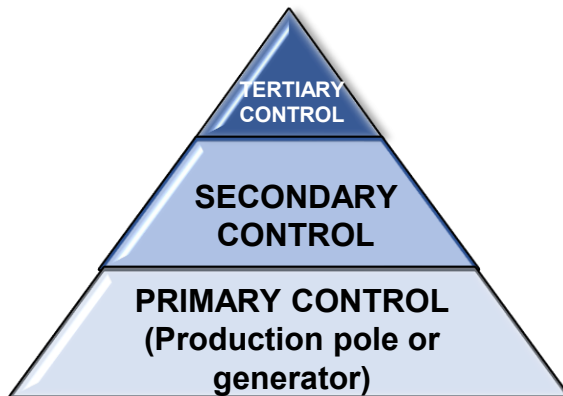


Voltage regulation and system stability

VOLTAGE REGULATION

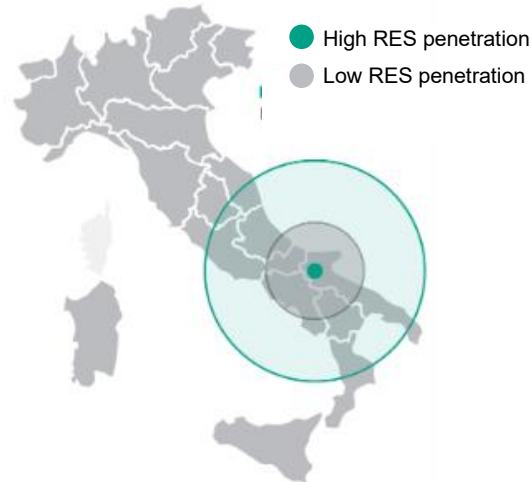
Voltage control, implemented across three hierarchical levels, keeps the grid within tight limits around the nominal value, ensuring both security and power quality.

- **Primary control**: fast and local
- **Secondary control**: regional level
- **Tertiary control**: system-wide, aimed at optimizing reactive power flows



SHORTCIRCUIT POWER AND SYSTEM STRENGTH

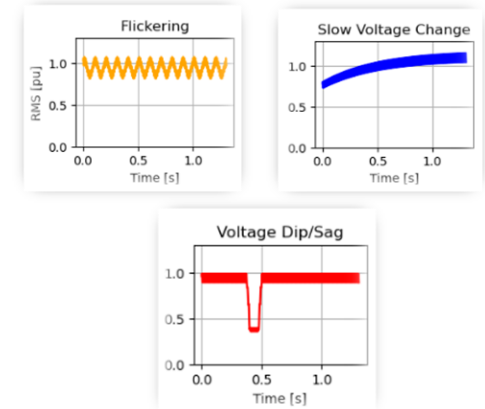
Short-circuit power is an indicator of grid strength with respect to voltage disturbances: higher values reduce the impact of perturbations on the affected area.



RES IMPACT ON GRID EVOLUTION

High penetration of RES leads to:

- Reduced short-circuit power due to limited contribution from inverter-based resources (IBRs)
- Increased requirements for voltage regulation systems
- A **redefined concept of grid strength**, with IBR controls becoming essential for system stability

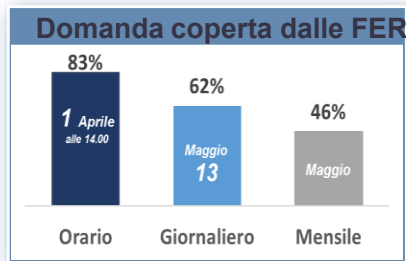


Frequency Oscillations Issues

1

Decarbonisation

- Inverter based generation increase



2

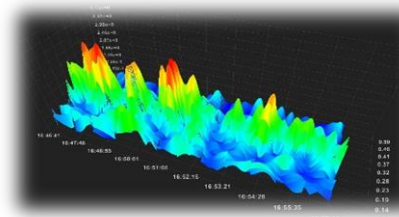
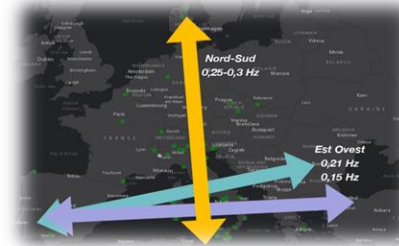
Impacts

- **INERTIA** reduction (substitution of existing conventional generation)
- **POWER FLOWS** increase between market bidding zones
- Facilitation of the generation of **OSCILLATIONS** propagating along the entire length of the electrical network
- **SHORT CIRCUIT POWER** reduction jeopardising the quality of supply (protection system and fault selectivity)

3

Critical Phenomenon

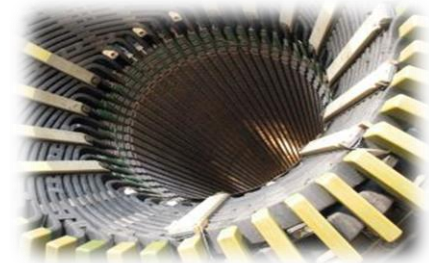
- The grid is increasingly sensitive to disturbances, subject to greater uncertainty, and reduced **STABILITY**. The grid may enter alert situations¹, potentially escalating to critical conditions.



4

Action Plan

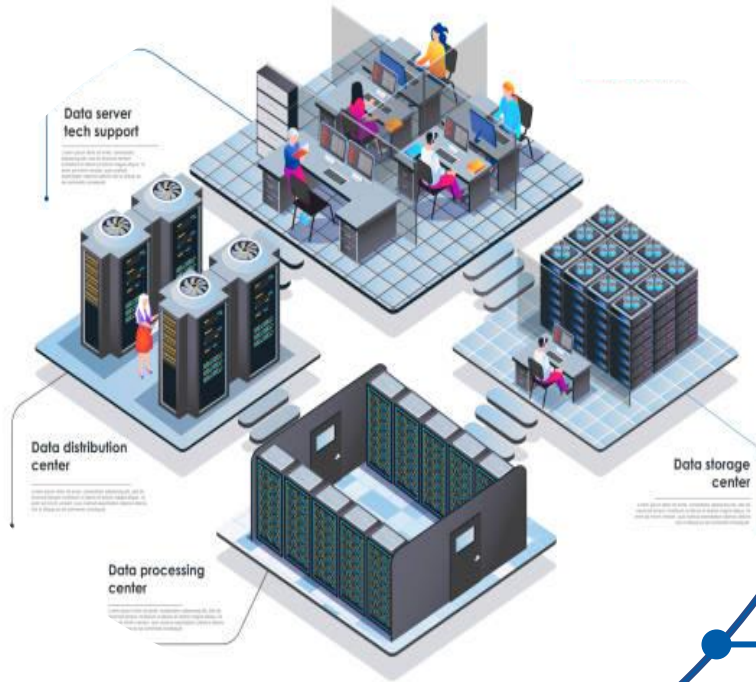
- STATCOM, Synchronous Condenser, Reactors, active power stabilizer
- **REAL TIME** monitoring system of short circuit power and inertia levels



1. "According to the System Operation Regulation, the Alert State is reached when the frequency deviation is below ± 200 mHz and greater than ± 100 mHz for more than 5 minutes, or greater than ± 50 mHz for more than 15 minutes.

New sensible and emerging loads - Data Center (DC)

Challenges and new way of planning for TSO



Data Center Impact

In **Italy**, Terna has received over **300 applications** for **55 GW**, with forecasted demand of **11 TWh by 2030 (~3% of total)**. In the **US**, data centers could reach up to **12%** of total demand by **2028**, growing **~4% per year**.

Electric Characteristic

Inverter-based resources characterized by **fast ramping** and high **variability**.

System Stability Risks

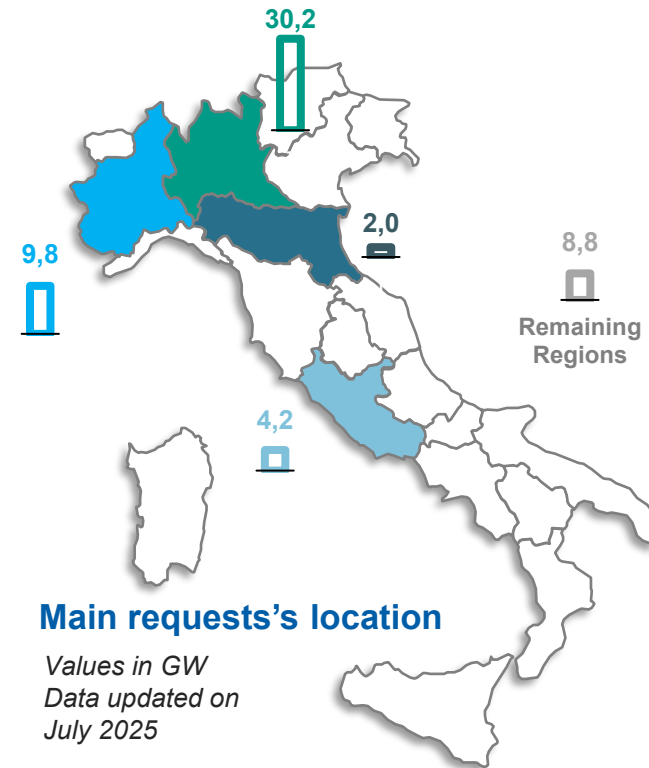
Frequency and voltage instability may arise in response to active and reactive power absorption causing **sub-synchronous oscillations**. Insufficient ride-through capability.

Planning and Forecasting Challenges

Impact on **long-term planning** and **operational reserve management**. Lack of accurate dynamic models complicate demand forecasting and **infrastructure design**.

Impact on Load-Shedding and Blackstart

It is essential to integrate data centers into **load-shedding** and **blackstart programs**, considering their internal segmentation and demand variability.



Developing specific load models, updating connection and planning procedures, equip with storage to deal with peak consumption and provide stability services can help data center integration^{1,2}

1. «Whitepaper Characteristics and Risks of Emerging Large Loads, NERC (North American Electric Reliability Corporation), July 2025.
2. «Power Stabilization for AI Training Datacenters», Microsoft, OpenAI, NVIDIA, August 2025

Enablers of the Energy Transition

National Development Plan 2025 and the Hypergrid Project

The Italian Energy Transition: Priorities and Challenges for the Power System

Enrico Maria Carlini – 16 October 2025

2025 National Development Plan

NDP in numbers

INVESTMENT PLAN

Over €23 billion

in the 2025–2034 decade and
over €40 billion considering
the full lifetime value of the projects

(+10% vs 2023 Development Plan)



GREATER RENEWABLE INTEGRATION

at least **+65 GW by 2030**
+94 GW by 2035¹

(In line with the PNIEC and the 2024
Scenario Description Document)



CO₂ EMISSIONS REDUCTION

up to approximately **2,000 kt/year**
by **2030**

and nearly **12,100 kt/year**
by **2040** (+2.5% vs 2023 Development Plan))



INCREASE IN TRANSMISSION CAPACITY

from the current 16 GW
to approximately **39 GW**

(+22% vs 2023 Development Plan)



INCREASE IN CROSS-BORDER CAPACITY

by around **40%**
compared to current levels²



AVOIDED LOSSES

of approximately
0.4–1 TWh/year



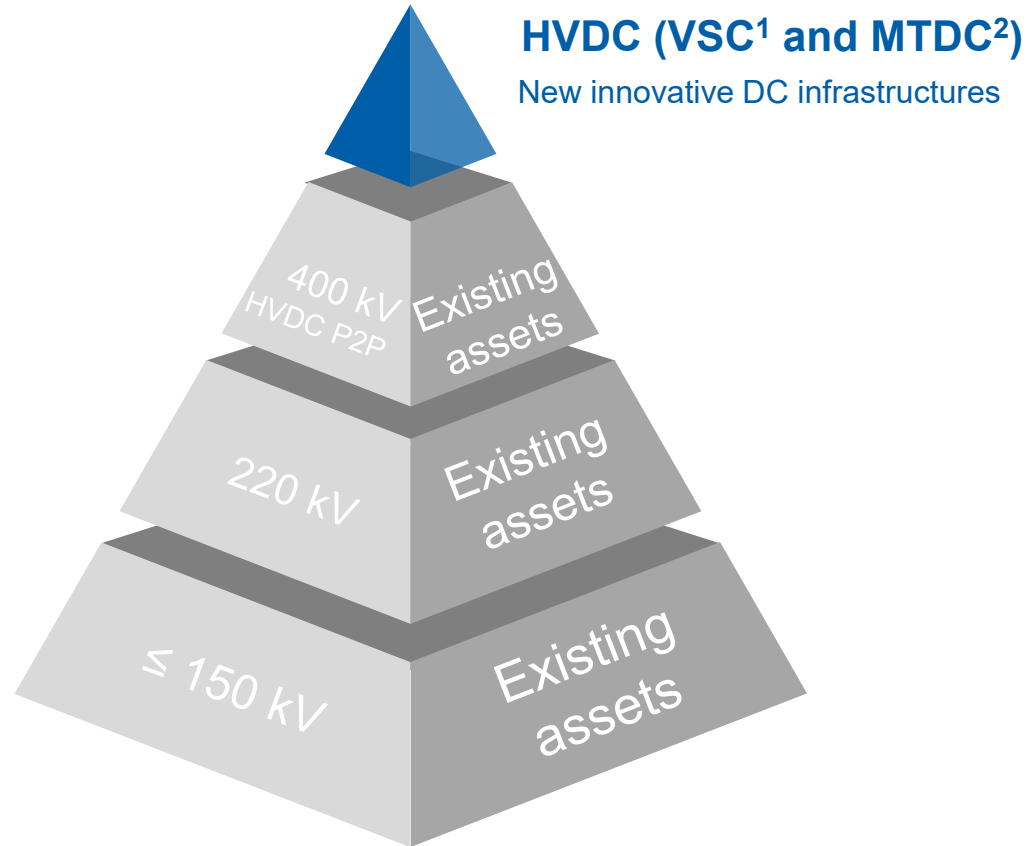
1. Of which +43 GW to be connected to the high-voltage grid

2. Considering all projects included in the Development Plan, including those beyond the ten-year horizon

2025 National Development Plan

Guidelines in the planning process: Hypergrid and HVDC projects

Technological Solutions



Choice and motivation

WHY HVDC PROJECTS?

1. Greater transport capacity
2. Reduction in terms of EM field
3. Decoupling of AC and DC networks
4. Greater flexibility and flow management
5. Reliability with bipolar configuration in terms of N-1 conditions
6. System Strength services as voltage regulation and system stability
7. Technologies better integrated in an Inverter-based power system.

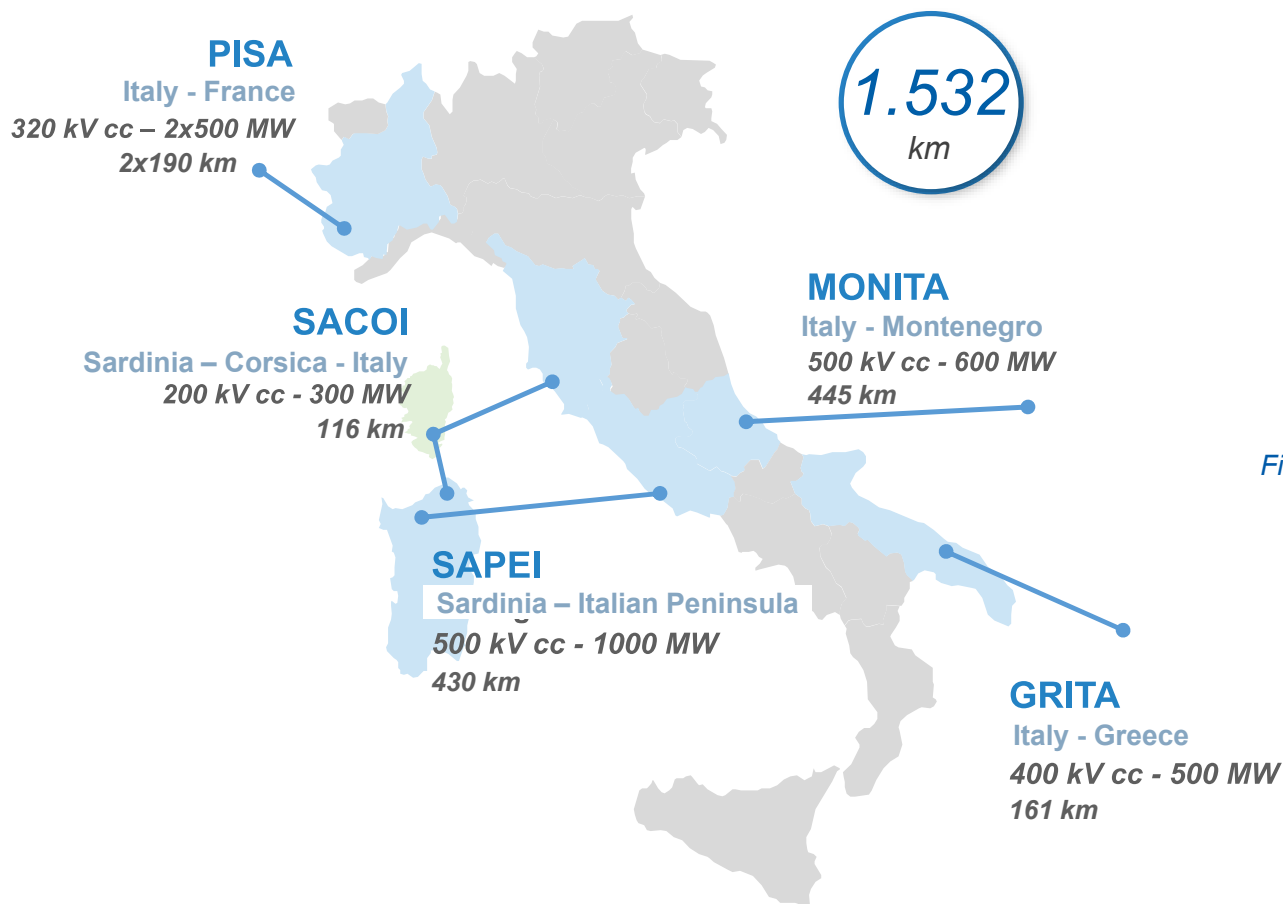
Development and integration of **Innovative Grid Infrastructures** able to increase **Net Transfer Capacity** among bidding zones and support the **energy transition** process towards an inverter-based dominated system.

1. Voltage Source Converters
2. Multi-terminal Direct Current

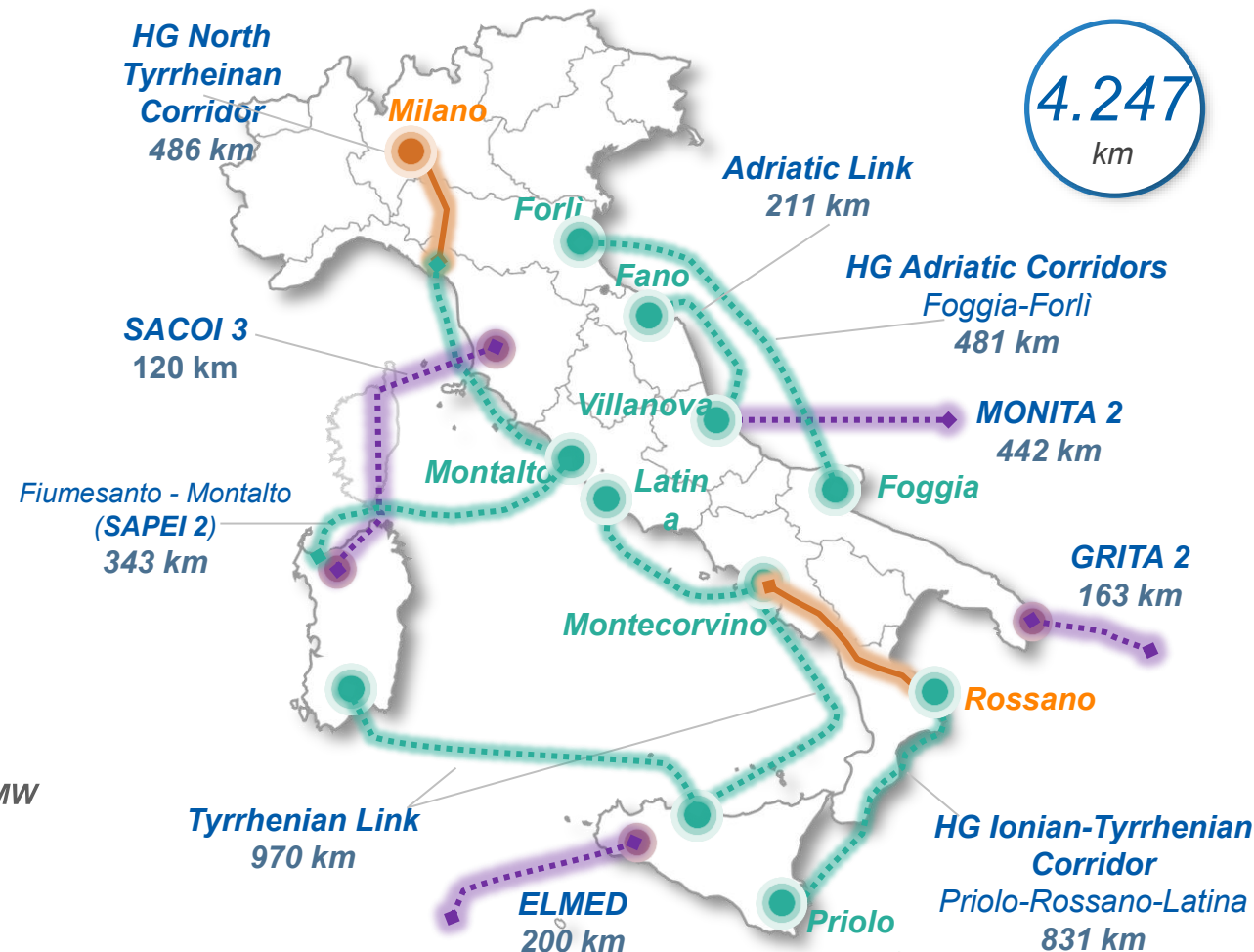
Grid developments towards the energy transition

HVDC links in Italy

HVDC links in operation



Planned HVDC links



5 HVDC links are in operation. Other **5 links** (including the so called **Hypergrid Projects**) are in permitting or under construction

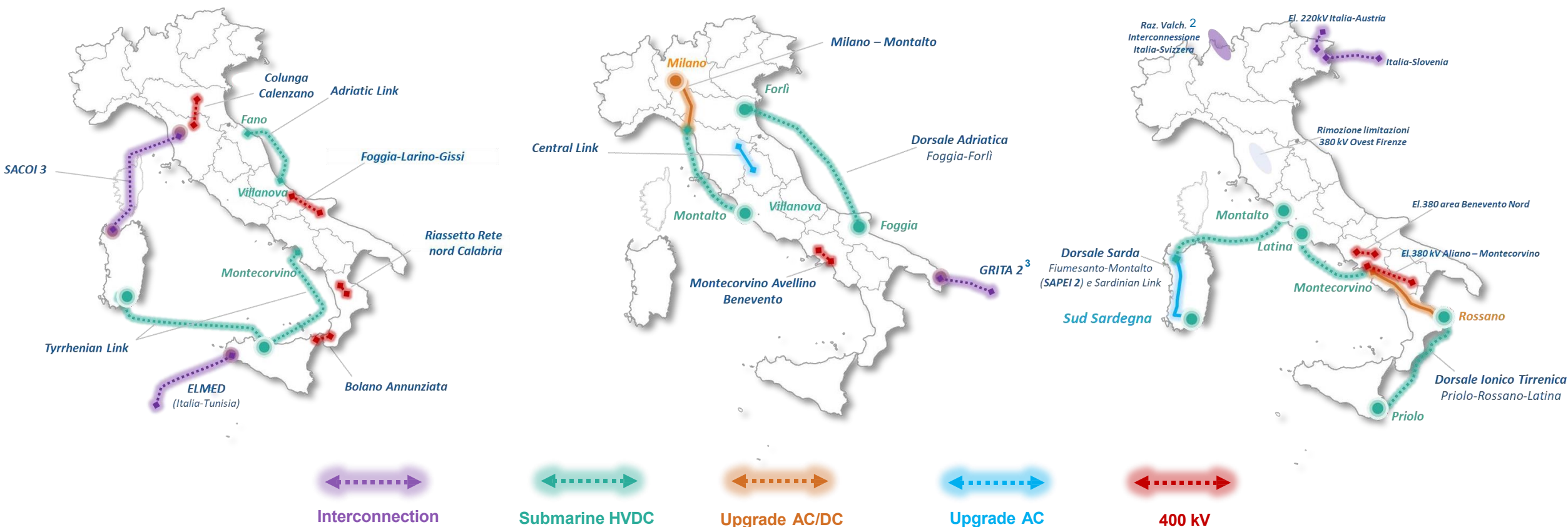
Developing the infrastructure of the future

Main interzonal projects and interconnections with foreign countries

2030

2035

2040



1. Possibility of bringing forward the complete project within the 2025-2034 planning horizon is under evaluation.

2. The network scheme of the project is under further analysis with the TSO counterpart Swissgrid to identify the most suitable solutions to implement

3. GR.ITA.2 First pole: +500 MW by 2033 GR.ITA.2 Second pole: +500 MW by 2035

System needs and key features of NDP 2025

Main technological innovations for HVDC and Hypergrid projects

The realization of the Hypergrid project led to engineer new innovative solutions. Various studies and technological insights were conducted, especially in the field of towers to be used for the new overhead power lines.

› ± 525 kV HVDC VSC Converter Stations

New **VSC Converter Stations** planned by Terna increase **system stability** and **flexibility** managing power flows thanks to **active-reactive decoupling** control and **STATCOM** behaviour to enhance voltage control and system strength.

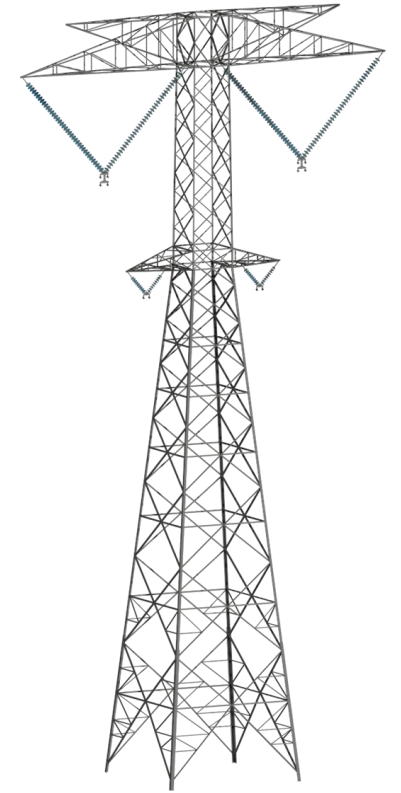


Rendering VSC Converter Station

› ± 525 kV HVDC Towers

Newly planned interventions in the NDP include the **upgrade of AC backbones** (220 or 380 kV) with DC overhead lines with a voltage of up to ± 525 kV, characterized by a high transport capacity over long distances.

This required the engineering of a new family of towers, whose design and engineering are based on **sustainability, minimization of visual interaction, static fields and acoustic noise**.



HVDC towers up to ± 525 kV

Advanced technology to enable large integration of RES

Inverter-based and synchronous compensators

The Italian Energy Transition: Priorities and Challenges for the Power System

Enrico Maria Carlini – 16 October 2025

Mapping of reactive power damping devises

Terna's investment plan

CONSTRAINTS

- Voltage damping during last 5 years has led ecoomic outcomes, particularly during low load hours
- Most expensive cluster in terms of Ancillary Services are **Brindisi, Foggia, Campania, Calabria e Lazio**

REGULATION DEVICES

Starting from 2017 Security Plan, a compensation plan has been identified and is being progressively strengthened:

- **Reactors**: static devices for reactive power compensation
- **Synchronous condensers**: rotating machines used to regulate the voltage on a grid node through absorption/delivery of reactive power and provide frequency regulation with inertia
- **STATCOM**: Static devices that, by modulating the amplitude of the internal voltage source, regulate the voltage on a grid node through the absorption or supply of reactive power
- **Damping Resistor System**: Damping resistor are devices that provide dynamic stability and damping of grid oscillations and can be used in restart strategies, allowing the mitigation of disturbances from renewable sources

MARKET BENEFITS

- > Ancillary Services Costs reduction due to less Power Units committed

ELECTRIC BENEFITS

- > Inertia, Rate of Change of Frequency (RoCoF)
- > Short-circuit Power
- > Voltage regulationd and reactive reserve
- > Power System Stabilizer

Synchronous condensers

27

- 16 in operation
- 7 between '24-'28
- 4 post '28

Reactors

26

- 11 in operation
- 15 between '24-'28

STATCOM

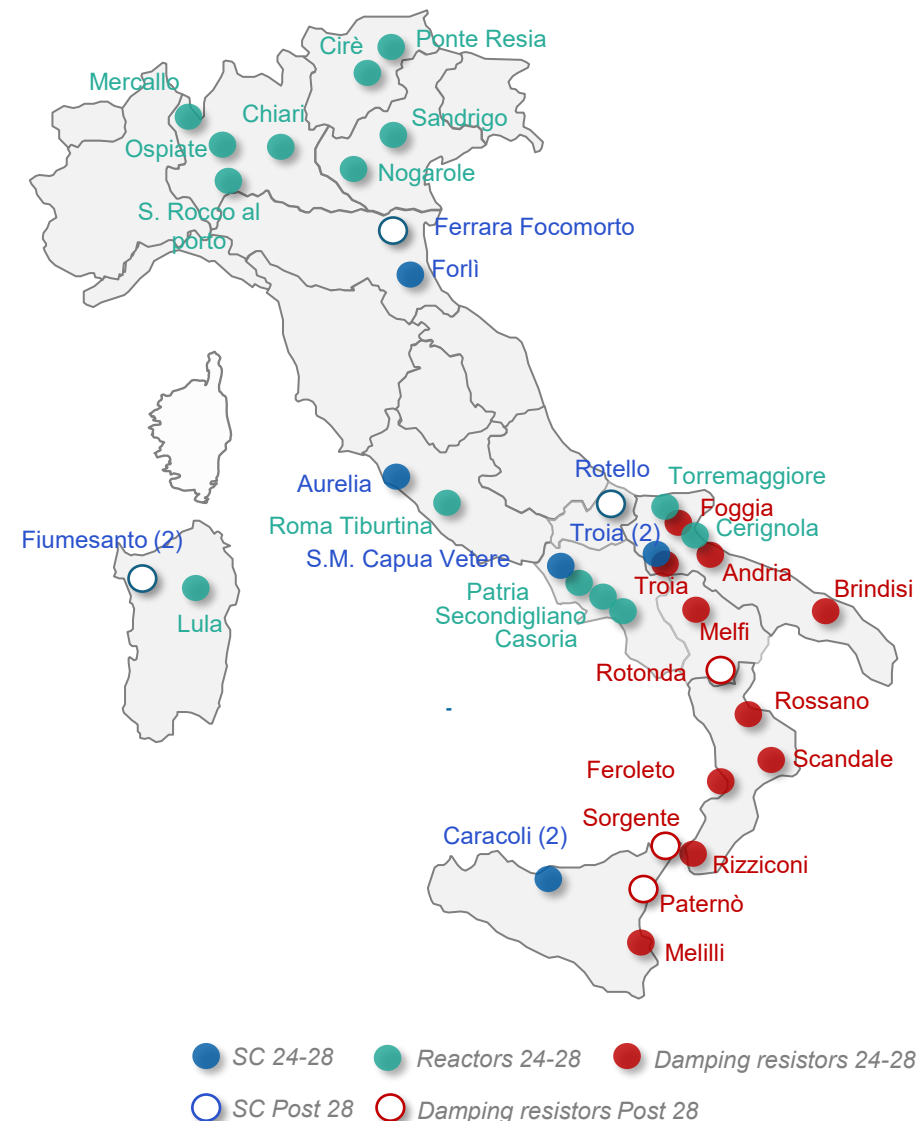
5

- 5 in operation

Damping Resistor

25

- 10 between il '24-'28
- 15 post '28



Energy Framework

Synchronous condensers for grid services

01 Voltage Regulation

Synchronous condenser (or rotating condensers) are rotating machines that allow voltage regulation at a grid node by absorbing or supplying reactive power, which is controlled through the excitation system current

02 Frequency regulation

With the addition of a mechanical flywheel, synchronous compensators are able to dump frequency variations, providing increased inertia and system stability (reducing both the amplitude of oscillations and their rate of change — RoCoF).

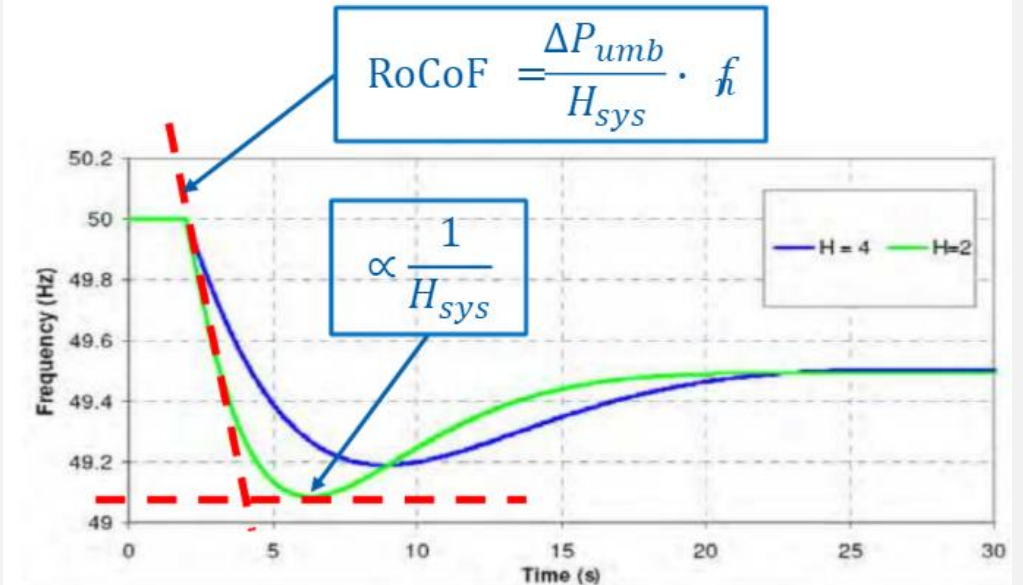
03 Short circuit power

Synchronous compensators deliver a short-circuit power level comparable to that of a conventional thermal power plant, ensuring proper operation of protection systems and improved power quality.

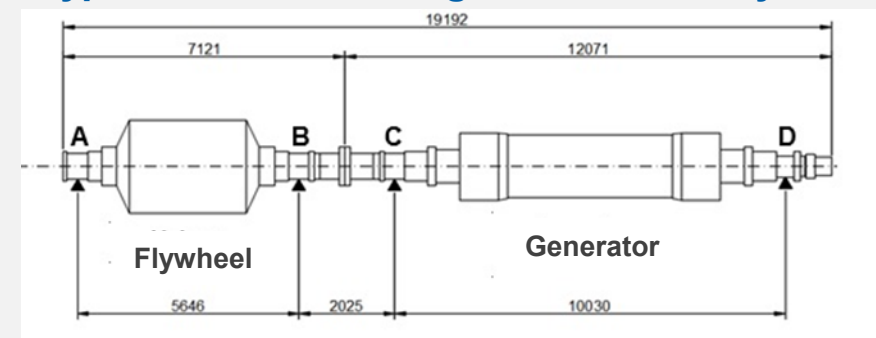
04 Restoration Phase

During grid restoration phases, they can enhance reactive power margins (voltage profile), support the fast re-energization of HVDC links, and accelerate the restoration of loads

Rate of Change of Frequency (RoCoF)



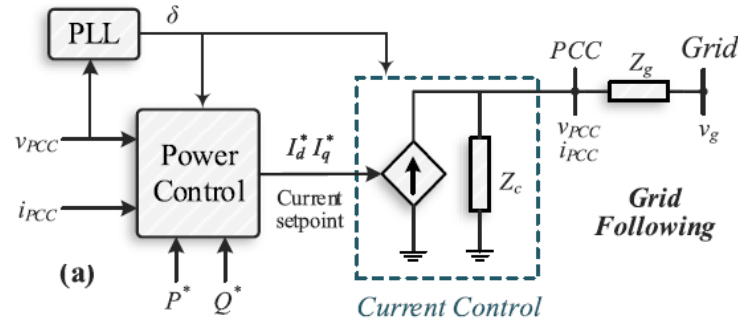
Typical dimension of generator with flywheel



Introduction to Grid Forming technology (GFM)

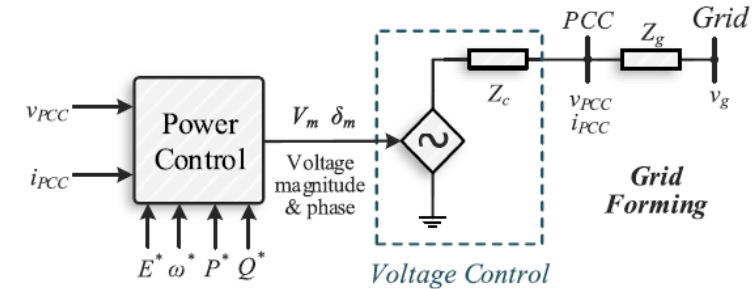
From Grid Following (GFL) to Grid Forming (GFM)

Grid Following Inverter



PLL critical element. Requires a **stable grid** to operate correctly.

Grid Forming Inverter

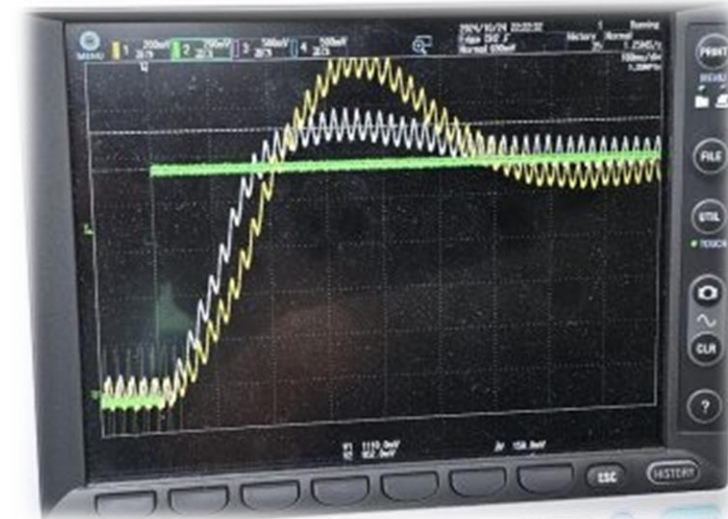


- Does **not require a PLL** to be synchronized with the grid.
- It sets Voltage amplitude and frequency according to various logic controls, with lower risks of being affected by **grid disturbances**.

Terna tested GFM technology at the Storage Lab in Codrongianos, Sardinia, confirming its stable operation through various tests among **P-Q control, frequency response, short-circuit, black start**. The trial provided **valuable insights**, to support future technical and regulatory developments, ensuring a **reliable and efficient** National Electric System in a renewables-based future.



Power Step GFM response in VSM (Virtual Synchronous Machine) control with two different value of inertia H (Codrongianos Storage Lab test).



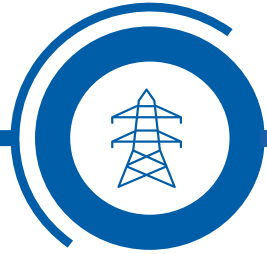
Conclusions

**Towards a secure, resilient and carbon-neutral
power system**

The Italian Energy Transition: Priorities and Challenges for the Power System

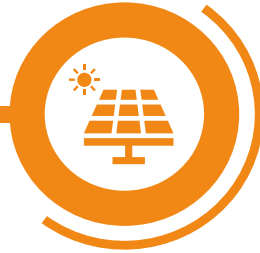
Enrico Maria Carlini – 16 October 2025

Enabling Factors For The Energy Transition in the electricity sector



Grid Developments

- *Increased transport capacity*
- *Synergy with previous Development Plans*
- Development of *innovative solutions to increase transit limits*



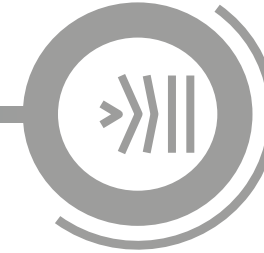
RES Development

- Targets for 2030:
 - *107 GW of wind and solar capacity*
 - *63% coverage of electricity needs*
 - *-55% CO2 emissions*



New storage capacity

- Targets for 2030:
 - *+71.5 GWh* of storage capacity (net of existing PS)
 - Of which *50 GWh* new utility-scale storage capacity



Markets for EU adequacy and integration

- *Revision of capacity market rules for delivery years 2025 to 2028*
- *Full integration with European balancing markets*

OUTPUT-BASED
REGULATION

CENTRALIZED CFDs

MACSE CENTRALIZED
AUCTIONS

CAPACITY MARKET
CM essential to ensure the
adequacy of the system

Thank you



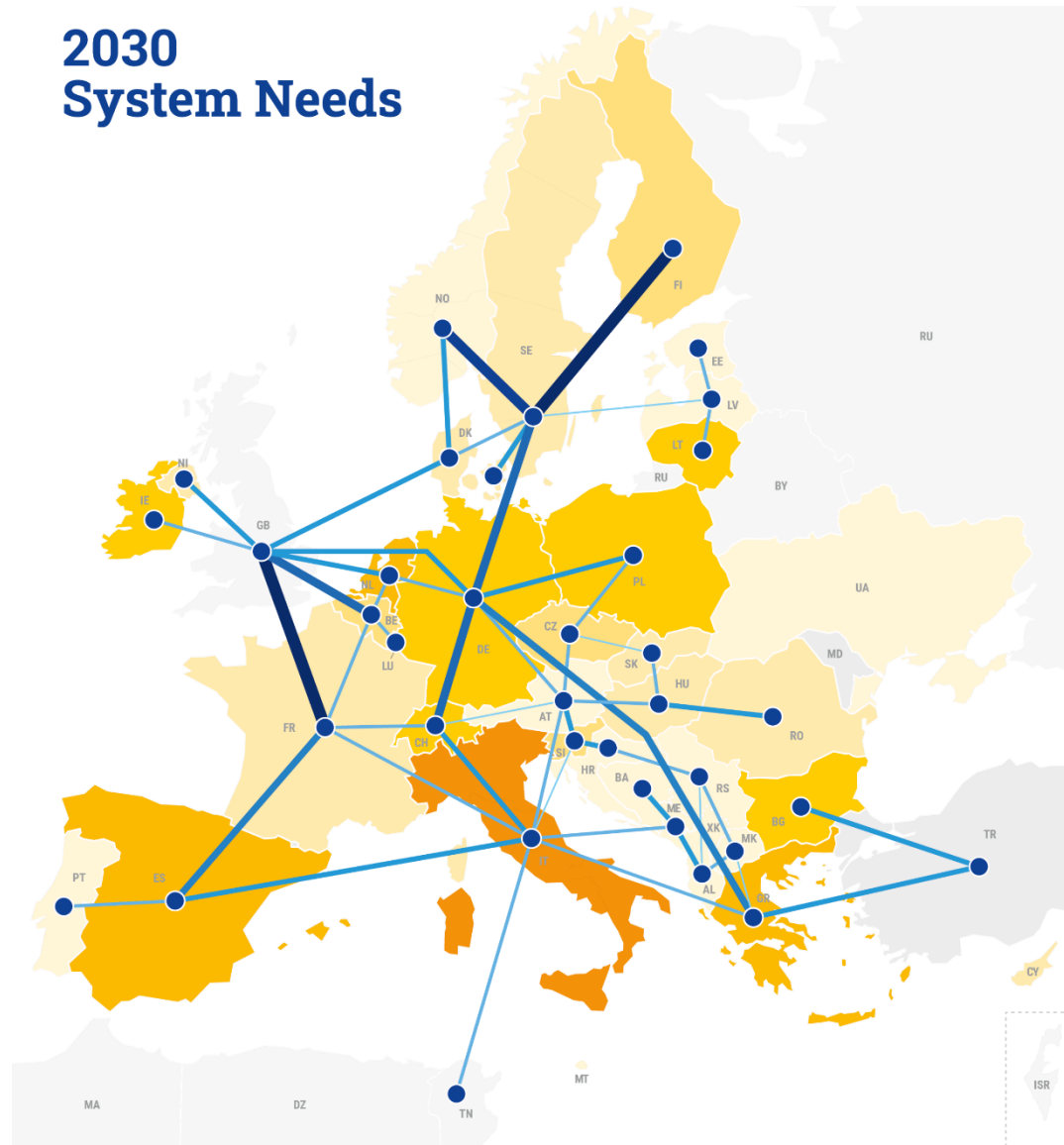
cigre

For power system expertise

Backup

Infrastructure requirements of the European electric system

2030 System Needs



— by 2030

ENTSO-E study indicates that, in addition to the **161 GW** of planned cross-border capacity, an additional **88 GW** and **56 GW** of storage capacity would be cost-efficient

— Investments

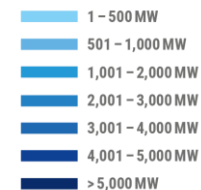
This increase in capacity represents an investment of approximately **5 billion euros** per year.

— Benefits

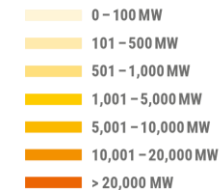
It would result in an annual **socio-economic welfare benefit of 8 billion euros**.

Additional investments in the electricity grid and storage infrastructure could enable Europe to lower system costs and surpass its 2030 objectives

Cross-border capacity increases in 2030
(additional to 2030 starting grid)



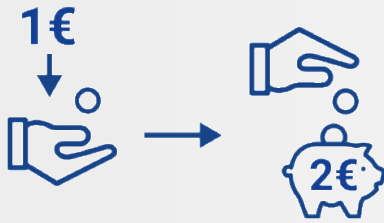
Storage capacities per country in 2030



Three key outcomes of the European Development Plan (TYNDP 2024)

1

By 2040, every euro invested in the power grid will generate more than 2 euros in system cost savings.



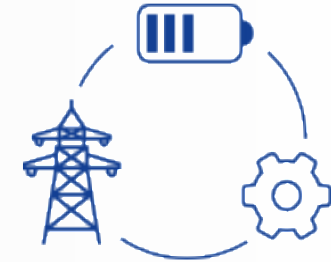
2

The implementation of System Needs helps decrease reliance on carbon-intensive power generation and electricity imports from outside the EU.



3

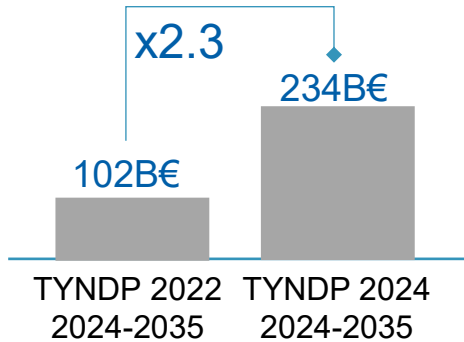
Current infrastructure projects address only a portion of the identified System Needs. Further initiatives and measures are needed to enable the timely deployment of power grid infrastructure



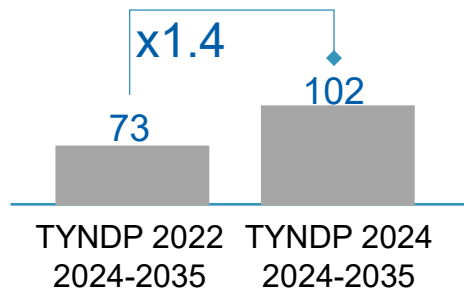
HVDC Systems and Emerging Grid Challenges

EU HVDC Demand (Onshore, Offshore) – European Development Plan TYNDP

Capex - B€



Number of Installations



- › **HVDC transmission solutions** offer the ability to transfer large amounts of energy over long distances, along with electrical functionalities suitable for managing a more advanced and complex transmission system.
- › At the **EU level** (source: TYNDP ENTSO-E), there is a strong demand for **HVDC systems** (onshore and offshore), expected to be **10 times higher** than in Terna's **Development Plan 2025** over the next 10 years.
- › This demand is further amplified by **global market needs**.

Source: ENTSOE

HVDC Systems and Emerging Grid Challenges

Issues Arising from the Surge in HVDC Demand

Sharp Increase in HVDC Demand – Context

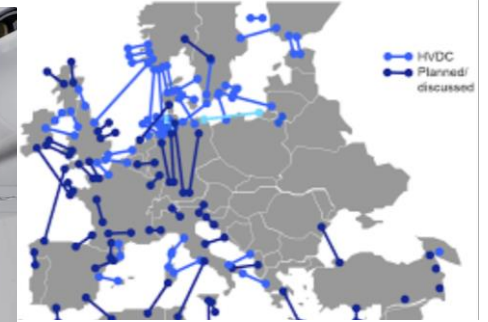
Transmission Networks (HVDC)



Offshore Installations



HVDC Merchant Lines and Grid Interconnectors



Main Criticalities

Cost Volatility

- Risk of high cost variability due to strong HVDC demand and limited supplier availability

Financing Capacity

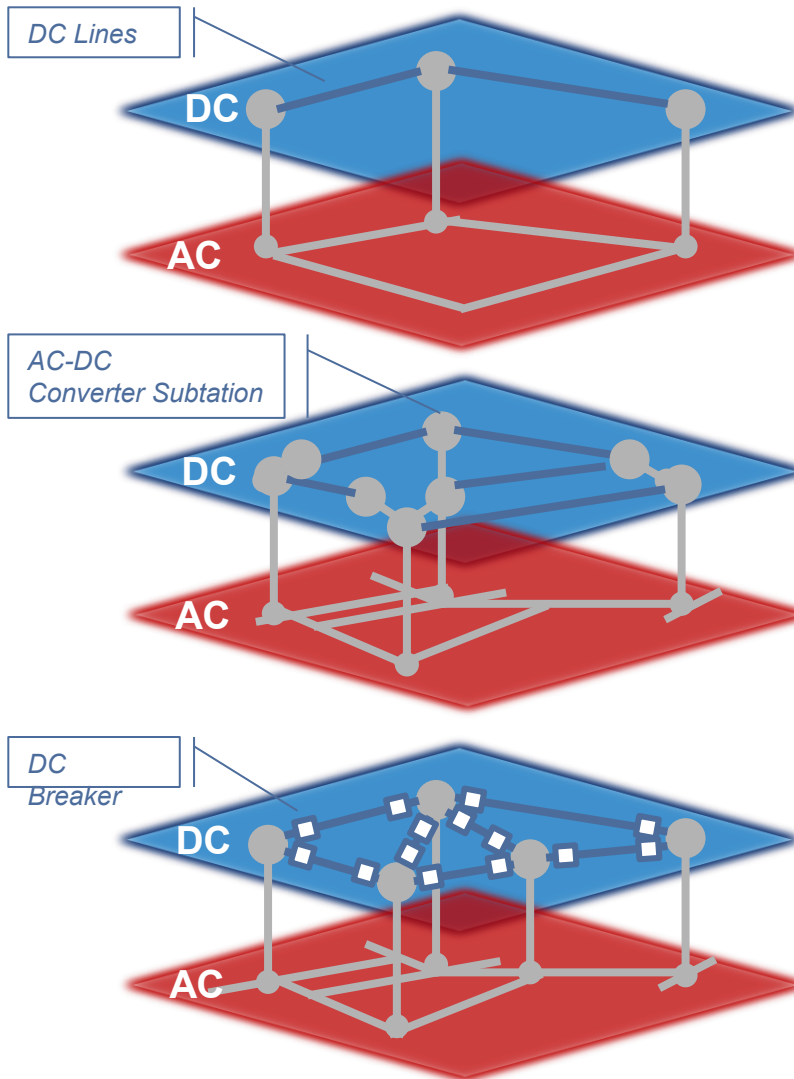
- Growing difficulties in securing funding for Transmission Grid development projects
- Need for access to public financing (e.g., CEF, EIB, NRRP, World Bank, etc.)
- Uncertainty regarding timely access to funding

Realization Timelines

- Saturation of HVDC manufacturing capacity (cables, converter stations) poses a significant risk to delivery timelines and project efficiency

DC Circuit Breaker: new advanced DC technologies

Hypergrid and DCCBs to integrate renewables sources and provide grid services



Multi-terminal HVDC ¹

- **Simple multi-terminal system** with multiple interconnection points (e.g. SA.CO.I.).
- **No meshing** and **no redundancy** in the DC system in the event of a fault.
- **Alternative solution to a single AC line**, as a connection between two asynchronous zones or for interconnecting an offshore wind farm.

Stand-alone HVDC P2P

- **DC point-to-point lines**, where a DC circuit with two Converter Substation is added to the classical transmission line.
- **It may consist of a combination of HVDC LCC and VSC lines**, and different lines may operate at different voltages.
- **It requires more complex flow control** to keep the network frequency stable in the case of isolated or weak AC networks.

DC grid with DC Breakers

- **Fully meshed DC system**, like an AC network. Connections within the DC network are possible **without additional converter substation**.
- **Savings in terms of converter substations number** compared to stand-alone point-to-point HVDC links.
- Only solution that guarantees the appropriate **redundancy** and **selectivity in DC**, thanks to **DC Circuit breakers**.

¹ Multi-terminal VSC HVDC for the European supergrid: obstacles – D. V. Hertem, M. Ghandharia – 2010

Energy Framework

Key legislative and regulatory tools to enable the energy transition.

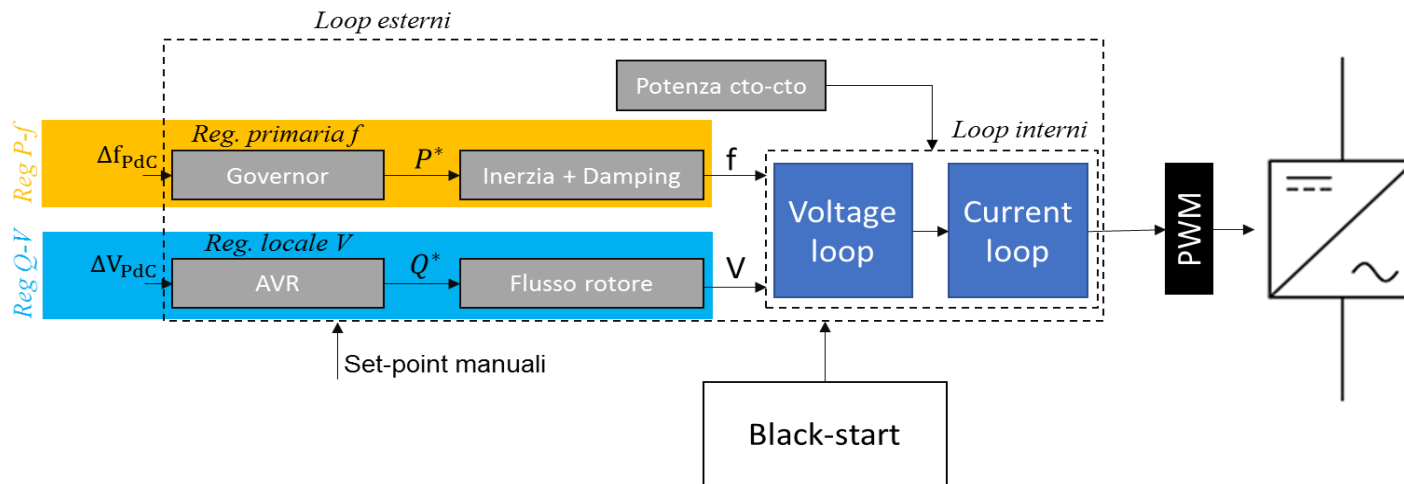


Introduction to the technology of Grid Forming

The Virtual Synchronous Generator (VSG)

Description

A **Virtual Synchronous Generator (VSG)** is a control strategy for power electronic inverters that allows them to mimic the physical properties of a traditional synchronous generator, such as rotational inertia, damping, and synchronizing power. By emulating these characteristics through software, VSGs help stabilize grid frequency and voltage, especially in grids with a high penetration of renewable energy sources that lack inherent inertia.



1

Voltage source

The control voltage (amplitude and phase) is equivalent to the no-load electromotive force of the rotating synchronous machine

2

Inertia

Emulates the crankshaft slippage

3

Rotor flux control

Emulates the armature reaction of the rotating synchronous machine

4

Governor e AVR

They emulate the frequency and voltage controls at the plant's power plant with respect to target values

5

Cto-cto power

Cto-cto current delivery (within the limits of the inverter overload curve)

6

Black-start

Energize the bar and support for local network reactivation

Introduction to Grid Forming technology (GFM)

From Grid Following (GFL) to Grid Forming (GFM)

Current technology: Grid Following

Most grid-connected inverter systems use Grid Following inverters. There are controllers that can regulate P and Q, but with a delay that can limit the stability benefits (inertia, oscillation damping, short-short power).

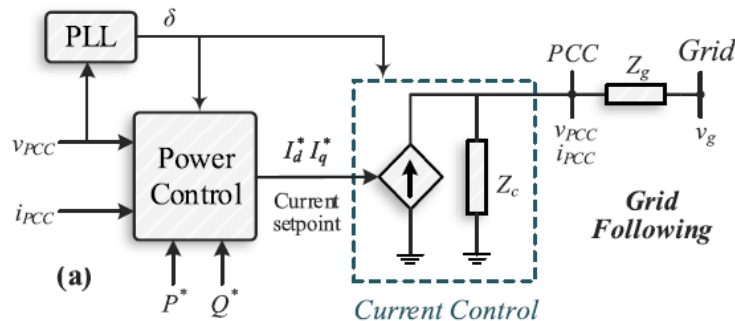
Grid Forming

GFM was created to manage isolated or weak microgrids. In the absence of synchronous machines to maintain frequency, inverter control techniques have been developed that allow batteries to emulate some of the physical behaviors of **synchronous machines**.

Grid Forming to stabilize interconnected networks

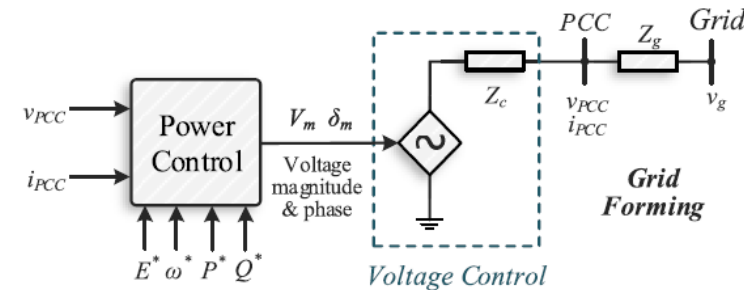
The idea of exploiting the characteristics of GFM machines to provide **grid stability** in light of the progressive reduction in thermoelectric power plants has recently gained ground. The challenge is to enable the safe operation of numerous interconnected Grid Forming systems.

Grid Following Inverter



PLL critical element. Requires a **stable grid** to operate correctly.

Grid Forming Inverter



- Does **not require a PLL** to be synchronized with the grid.
- It sets Voltage amplitude and frequency according to various logic controls, with lower risks of being affected by **grid disturbances**.
- Stable in **weak grids**.

GFM Perspective for TSOs

Why TSO?

Benefits for the grid

The GFM can provide valuable support to grid stability in conditions of high penetration of inverter-based systems, **reducing dependence on traditional fossil fuel plants** and thus CO2 emissions.

Potential moderate costs

Compared to a GFL system, a GFM system **requires software and control differences with minimal hardware modifications**. Even when compared to a synchronous compensator, the GFM inverter could be the winner because it **is more economical, has virtually no footprint and can be applied to all inverter-based systems** in widespread use nationwide. On the other hand, one must take into account the overload capabilities and energy limits due to the primary source, which are more limiting than those of a synchronous compensator.

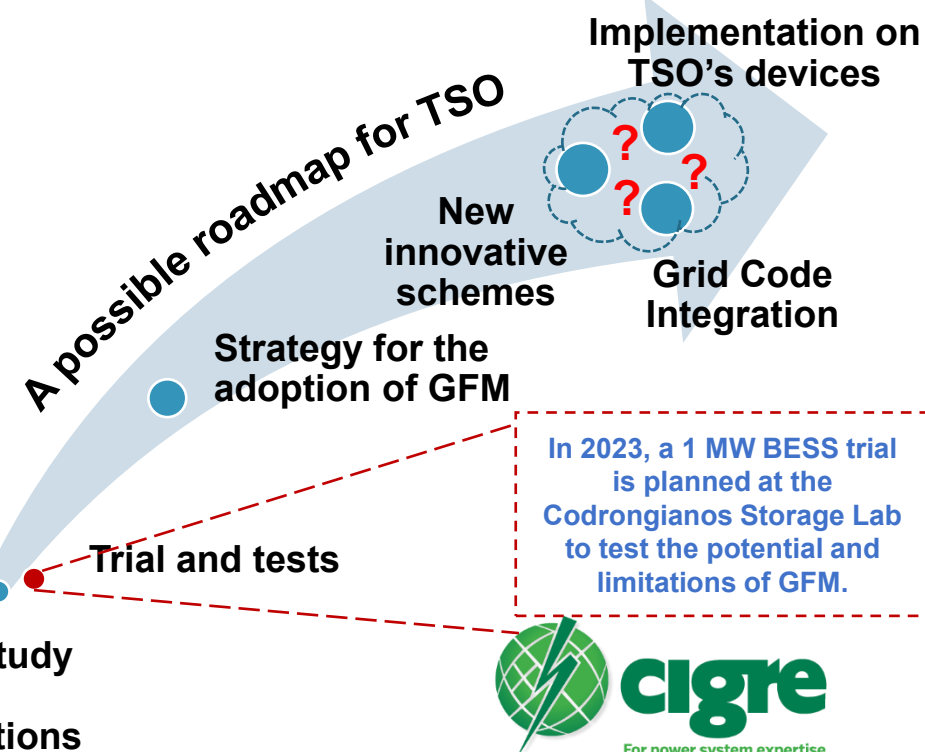
Need for strategy and testing to define the adoption

Without a technical, economic and strategic assessment conducted by the TSO and shared with the regulator, it will be difficult for GFM to spread in Italy. The **TSO needs to move quickly to test the prototype features** in order to master the technology, **accelerate its spread with reliable, low-cost market products**, and thus anticipate the expected widespread adoption of inverter-based systems. It is up to the TSO to decide which **strategy to pursue**. Three possible paths are:

GFM implementation on **devices managed by TSO**

Regulatory requirement as a mandatory requirement for certain types of generators

Introduction of **incentive schemes** to promote the adoption of technology in future installations



Conclusions and Future Perspectives for the Italian Electricity System



The integration of advanced technological solutions and appropriate financial mechanisms represents the strategic lever to build a secure, resilient, and carbon-neutral power system

It's time for Q&A



Moderator : Pierre Coudereau

It's time for Coffee Break

Retour 11:00

CIGRE France Conference

GB energy strategy and transmission evolution

Mark Waldron, National Grid Electricity Distribution



cigre

For power system expertise

Bâtiment Gaston Berger - INSA Lyon

16 octobre 2025

National Grid Electricity Transmission

- In the UK, National Grid **develop, own and maintain** the electricity transmission network across England and Wales.
- We transfer electricity generated from windfarms and other power sources to transport it across our network of **pylons, cables, overhead lines and substations**
- We move electricity around the country, helping heat and power homes and businesses along with connecting communities to the energy they need.

GB Electricity
Transmission
Owners
(adapted from
Ofgem)



In Britain, the System Operator is separate from the Transmission Owners (TOs). The National Energy System Operator (NESO) directs how electricity flows, while TOs develop, own and maintain the network

System Operator



- NESO is the independent public body responsible for operating and planning the electricity and gas systems in Great Britain.
- It was established in October 2024 when it separated from National Grid plc and became publicly owned, but operationally independent from government and industry.
- Full operational separation requires that the two entities – NESO and NGET – no longer share control systems, infrastructure, or facilities.
- The role of the system operator includes:
 - **Real-time system operation:** Balancing electricity supply and demand every second to maintain grid stability.
 - **Strategic planning:** Developing long-term plans for infrastructure to support net zero goals.
 - **Coordination:** Managing the queue of new electricity projects and advising government and Ofgem on energy policy.
 - **Market facilitation:** Supporting competition and innovation in energy markets.

NESO is like the air traffic controller of the energy system – ensuring everything flows smoothly, safely, and efficiently, but not owning the planes (infrastructure).



Transmission Owners



- Transmission Owners (Tos) own and maintain the physical infrastructure of the high-voltage electricity transmission network – such as the cables, pylons, and substations.
- In England and Wales this role is held by National Grid, while Scottish Power Transmission and SSEN Transmission operate in Scotland
- The role of the Transmission Owner includes:
 - **Asset management:** Building, maintaining, and upgrading transmission infrastructure.
 - **Network reliability:** Ensuring the physical network is robust and capable of delivering electricity across regions.
 - **Coordination with NESO:** TOs work with NESO to ensure infrastructure supports system needs and future planning

TOs owns, builds and maintains Electricity Transmission assets.

Provides Transmission Services to the System Operator by making available its Transmission Systems. Manages operational switching, system access, faults, alarms and safety.

NESO concludes that Clean Power for Great Britain by 2030 is achievable



"I think it's an incredibly stretching target,". "If it went perfectly along current regimes, it wouldn't get there. So, it needs to go perfectly along reformed regimes."

Alice Delahunty, President of Electricity Transmission, National Grid



1 **Cost Neutral**

NESO's report suggests that achieving clean power by 2030 will be cost neutral for consumers.

3 **Cross-Cutting Enablers**

Clean power will only be achieved by 2030 by taking different actions, with 6 key cross-cutting enablers identified in the report.

5 **Transmission Expansion**

Current plans for transmission expansion are sufficient, but some acceleration may be required.

2 **Distribution Networks**

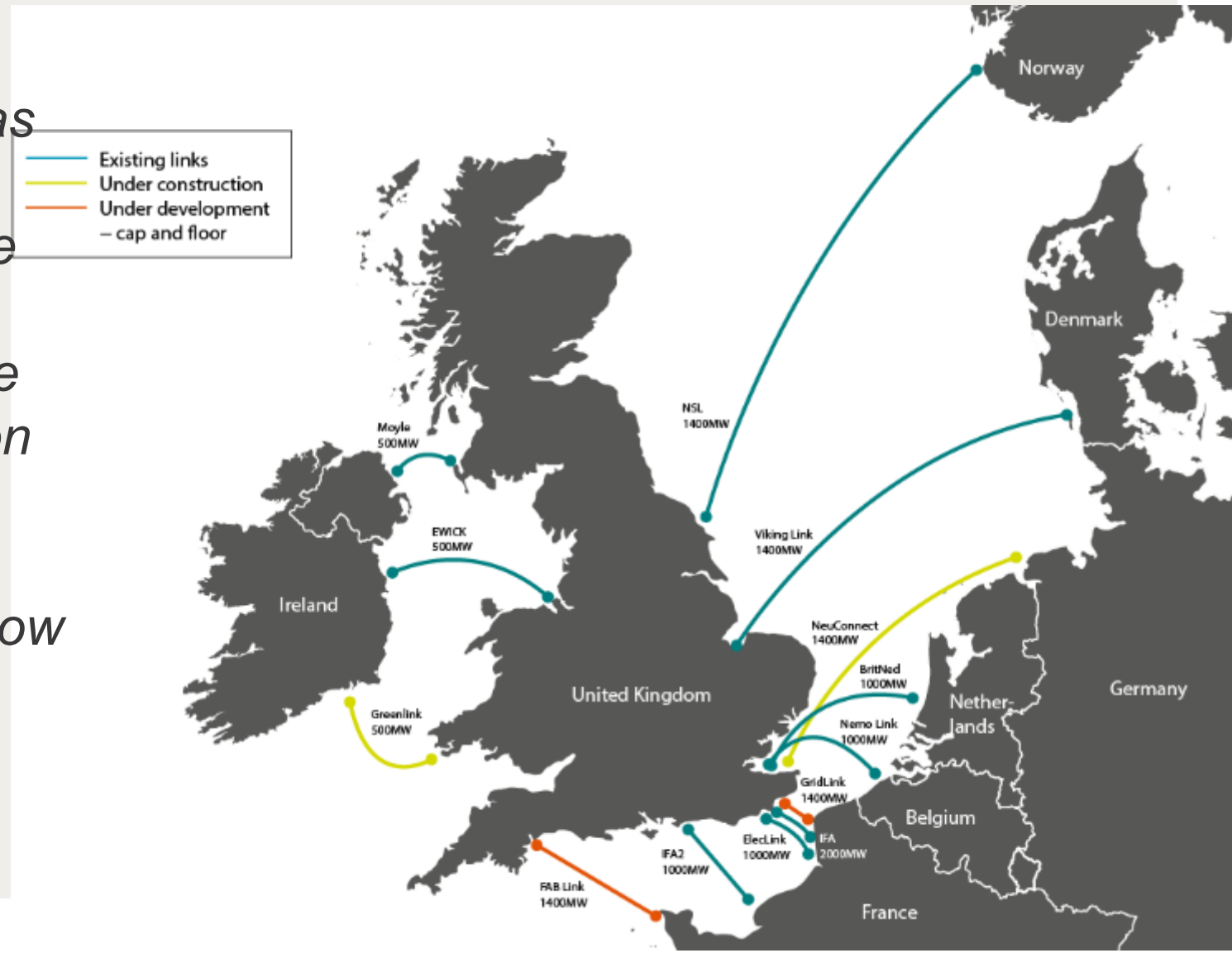
The distribution networks will play a critical role in the deployment of renewable generation

4 **Interconnection Growth**

The CP2030 report supports the growth of interconnection, enabling more flexible and resilient energy systems.

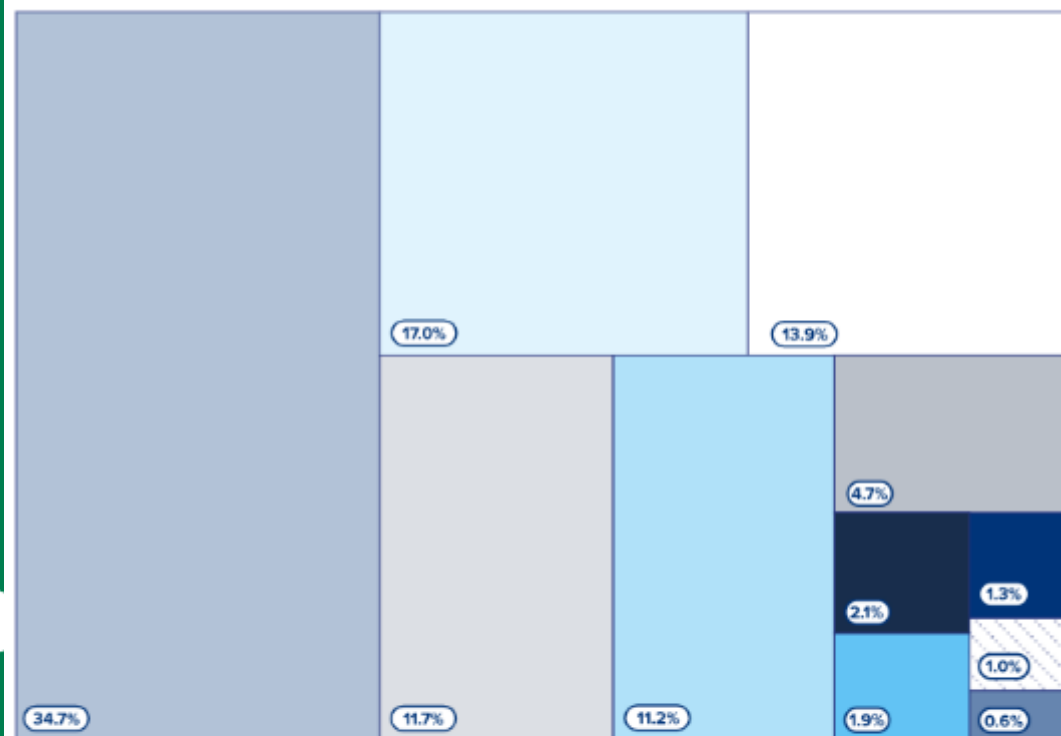
Clean Power 2030 definition

“In a typical weather year, the 2030 power system will see clean sources produce at least as much power as Great Britain consumes in total over the whole year, and at least 95% of Great Britain’s generation; reducing the carbon intensity of our generation from 171gCO₂e/kWh [grams of carbon dioxide equivalent per kilowatt hour] in 2023 to well below 50gCO₂e/kWh in 2030”



Generation evolution

Figure 1: Shares of electricity generated (GWh), 2023



Metrics



Clean sources produce at least as much power as Great Britain consumes in total.

2023



2030
Clean Power



▼ 44 points below target



Clean sources produce at least 95% of Great Britain's generation.

2023



2030
Clean Power

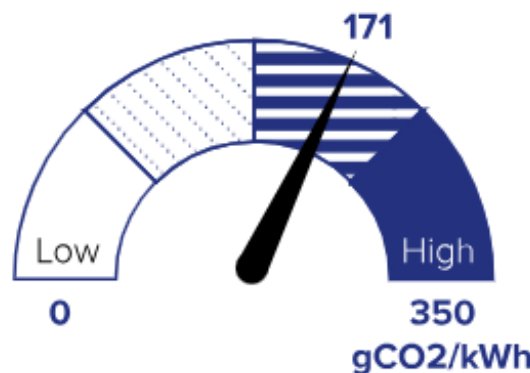


▼ 35 points below target

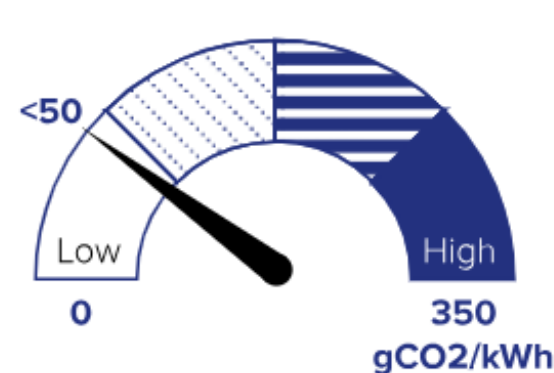


Emissions intensity of well below 50gCO₂e/kWh by 2030

2023



2030 Clean Power



Annual electricity generation (TWh)

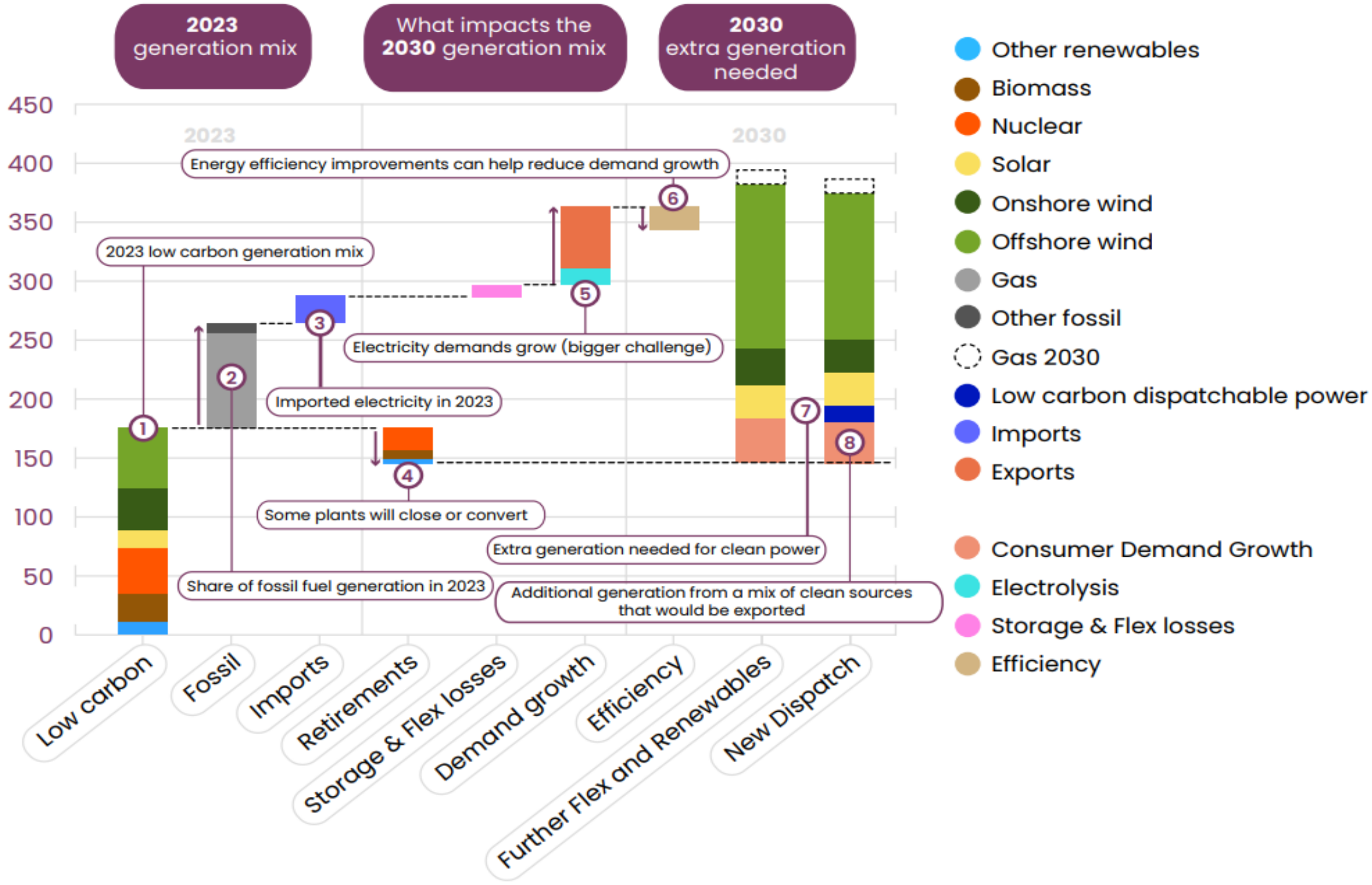


Figure 7: Generation in 2030 in the NESO ‘Further Flex and Renewables’ and ‘New Dispatch’ scenarios, compared to current generation (TWh)

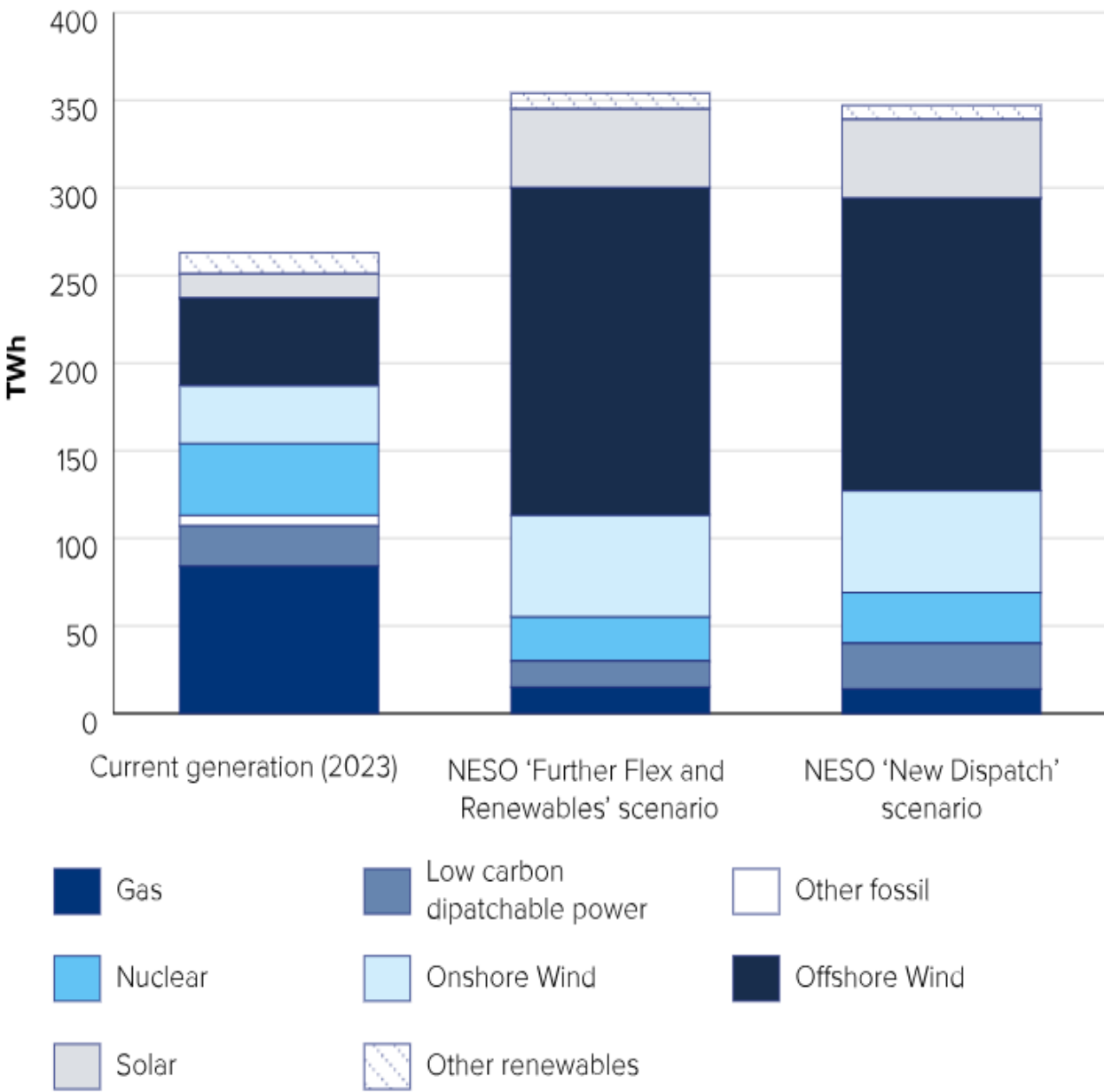


Figure 6: Installed capacity in 2030 in the NESO ‘Further Flex and Renewables’ and ‘New Dispatch’ scenarios, compared to current installed capacity (GW)

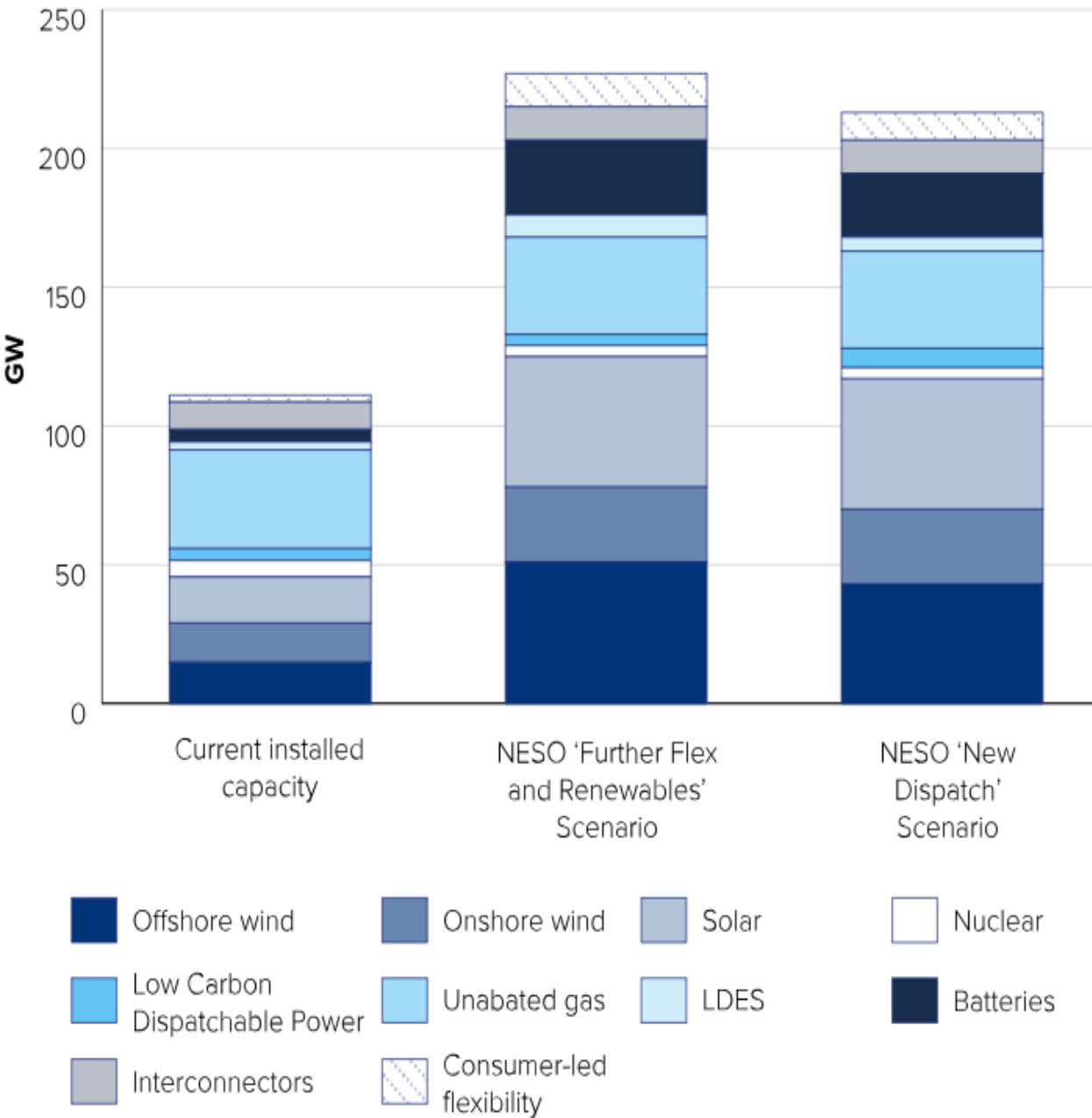
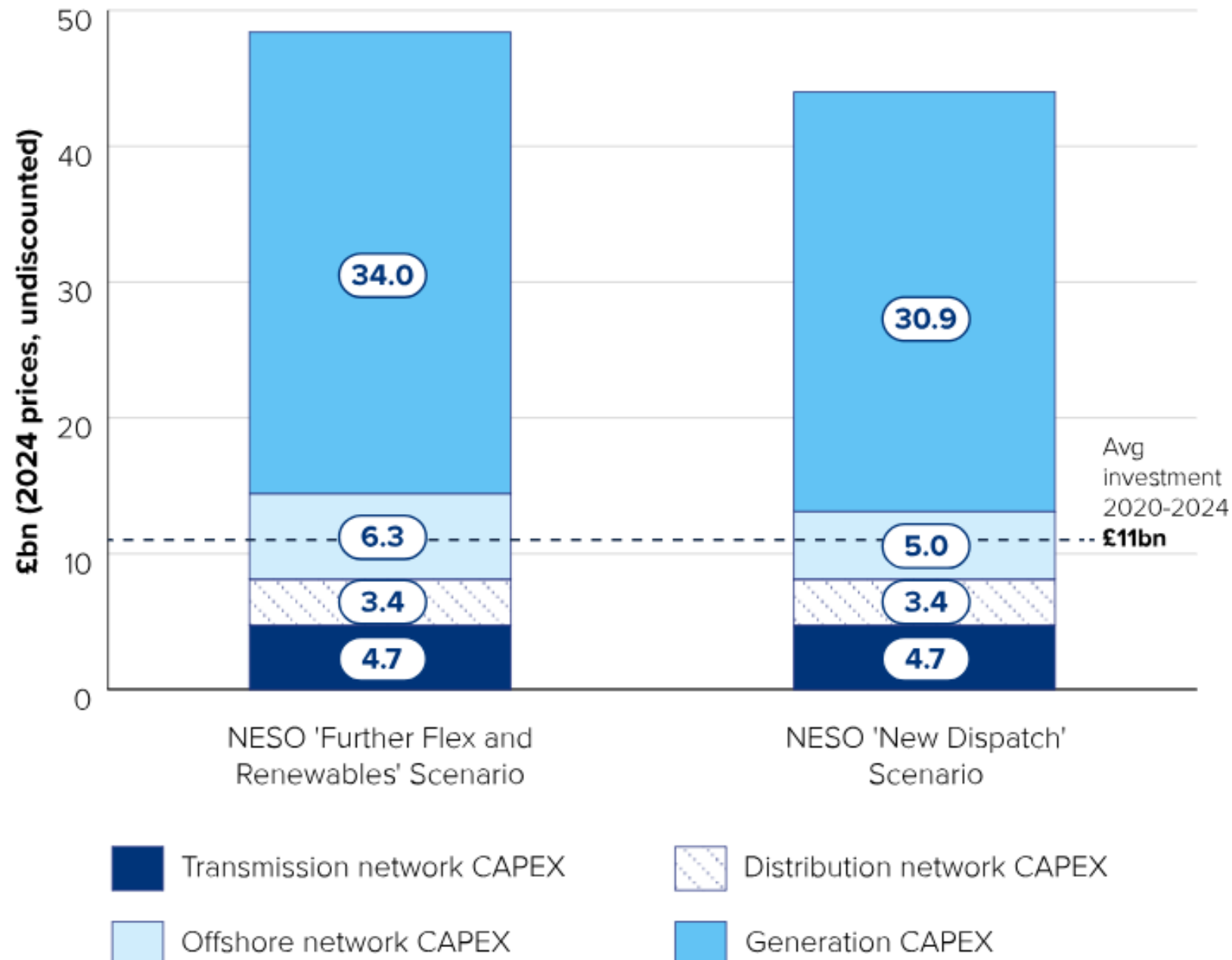
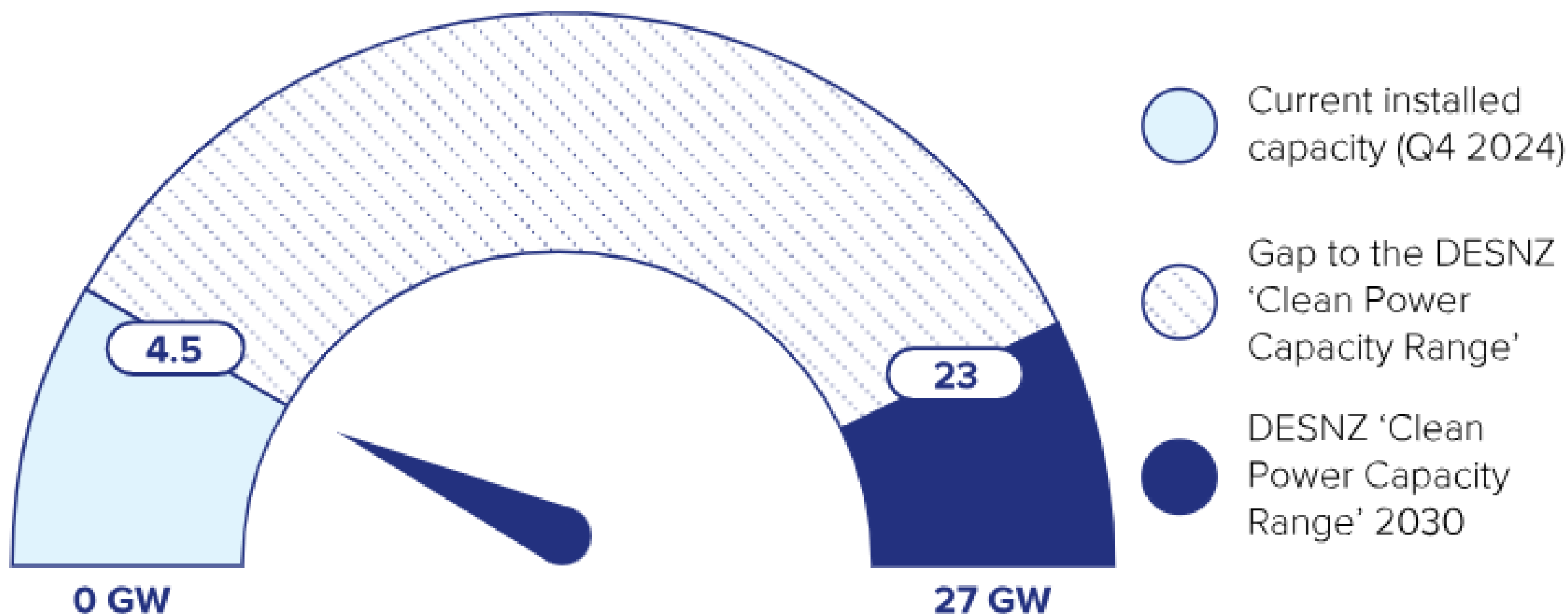


Figure 9: Average annual investment in the NESO 'Further Flex and Renewables' and 'New Dispatch' scenarios, 2025-2030, £ billions, 2024 prices, undiscounted



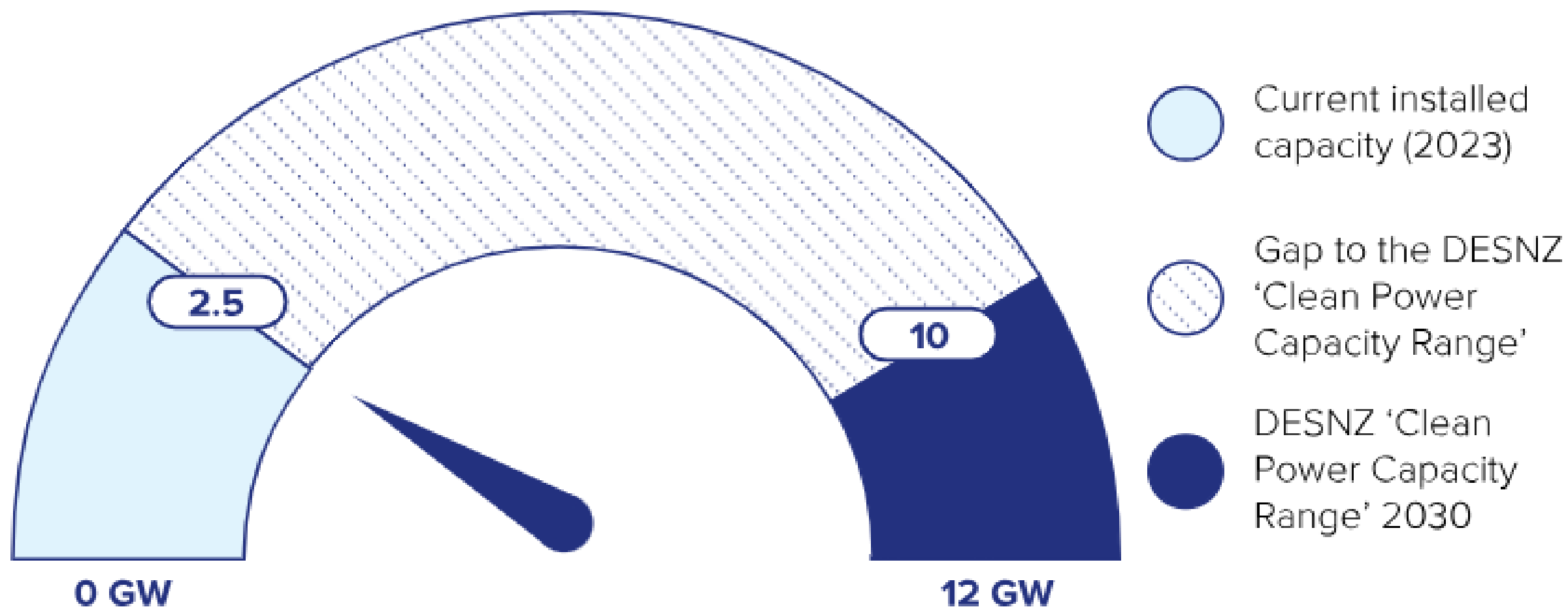
Battery Storage

Current installed capacity compared to the DESNZ 'Clean Power Capacity Range' in 2030 (GW)



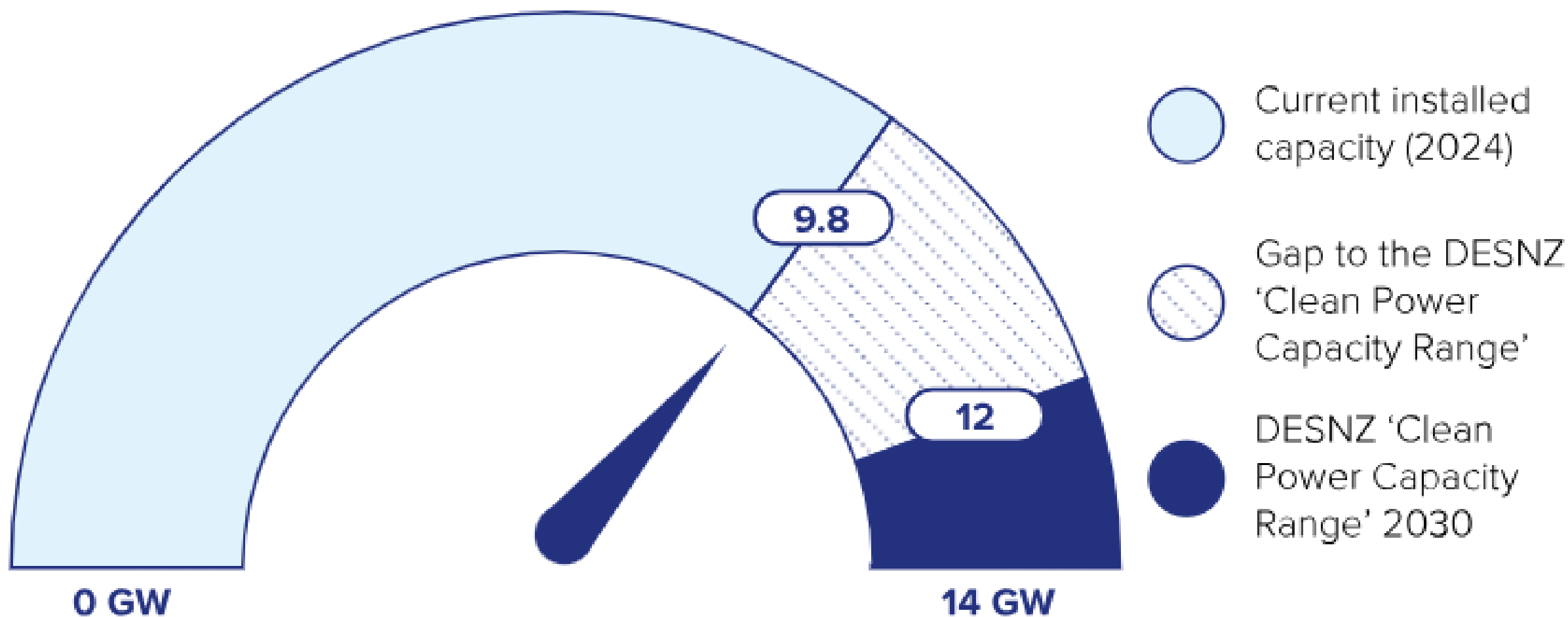
Consumer-led Flexibility

Current installed capacity compared to the DESNZ 'Clean Power Capacity Range' in 2030 (GW)

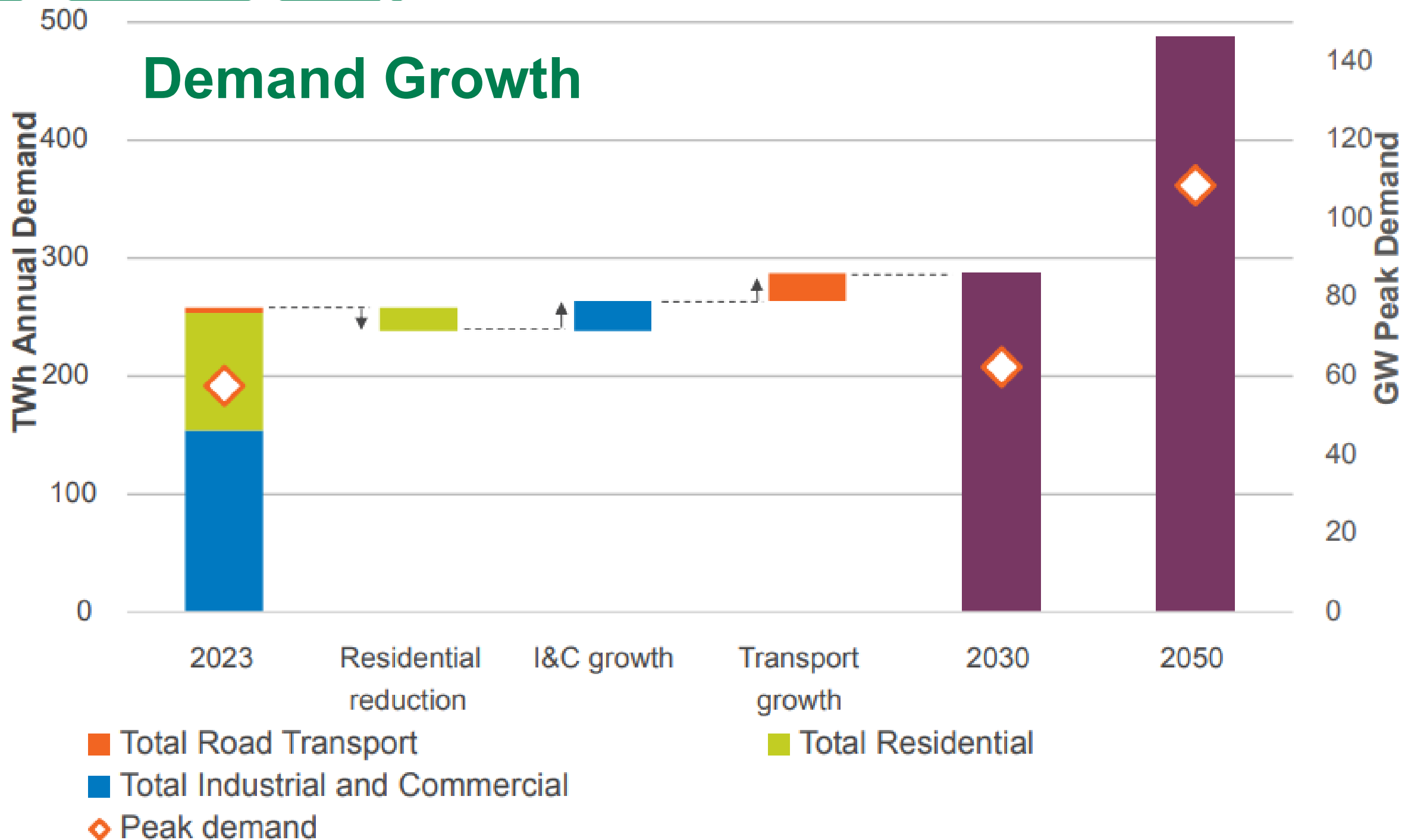


Electricity Interconnection

Current installed capacity compared to the DESNZ 'Clean Power Capacity Range' in 2030 (GW)



Demand Growth



Demand side flexibility capacity at peak; further flex and renewables

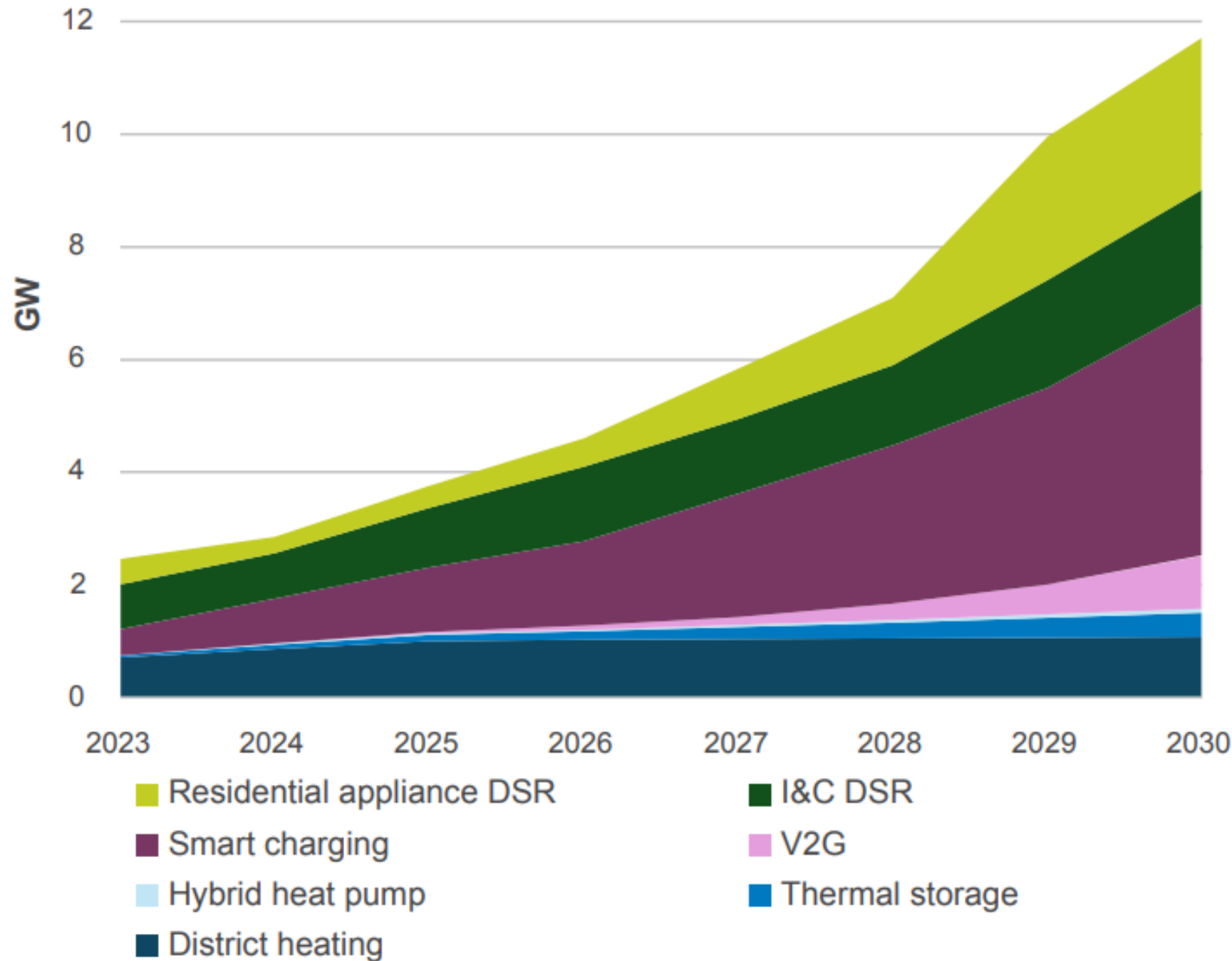
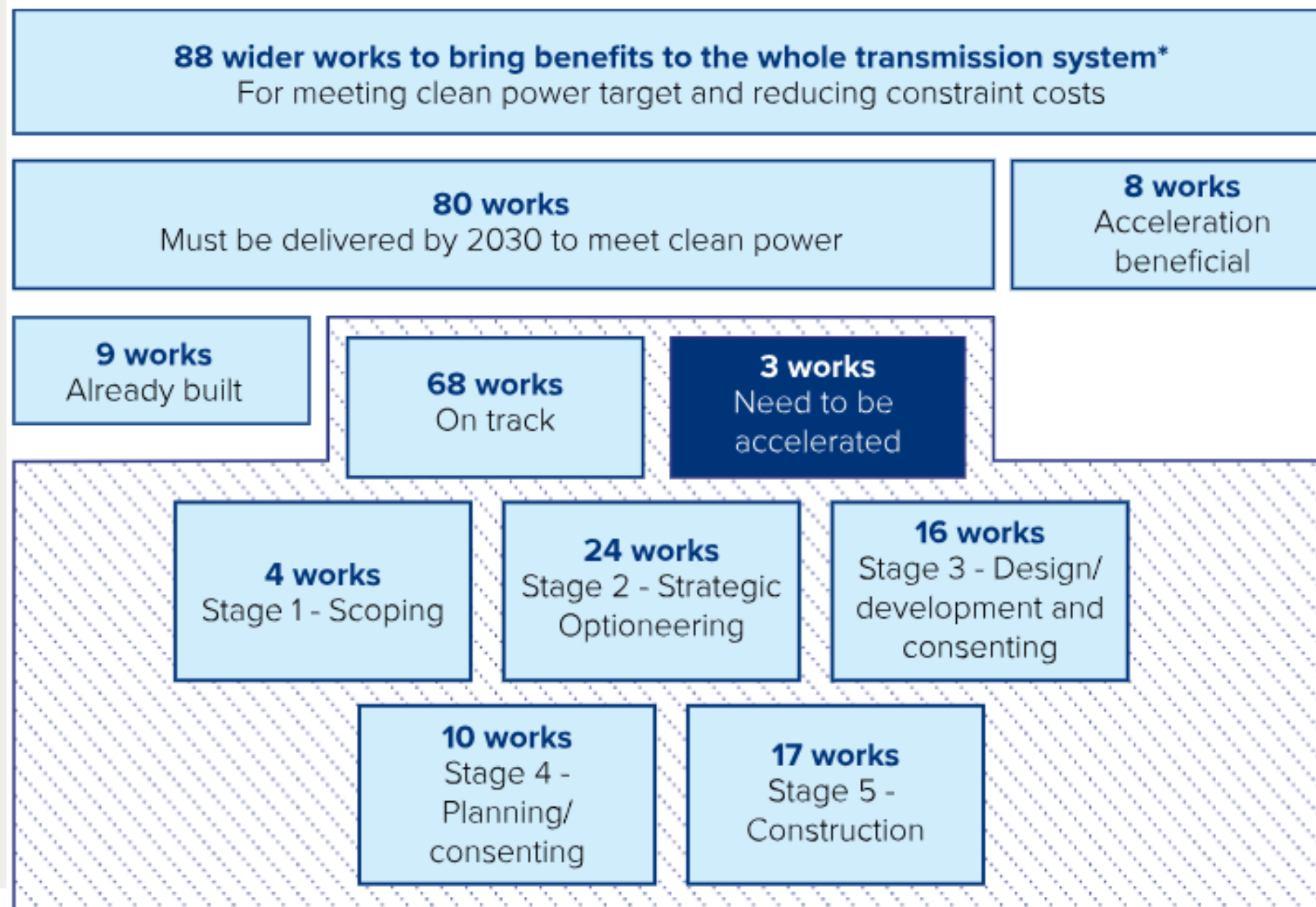
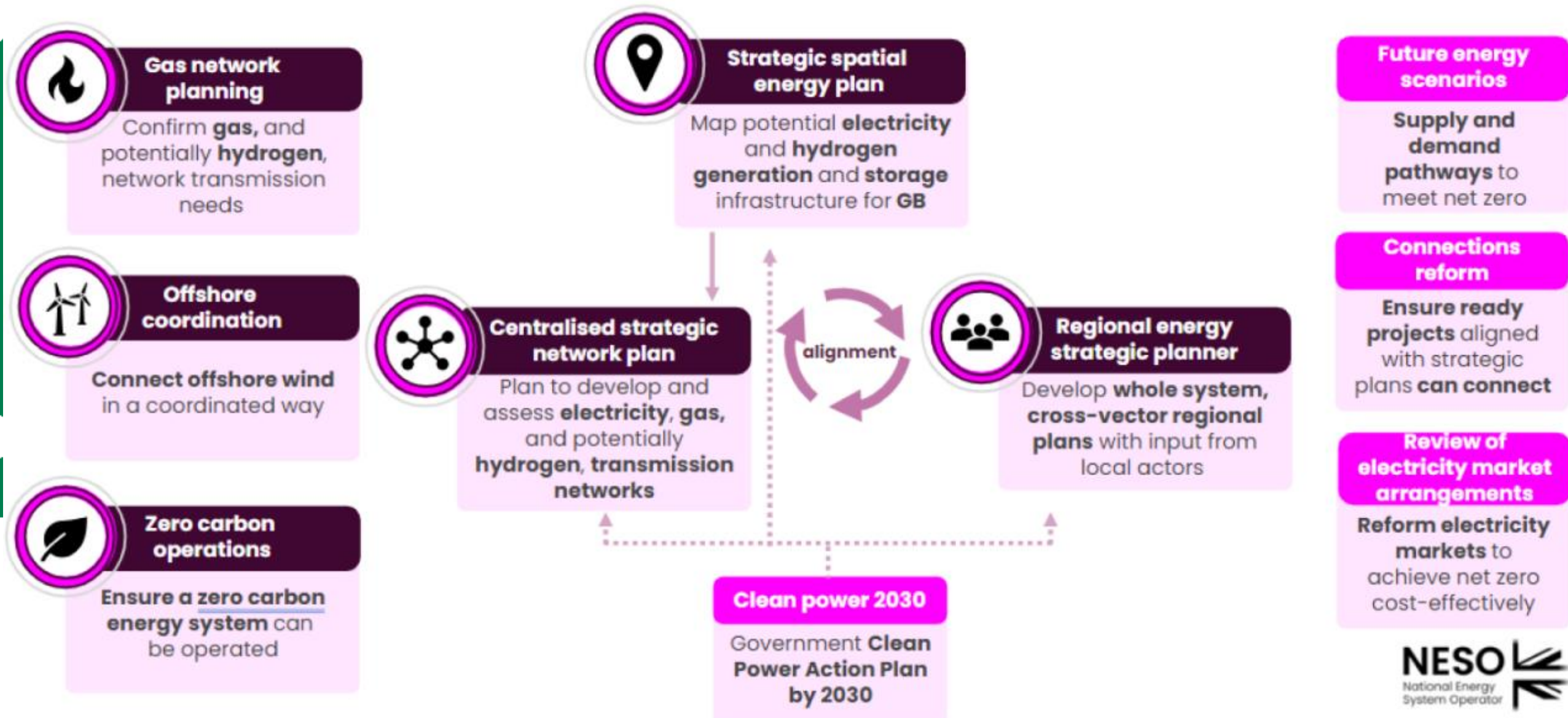


Figure 11: Transmission network project maturity and delivery timeline

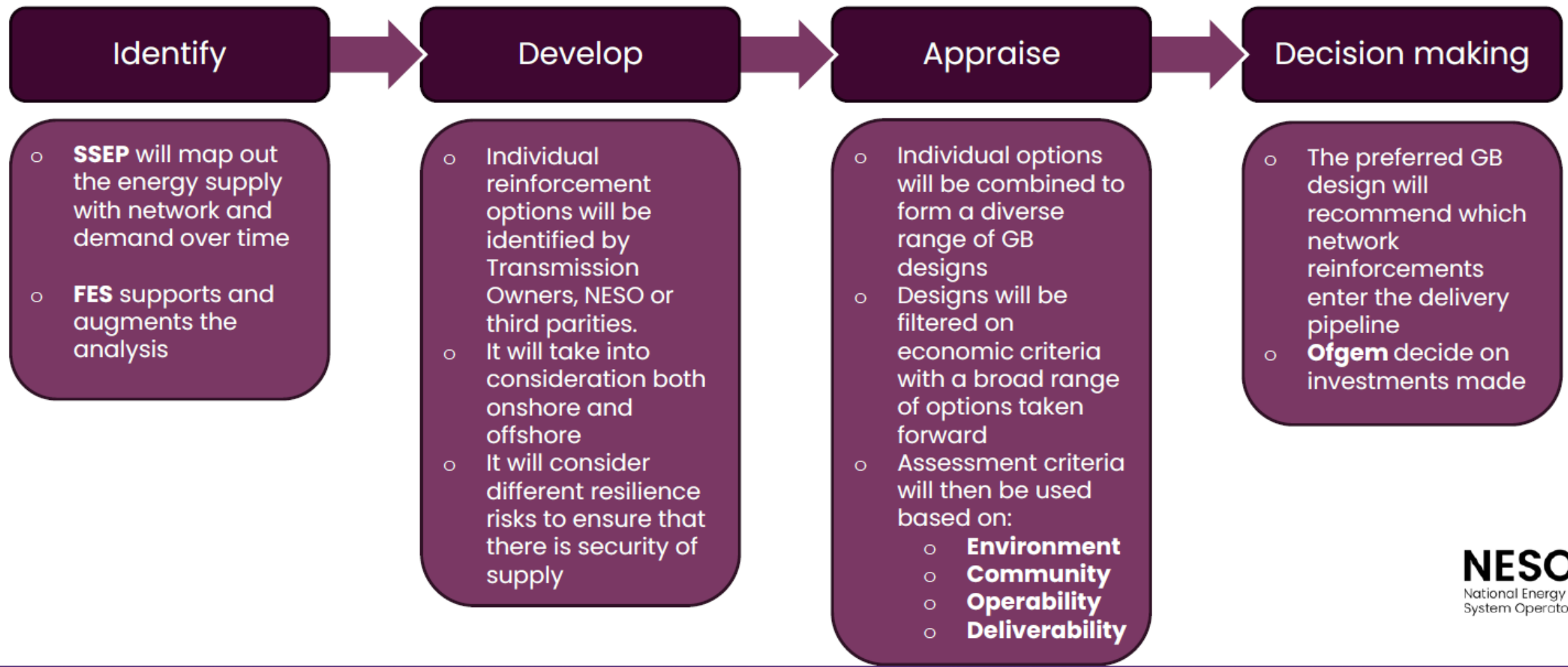


Strategic energy planning



The CSNP framework applied to electricity network planning processes

We will holistically plan wider reinforcements on the onshore transmission network alongside the offshore network and identify opportunities for interconnectors and offshore hybrid assets.



Aims of CSNP

Ensure efficient energy network development by holistically planning the onshore and offshore electricity networks, and strategic gas and hydrogen networks.



Plan strategically, ahead of need, to enable investments required to ensure reliable, clean and affordable energy.



Accelerate delivery of network by providing certainty on the needs case and strategic parameters of options to support planning and regulatory processes.



Conduct a consistent, robust and transparent assessment on a broad range of network options considering multiple assessment criteria.

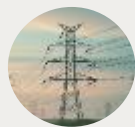


A Transformative Shift: Reimagining the Energy Landscape



The Changing Landscape

Profound transformation towards cleaner, sustainable energy sources



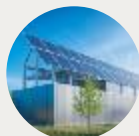
A New Era of Electricity

Fundamental overhaul of electricity transmission and distribution systems



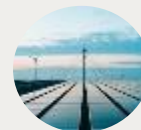
Gas Sector Evolution

Strategic decarbonization and modernization of gas infrastructure



Hydrogen's Emerging Role

Developing hydrogen as a critical component of clean energy transition



Net Zero Opportunity

Exciting challenges and innovative solutions for UK's energy future

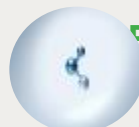
Practical constraints: aging infrastructure, land, supply chain, planning, system access

The Role of Electricity Transmission



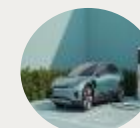
Powering the Future

Electricity transmission is key to delivering clean energy efficiently & reliably to meet growing power demands



Renewable Energy Dependencies

Renewable technologies depend on decarbonized electricity to achieve true sustainability



Cross-Sector Electrification

Transportation, heating, and industrial processes are increasingly electrifying to reduce carbon emissions and achieve decarbonization goals.



Building on Past Success

We can learn from the CEGB's mid 1900's network modernisation, which dramatically expanded power access



New Challenges Await

Modernising the UK's electricity transmission network will require strategic planning... whilst keeping the lights on with today's network

FUTURE OF THE NETWORK



Mid 1900's

Similar drivers, different locations

2025

"After nationalisation in 1948, it was decided to build a 275 kV grid to enable power stations to be built **around the coal mines**, etc. **and transfer the electricity around the country.**"

"To realise this vision, we must systematically upgrade our electricity transmission network in the coming years to ensure it remains fit for future, **resilient, intelligent and efficient** to deliver net zero."

Long-Term Vision is aligned

"The 400 kV system should last, at present estimates, until about 2000 before the **780 kV grid system is needed.**"

"One approach we think has potential is the construction of an ultra-high voltage **onshore transmission network of up to 800kV.**"

... BUT the Challenges are different today

Electricity was **new** and a **benefit** **New network and earlier vintages of technology**

Electricity is **expected** and a **necessity** **The new and existing network - technologies need to coexist**



CEGB Induction Manual



Future Network

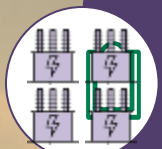


NGET Strategy

Future Network Development 'Step Back'



Strategically & systematically upgrade the electricity network based on all we know now, & not preclude future needs



Capacity Enabling

Addressing a 'capacity constrained' network



Holistic

Enable all we know about future networks



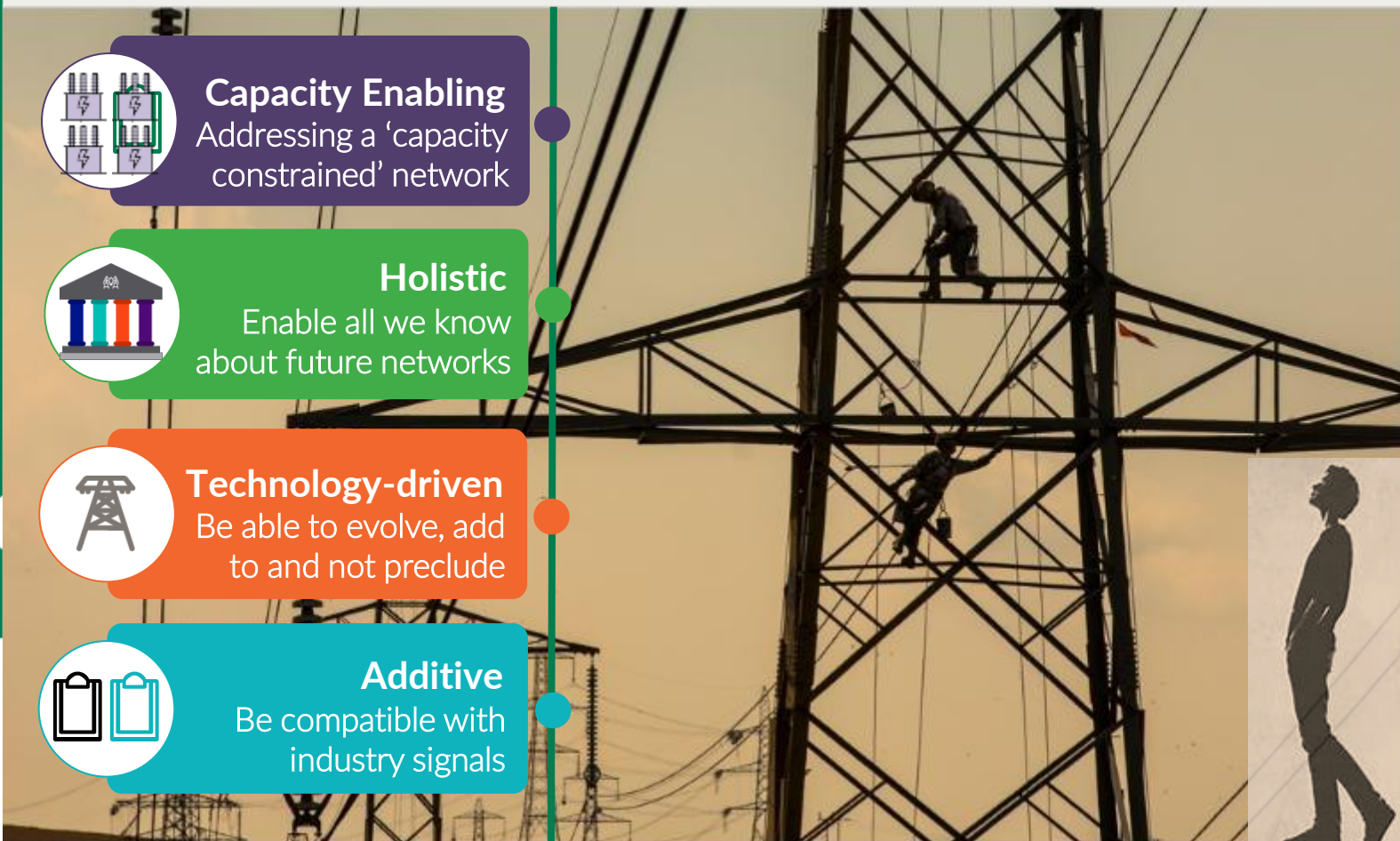
Technology-driven

Be able to evolve, add to and not preclude



Additive

Be compatible with industry signals



Shaping our network to 2050 and beyond: a super-supergrid

"One approach we think has potential is the construction of an ultra-high voltage onshore transmission network of up to 800kV." "superimposed on the existing. a super-supergrid".

"This new grid would enable bulk power transfers around the country, with strategically located ultra-high-capacity substations supporting the connection of big energy sources to big demand centres via the new network."

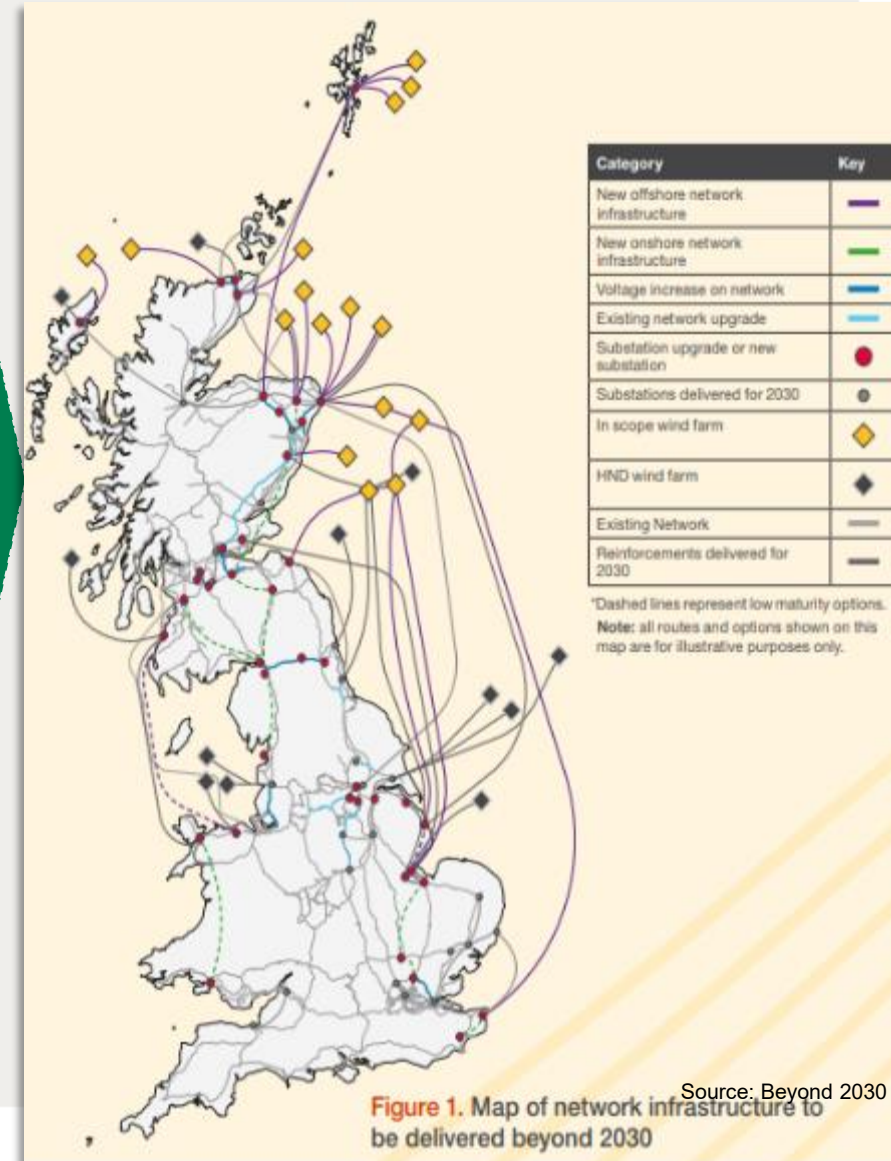
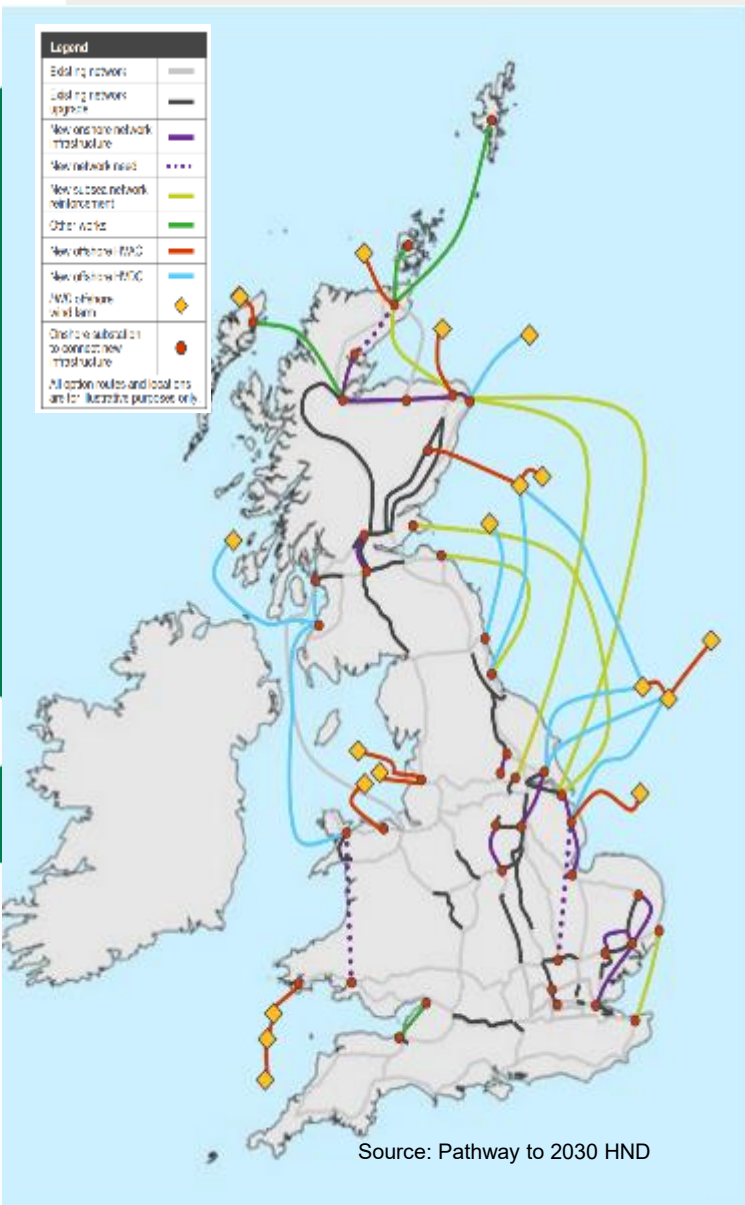


A network plan that enables *all customers and stakeholders*, rather than building a network for *specific customers or stakeholders*

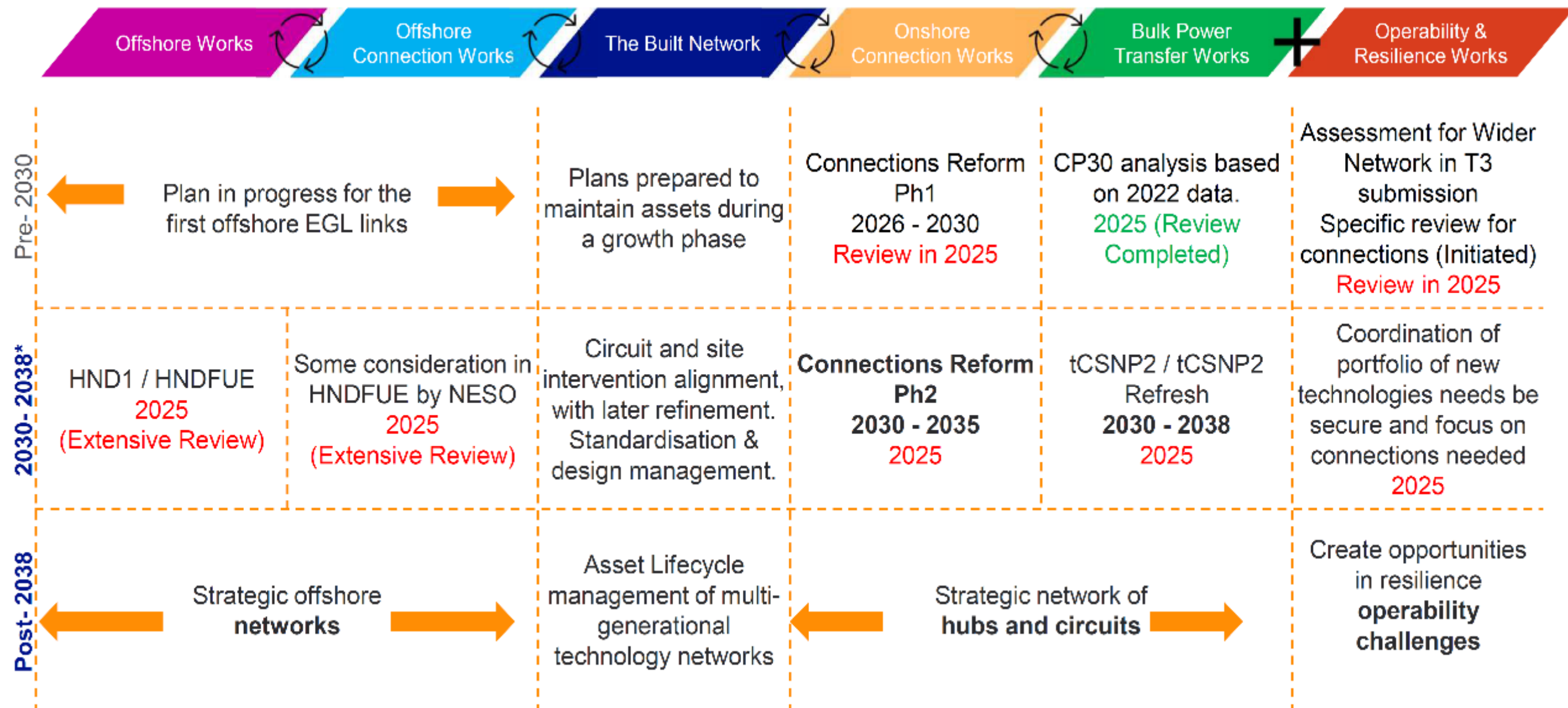
The Transmission Network Evolution 2030 and beyond

The network will include:

- Extensive & layered onshore and offshore network reinforcement
- Extensive adoption of Offshore HVDC
- Meshed, radial, and linked AC & DC topologies, including AC connections between DC links
- Multiple landing points in E&W for high concentrations of power injection

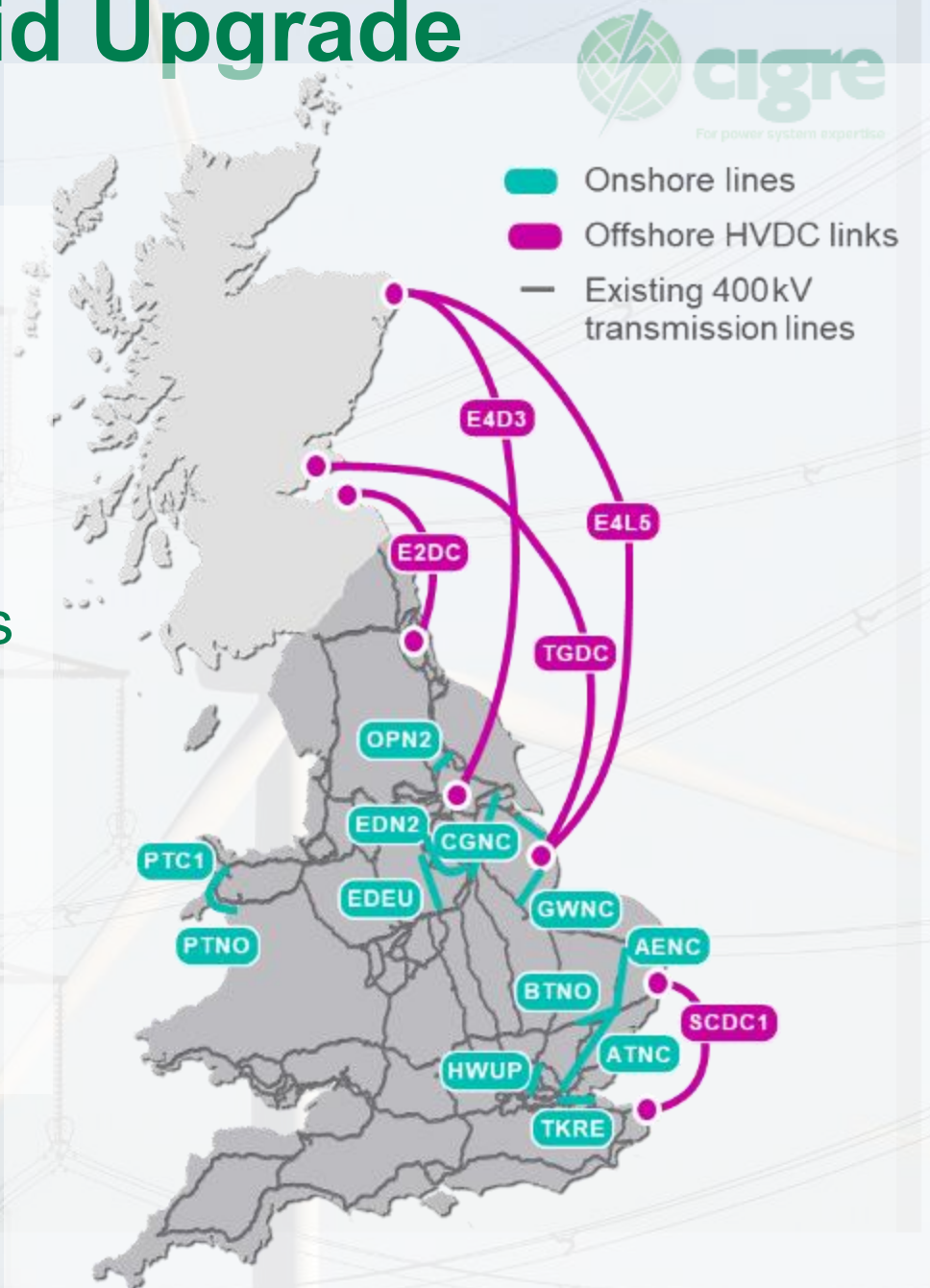


Transmission network evolution in six key areas



Projects as part of the Great Grid Upgrade

- Accelerated Strategic Transmission Investment
- 17 major new projects across England and Wales contributing towards delivering the Great Grid Upgrade
- They are delivered by a specifically - formed **Strategic Infrastructure (SI) business** which is part of National Grid Electricity Transmission (NGET).
- The projects will contribute towards the UK's goals of connecting **50GW** of offshore wind by 2030.



Transmission plan for 2026-2031



Upgrading c.3,500km
of our overhead lines



New network control
centre & control system



Upgrading 10% of our
existing substation fleet



5 new power flow
control installations
across 4 major
north-south routes



c.1,100km new
circuits delivered;
including c.1,000km
offshore



25 new substations delivered in
RIIO-T3 of which there are five shown
on the map (from RIIO-T2 reopeners)



Further 15 new substations to be
delivered beyond RIIO-T3



Nuanced Regional and Local Needs

Our **Future Network Blueprints** recognise that to include all needs, our future network plans must consider local and regional variations.

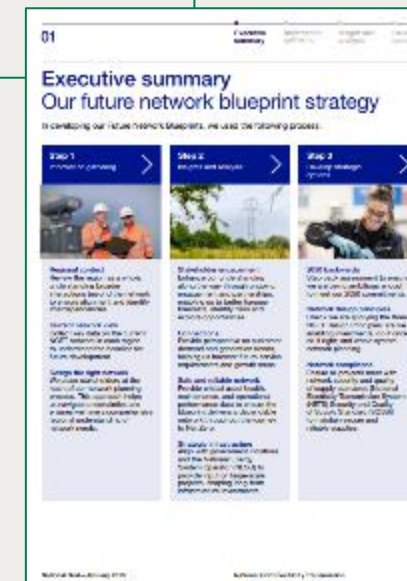
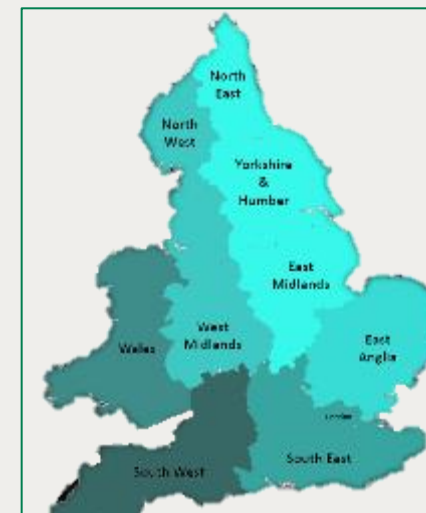
Regions have been defined using geographical and electrically (broadly) separable sections of the E&W electricity network.

1. **Electrically** - accounting for network challenges such as power transfer in/out/ through the region, and access for outages.
2. **Geographically** – accounting for customer demographic, anticipated stakeholder needs, existing and planned network locations.

Each region contributes to a **coordinated national picture**, meaning ‘strict’ or ‘loose’ geographical definition does not impact outcomes.

Engagement in these regions to date **has informed the principles** for our regional strategies at a macro-level.

We expect these to be continually refined based on increasingly granular regional **engagement and nuanced stakeholder needs**.



Strategic Network Design



Standards and Network Architecture

Technology Adoption (HVDC, FACTS)

Safe, Reliable Future Operation

Solution Pace, breadth of needs addressed

Decision Making & Solution complexity

Supply Chain & Physical Requirements (Land, space)

Industrial & societal Partnerships & Co-creation

Network Resilience

Existing Network Integration (on/ offshore, energy/electricity, Regional/ local, access/ design,/ construction)

End to end data compatibility

Digital technology adoption

Skills and Capability Diversity

Opportunities & further work; our design approach



Review & contribute to Future Network Blueprints

Provide feedback and comments on proposed network development strategies, contribute to next phase.

Energy Sector Data Standardisation

A means of data & intel collation, sharing, digitisation & visualisation for consistent, coordinated regional energy plans/ decision making

'Fit for future' Socio-economic assessments & Frameworks

Able to quantify the enduring societal and industry benefits of strategic networks that are *'built once, built right'*.

Modular and Standardised Equipment

Developing adaptable, plug-and-play infrastructure components that enable rapid deployment, reduce complexity, remain compatible with existing networks, and support expansion strategies.

Energy Resilience for 2050

Understanding the future shocks and stresses, and mitigating actions on an evolved and interconnected energy landscape (gas, hydrogen, electricity, water, telecoms, GDP)

Network Modeling

Digital Twin technology for near terms network optimisation and long term probabilistic network assessment of options/ portfolios of options.

Transmission Technology Innovation

Continuous research and development of high-capacity transmission technology & integration - design, asset management & operation perspectives

Technical Challenges

Some technical challenges must be addressed through industry and supply chain collaboration to enable a coordinated network approach.

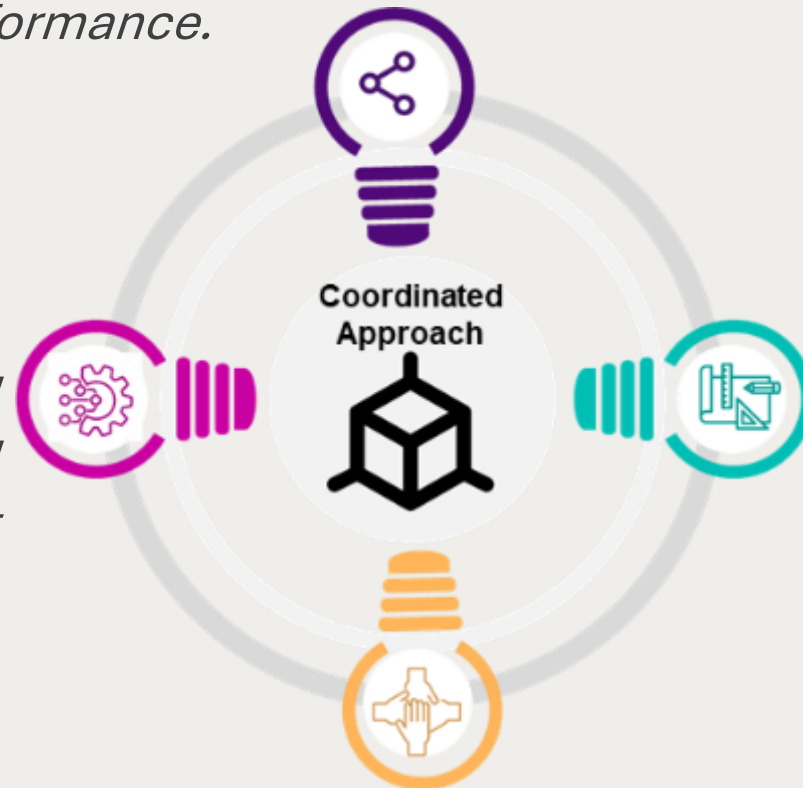
For power system expertise

Operability and Interfaces with today's / future grid

From system access challenges to installing new equipment, to standard designs, through to AC/DC interface interactions, and detailed power quality and dynamic performance.

Technology Choice

Requires solutions that can be developed and delivered 'in time' for net zero and 'checkpoints' (e.g. 2035), but should also not build in obsolescence.



Physical and electrical design

Dictated by evolving challenges: land take/ space for substation sizing/ capacity, system access, supply chain availability, environmental and community impacts.

Reliance in global supply chain and global skills

It starts with power system engineers designing a safe and reliable network from the outset, all the way through to the delivery of the resulting infrastructure projects.

CIGRE France Conference

Proposals for the Spanish grid development
after the 28th April evento

Javier Iglesias (REE)



cigre

For power system expertise

October 2025

1. The Spanish Electricity System. General Magnitudes & Evolution
2. The Network Development Plan 2021-26
3. The Iberian Blackout. 28th April 2025
4. Measures & Developments after 28th April 2025
5. The Proposal for the Network Development Plan 2026-31



The Spanish Electricity System

General Magnitudes and Evolution



The Spanish Electricity System



Diversity of Energy Resources and Highly Meshed Grid



**Important Increase of Renewables in Last Years
(Management: Curtailments & Backing)**



Goals for Carbon Reduction in Line with EU policy



Generation Deficit in Central & NE; Congestions



Limited Exchange Capacity with EU



High short-circuit power



Dependence on water reserves

Dec-2024

Installed Capacity: 129 GW

Annual Consumption: 249 GWh

Historic Peak Winter Load: 47 GW

Historic Peak Summer Load: 43 GW



Map of the Spanish Transmission System

Dec-2024

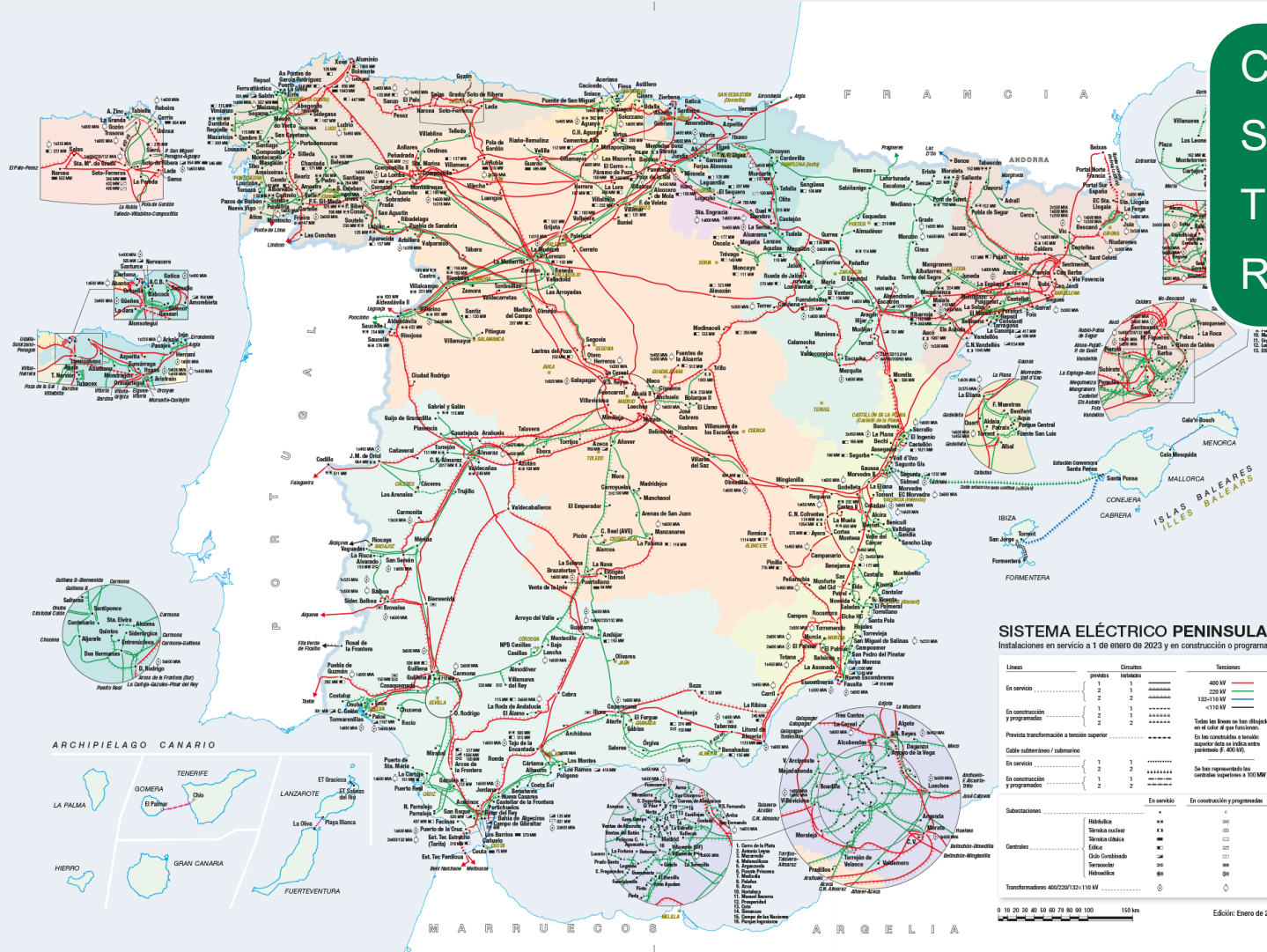
Circuits: 49,246 km

Substation Bays: 6,673

Transformer capacity: 96,556 MVA

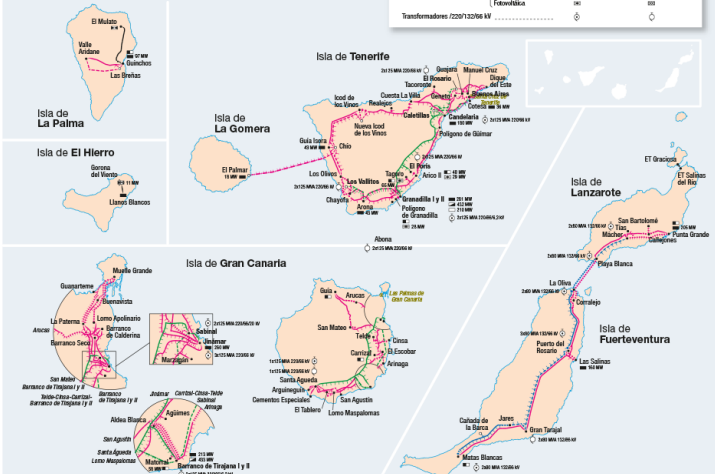
Reactors capacity: 13,952 MVar

(*) Include 400/220 kV in Peninsula and 220/132/66 kV in Islandic Systems



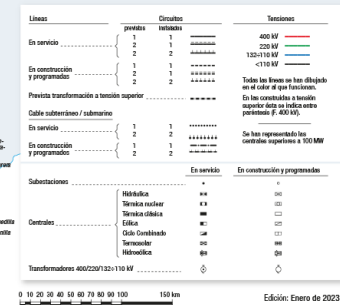
SISTEMA ELÉCTRICO CANARIO

Instalaciones en servicio a 1 de enero de 2023 y en construcción o programadas



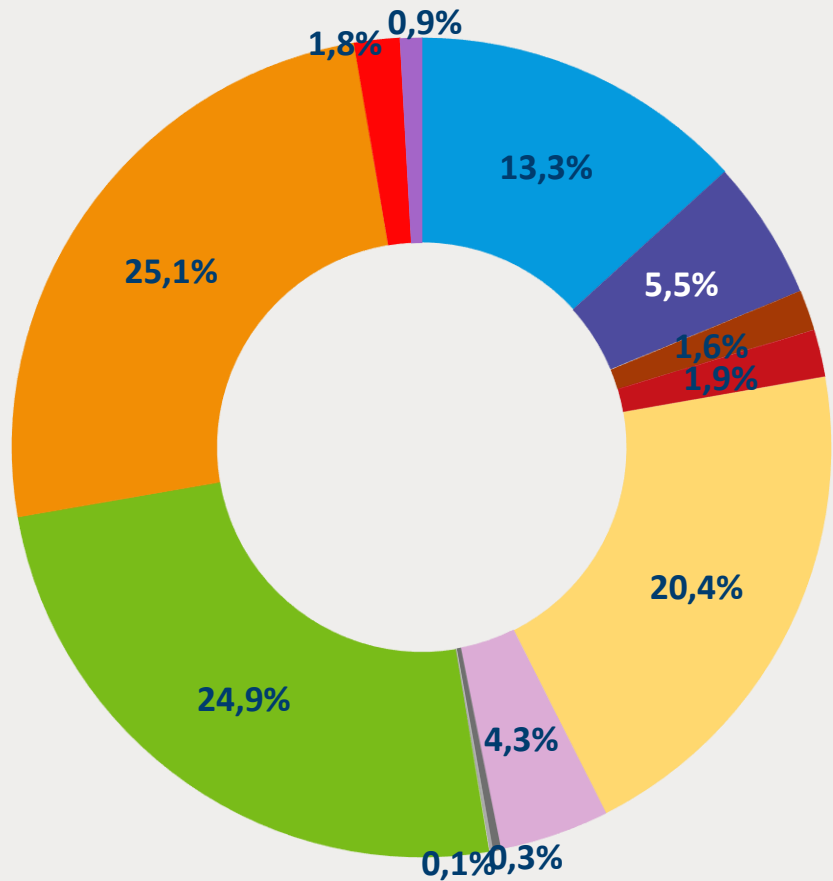
SISTEMA ELÉCTRICO PENINSULAR

Instalaciones en servicio a 1 de enero de 2023 y en construcción o programadas



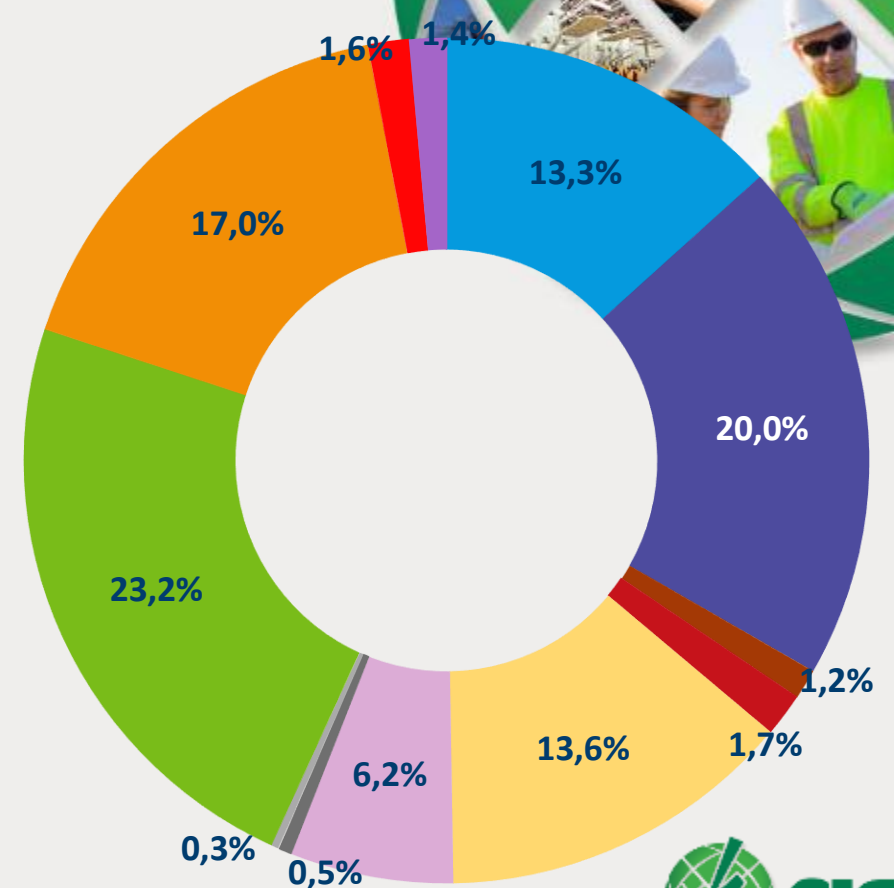
National Electricity System, Spain (Dec 2024)

**Installed Generation Capacity
(128,987 MW)**

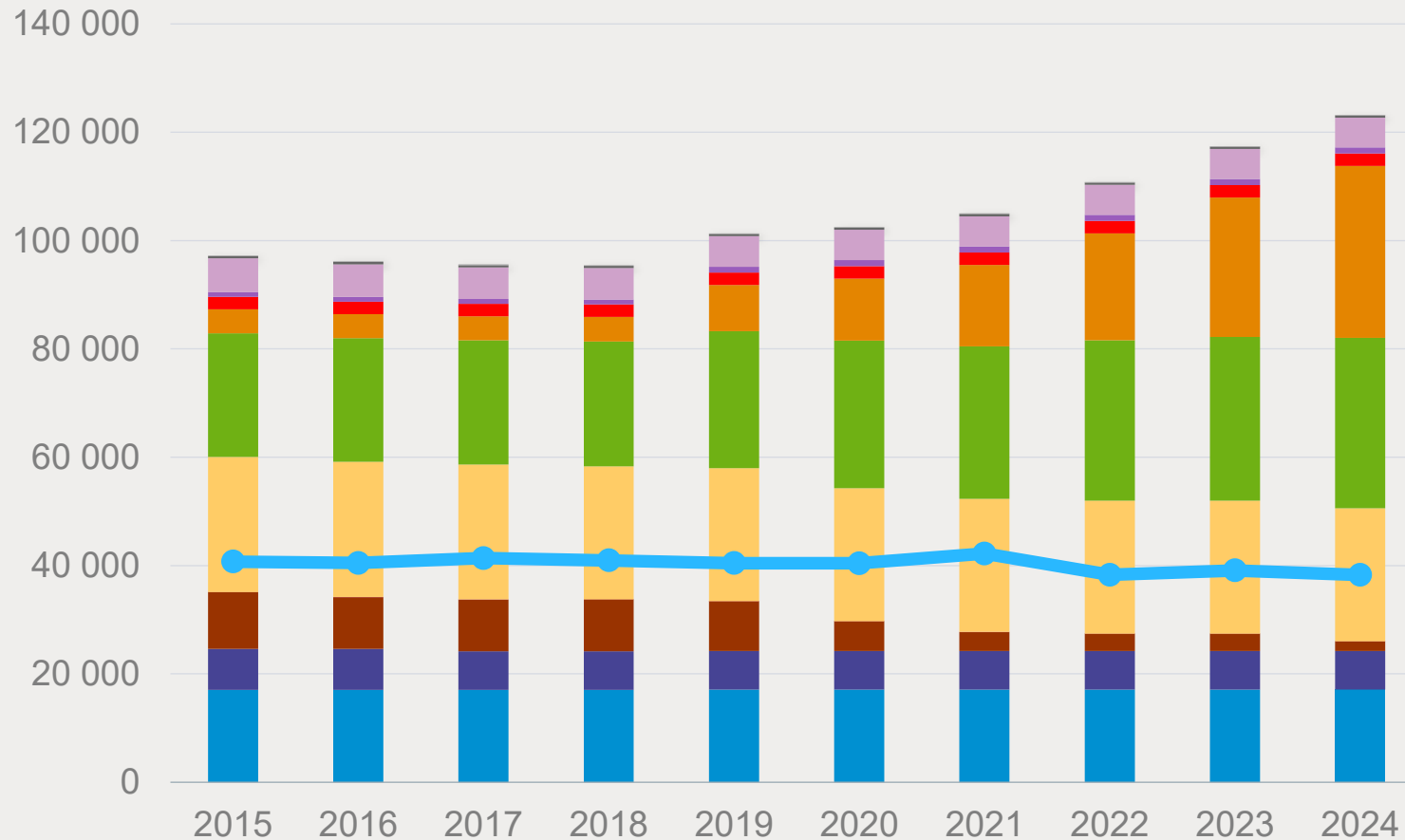


- Hydroelectric
- Nuclear
- Coal
- Fuel+Gas
- Combined cycle
- Cogeneration
- Non-renewable waste
- Renewable waste
- Hydro-wind
- Wind
- Solar photovoltaic
- Solar thermal
- Other renewable

**Coverage of Annual Demand 2024
(248,811 MWh)**

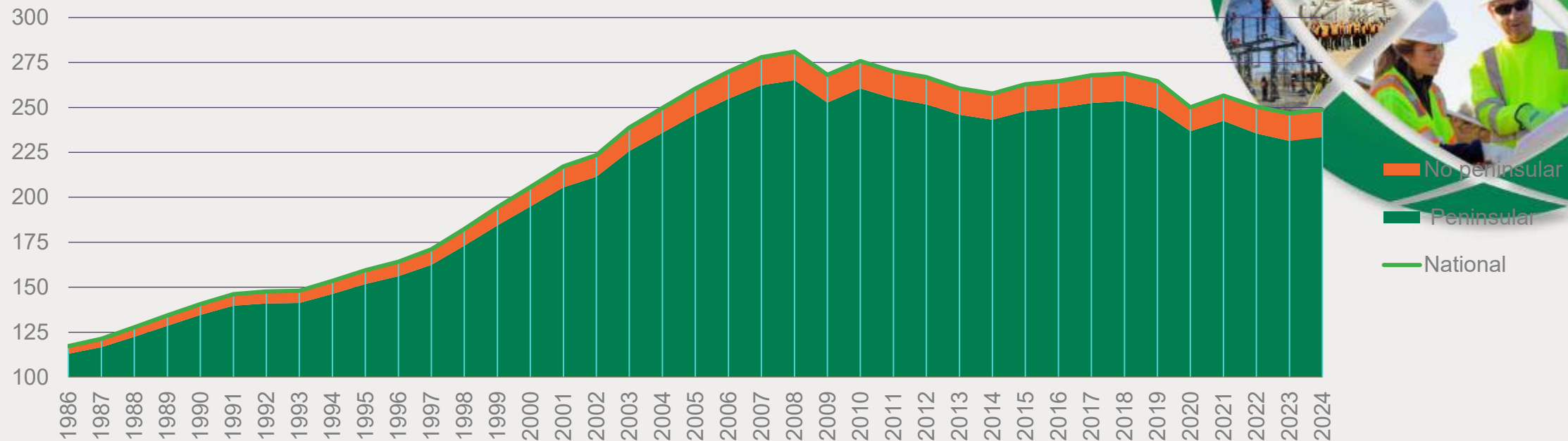


Annual Evolution of Installed Power in Peninsula (MW)



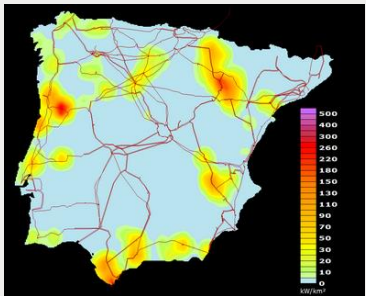
- Renewable waste
- Non-renewable waste
- Cogeneration
- Other renewable (1)
- Solar thermal
- Solar photovoltaic
- Wind
- Combined cycle
- Fuel+Gas
- Coal
- Nuclear
- Hydroelectric
- Maximum instantaneous power

Evolution of the Electricity Demand (TWh)

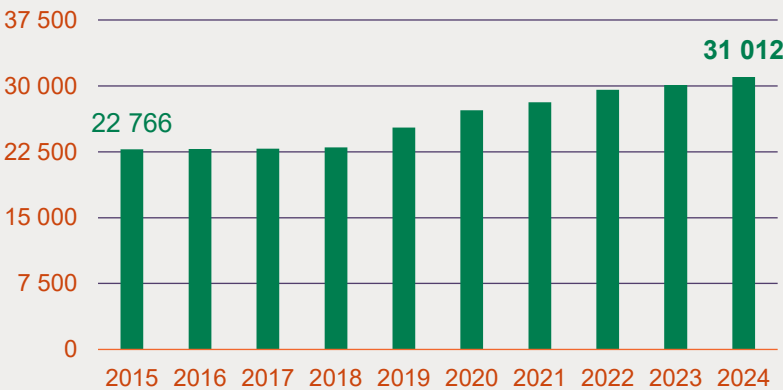


Renewable Evolution

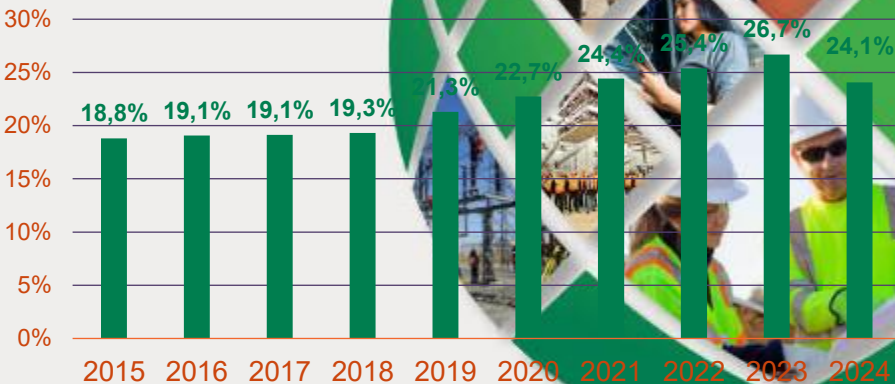
Wind



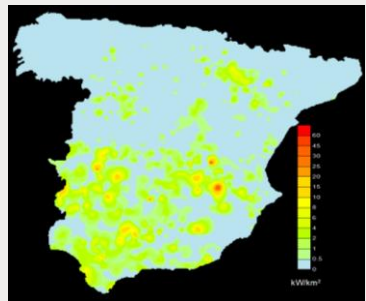
INSTALLED CAPACITY



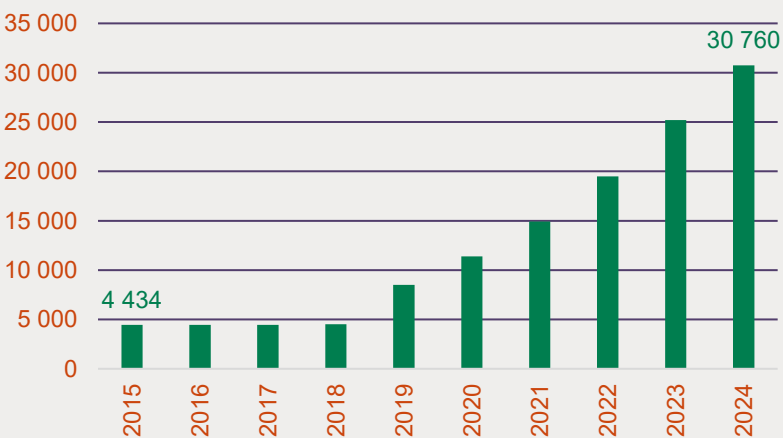
% DEMAND COVERAGE



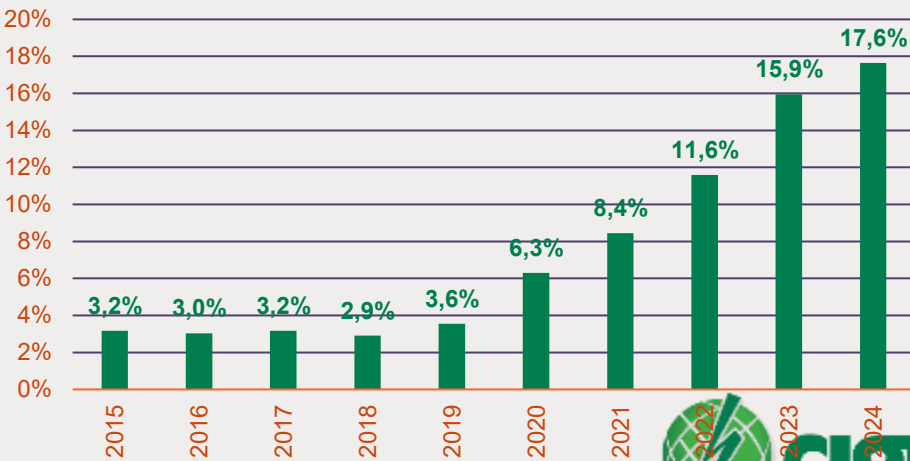
Solar PV



INSTALLED CAPACITY

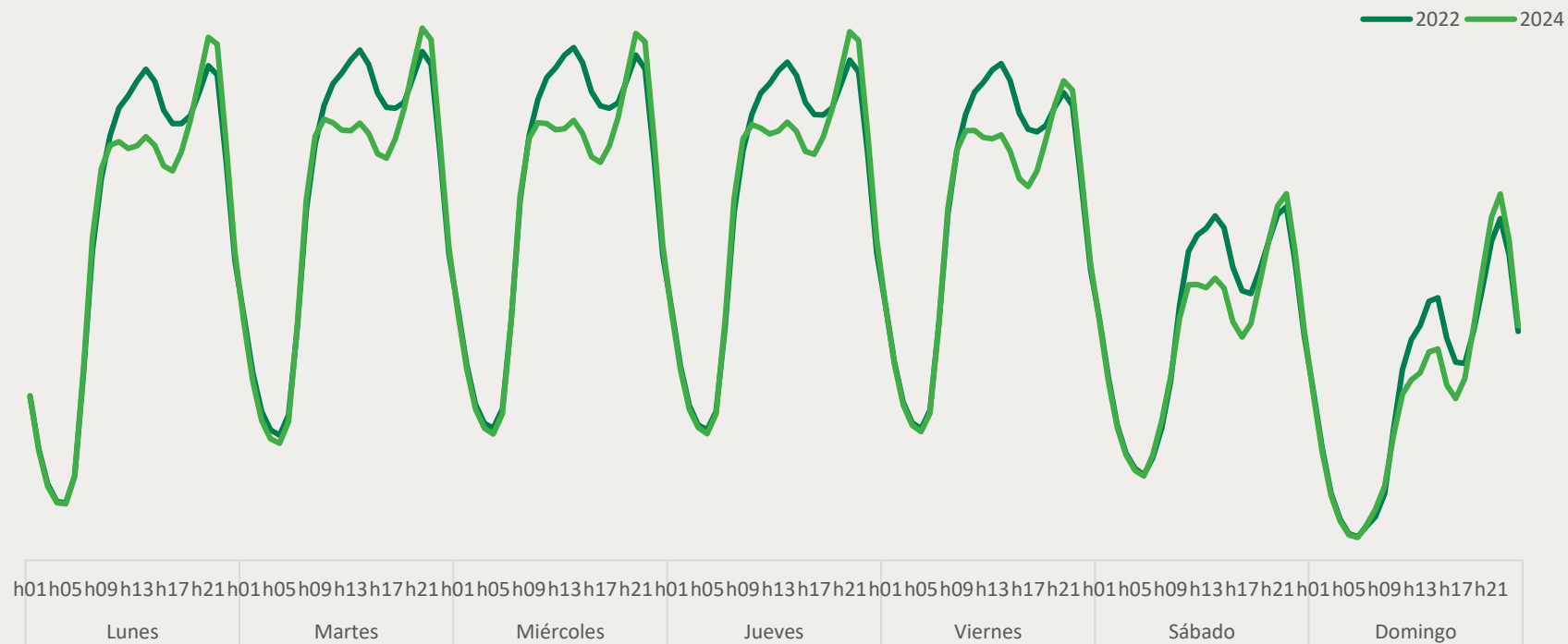


% DEMAND COVERAGE



Observability: “Behind the meter” consumption

Comparison of the weekly **average** curve **2022** vs. **2024**: Effect of Self-Consumption

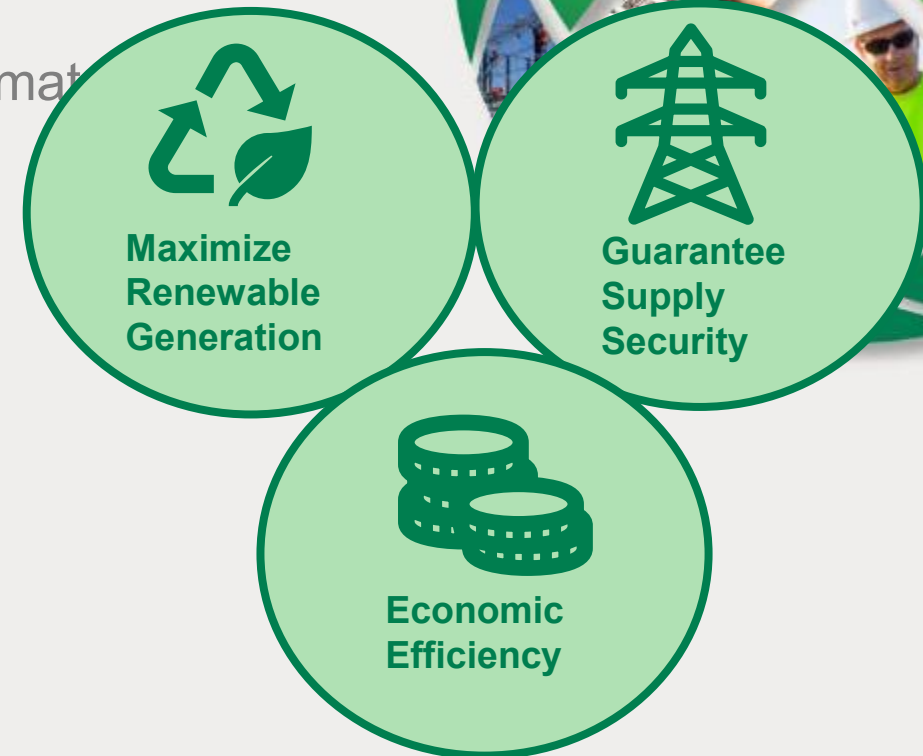


The Network Development Planning 2021-26



The Network Development Plan 2021-2026

1. Published in April 2022 (current plan).
2. Complex Process for Approval (+2k subjects, +3k allegations)
3. Fulfill requirements of National Plan for Energy & Climate

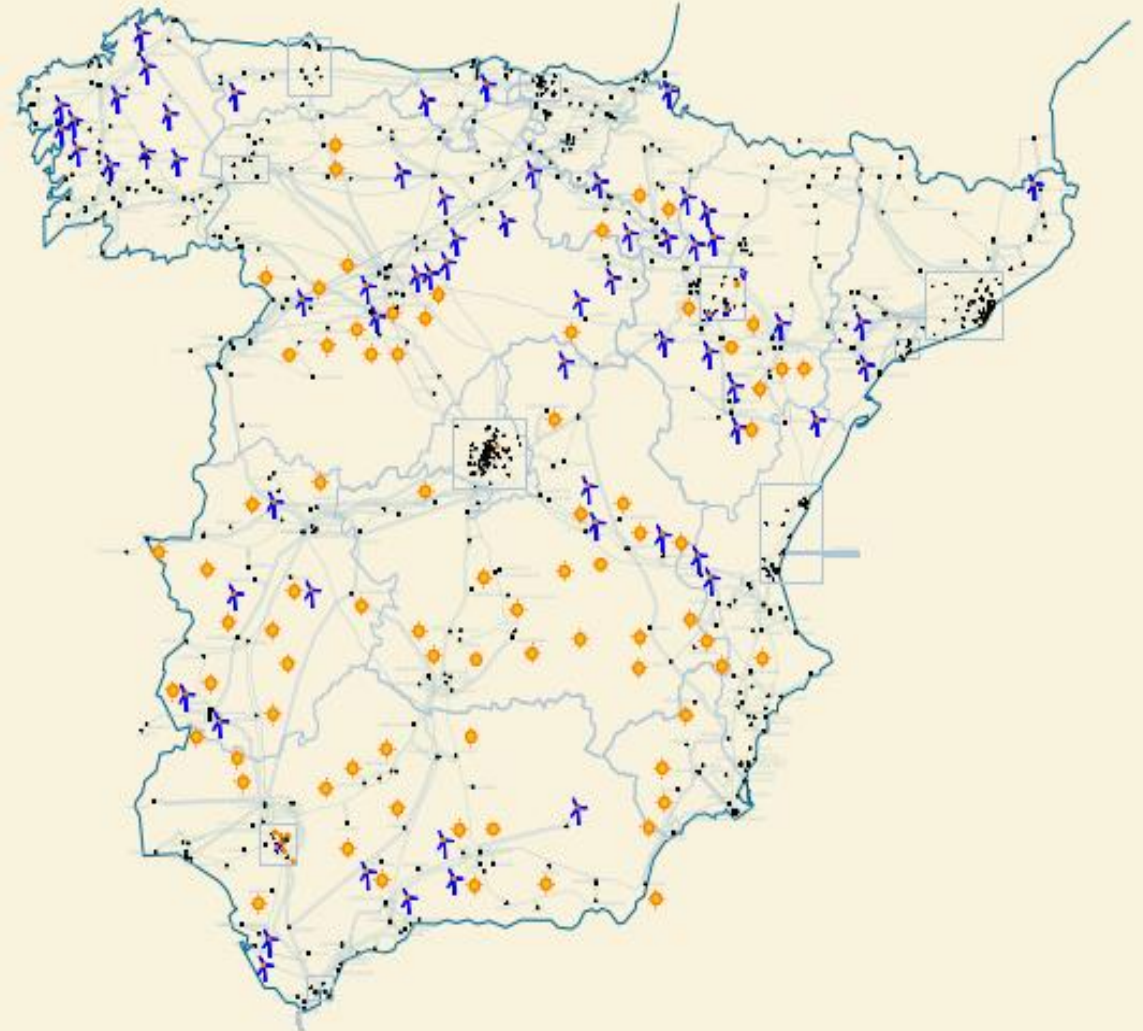


4. With 3 main Principles: Renewables, Security, Economy

A Plan Focused on the Generation



1. Requests for connection:
Wind 63 GW, Solar 267 GW
1. Based on Hypothesis for new locations for the generation under the scenario, instrumented by an indicator measuring the location's **probability of success**
2. **Maximizing the Existing Grid**
Reducing Losses
International Connections (TYDNP)



Overall impact of the plan



Investment of **€ 7 billion**, that will boost economic development (GDP & employment)



2700 km new OHL, **7000 km** uprating, **700 km** DLR, **700 km** submarine cable, **800** Subst. Bays



67% of the share will be green energies by 2026



CO₂ emissions in electricity system will stand at **17 MTn** (66% reduction vs. 2019).



New infrastructures will generate savings of more than **€ 1.6 billion** for the system

The Iberian Blackout

Event on the 28th April 2025



28th April Iberian Blackout. The Event

1. **12:33 h (CEST).** Power systems of ES & PT experienced a **Blackout.**

A small area in France, close to the border also affected for a limited duration

1. Exact Causes still under **Investigation** (ENTSO-e Expert Panel)

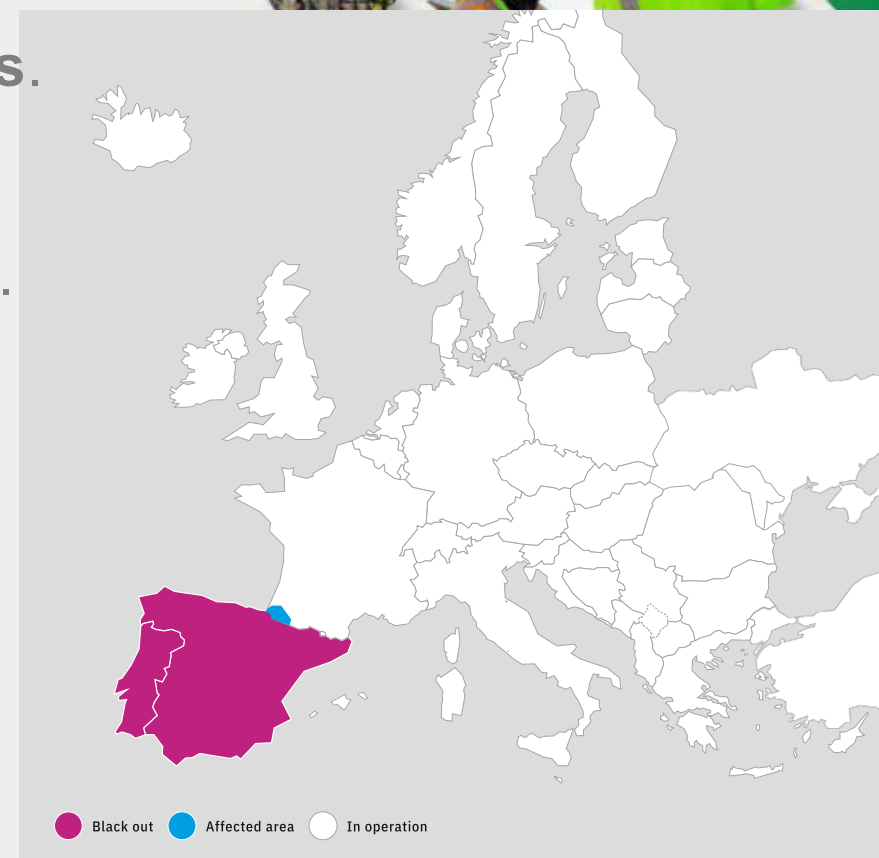
Refer to: <https://www.entsoe.eu/publications/blackout/28-april-2025-iberian-blackout/>

1. Blackout Resulted from a **Complex Sequence of Events.**

- The Panel has established a preliminary chronology
- Will be updated and complemented with additional info.

2. Series of **oscillations, countermeasures, Generation trips...** cascade effect until collapse

1. No **Failures** of the Transmission Grid,
Nor **Cyberattack**,
Nor Unusual **Weather Event**



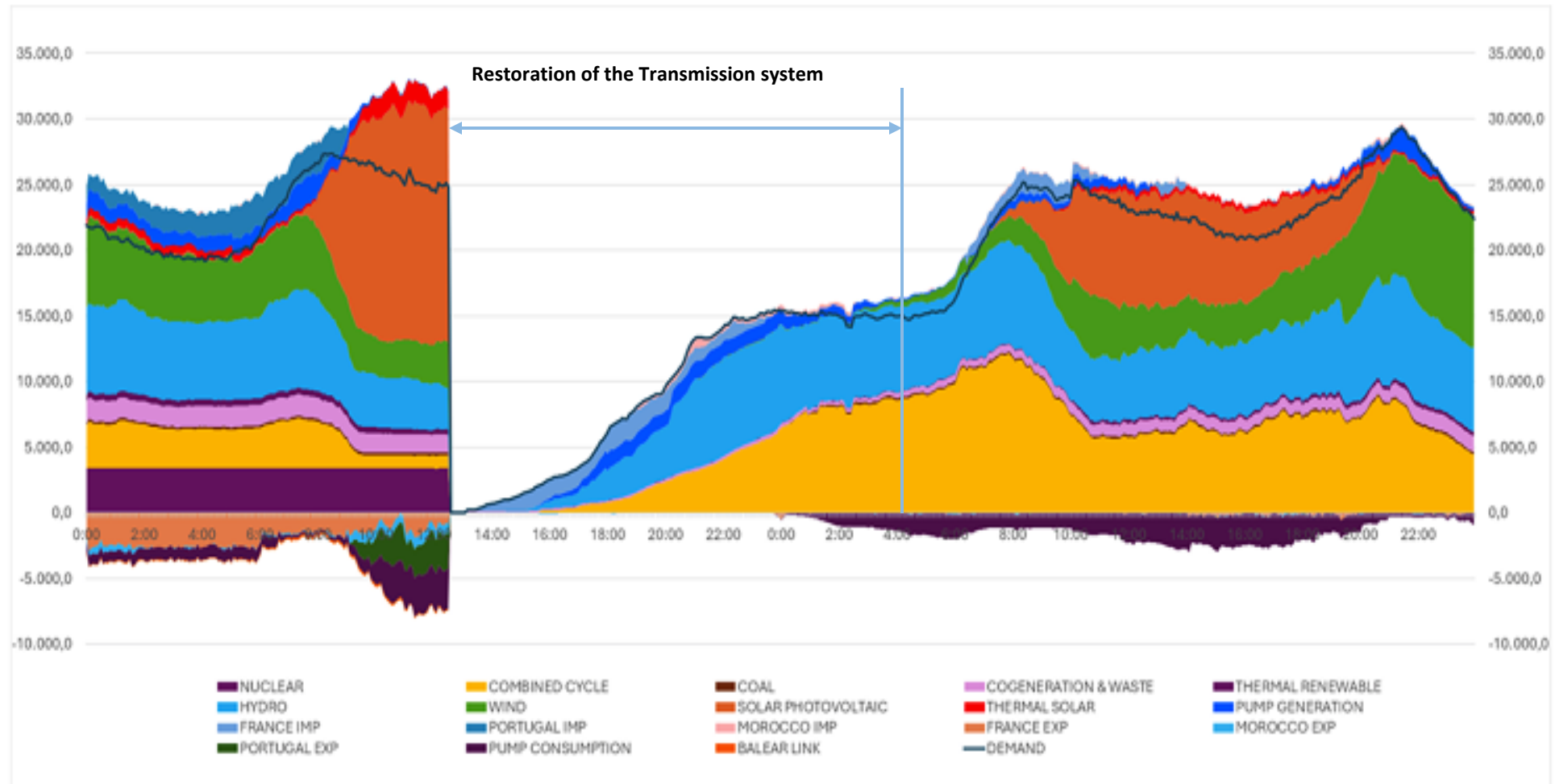
Restoration After the Blackout

1. **No failures** on the transmission grid, which facilitated the process
2. Established **procedures & protocols** activated **immediately** following the incident.
3. Thanks to **black-start processes** in certain power plants & the support of **interconnections**, creating **islands** to stabilize Voltage.

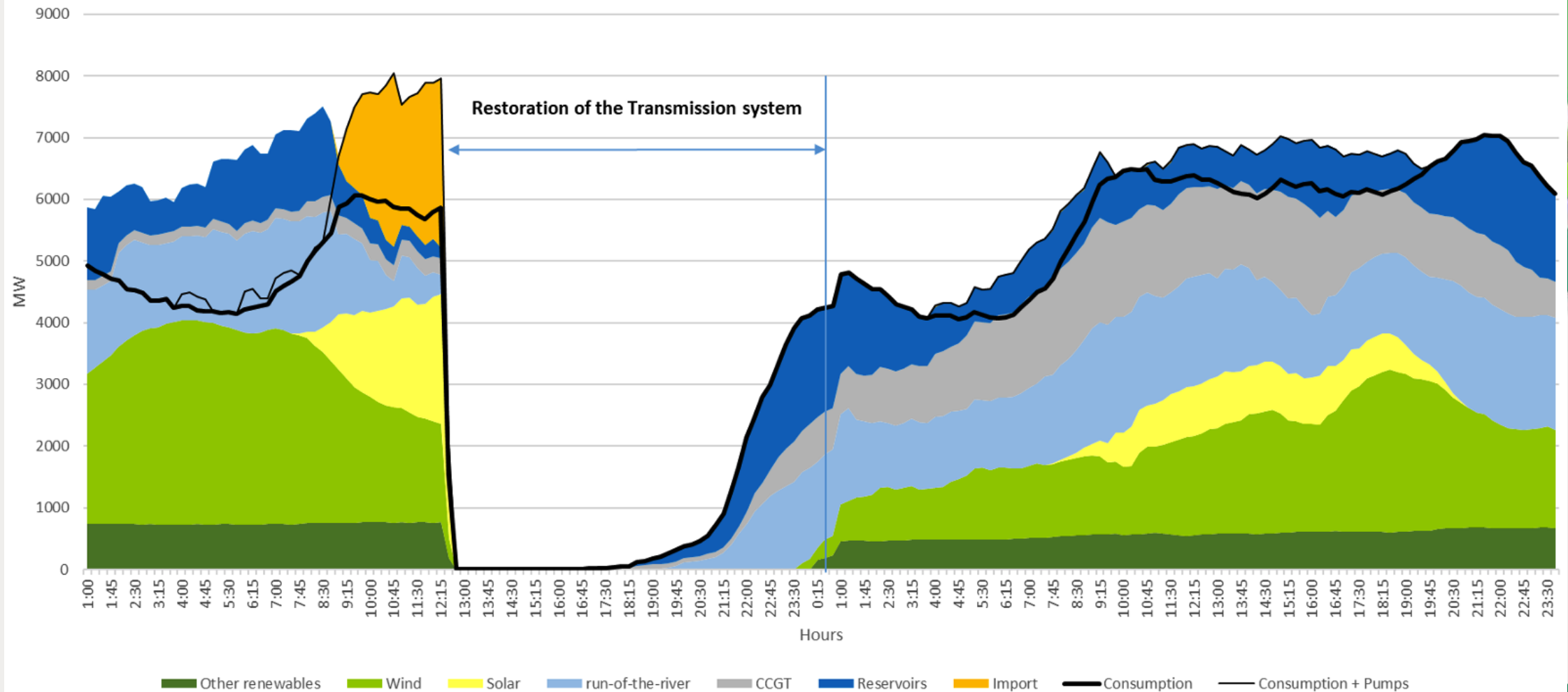


12:44 (CEST)	The first 400 kV OHL France-Spain re-energized.
13:04 (CEST)	The interconnection Morocco-Spain (submarine cable) re-energized.
Until 13:30 (CEST)	Several hydropower plants launched their black-start processes to initiate restoration of the system.
13:35 (CEST)	The Eastern 400 kV OHL France-Spain re-energized.
18:36 (CEST)	The first 220 kV tie-line Spain-Portugal re-energized, speeding up restoration in Portugal.
21:35 (CEST)	The Southern 400 kV tie-line Spain-Portugal re-energized.
00:22 (CEST) (29/04/2025)	The restoration process of the transmission grid completed in Portugal.
04:00 (CEST) (29/04/2025)	The restoration process of the transmission grid completed in Spain.
14:36 (CEST) (29/04/2025)	The system was connected with the Balearic system and normalized.

Spain. Generation Curve on 28th April



Portugal. Generation Curve on 28th April



Transmission Grid Considerations for Restoration

1. Grid performed correctly thanks to a **Resilient Design** & the **Maintenance Condition**
2. Personnel committed & organized. Importance of **Recovery Plans** & **Training**
3. **Coordination** (Control Centers activated immediately according to the procedures):
 - **Maintenance Center (CMI2)**. Monitors Equipments, initial diagnostic of assets, analyze alarms, supervise auxiliary systems and coordinates with the Dispatch Center for prioritization
 - **Telecommunication Supervision Center (CST)**. Operates the redundant communication centers that monitor the parameters of the communication grid to control the performance and support the Dispatch
4. The **HV Equipment, Protection & Control Systems** performed correctly. Only minor issues reported (e.g. cable termination failure). Also **Telecommunications Grid**
5. All remote maneuvers completed without incidents (**+4000 switchgear**). No damages.
6. **Auxiliary Systems**: All covered by emergency generators & battery systems



Measures & Developments after April 28th

Initial Proposals & Urgent Actions



Proposals (among others)

1. Proposals to Improve **Voltage Control**:
 - Approval of **Operating Procedures** aiming to regulate R-T Generator's V Control
 - System resources for continuous & dynamic V control (**SYNCONs / STATCOMs**)
 - Impulse regulations to reinforce V control within the **Distribution Network**
2. Proposals to Improve **Generation Management**:
 - Regulate **Overvoltage Protection Settings** on generation to avoid disconnections
 - Regulate the **Ramp Profile** for generation schedule changes (controlled vs. abrupt)
 - Provide sufficient **Observability** of self-consumption and update requirements
3. Proposals to Improve **Operation Tools** (various measurements).
4. Proposals to **Accelerate Permitting Processes**. (New NDP, Projects, Grid Access...)



The Proposal for the Network Development Plan 2026-31



The New Network Development Plan 2025-2030



- Already **launched** in March-25 (process takes 1-2 years)
- Already increased the **limits of annual investments** (Distribution & Transmission)
- Includes **Obligation** (TSO, DSOs), **Penalty** Mechanisms, **Incentives** to Gen & Demand
- Strategic **Environmental** Approval in progress
- Will be focused on the **DEMAND**:
 - New industrial demand & others (railway)
 - New Data Centers
 - Particular attention to STORAGE



Overall Figures



Investment of **€ 13.5 billion**



4000 km New OHL; **9500 km** OHL refurbished or uprated



1500 km New underground cables



1900 New Substation Bays; **280** Bays refurbished



20% of the transmission grid uprated or refurbished

Additional Modification of the Network Development Plan to include measures for Voltage Control

- Peninsula

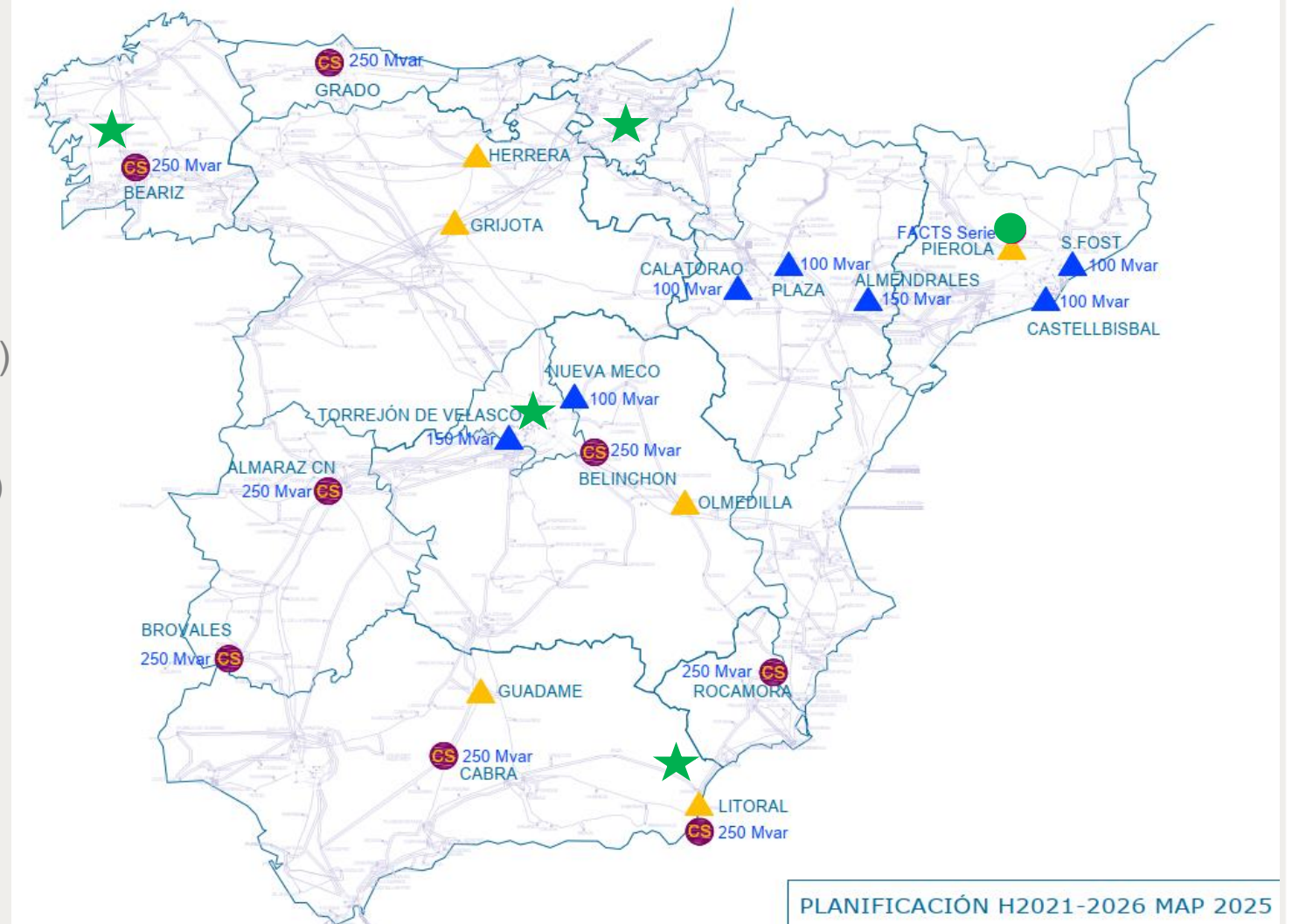
- 8 SYNCONs (2000 MVar total)
- ▲ 7 New Reactors (650 MVar total)
- ▲ 6 Renovation Reactors (900 MVar total)
- 60 Additional Controlled Switching Relays
- 1 FACTS series
- ★ 4 STACOMs (2 in service, 2 in construction)

- Canary Islands System

- 2 SYNCONs (50 MVar) (+2 in construction)
- 2 New Reactors (13 MVar total)

- Balearic Islands System

- 1 SYNCON (100 MVar)
(added to 1 under construction)
- 1 New Reactors (20 MVar total)



Thank you!



It's time for Q&A



Moderator : Pierre Coudereau

Conférence du Comité National Français

Women in Energy France

Laurie-Anne Clément-Charpentier
Présidente de WiE France



cigre

For power system expertise

Bâtiment Gaston Berger - INSA Lyon
16 octobre 2025

Women in Energy France

Sommaire



1. Les actions de WiE

2. Témoignages

3. SLIDO sur les prochains Thèmes

Conférence du Comité National Français Women in Energy France

Les actions de WiE

Laurie-Anne Clément-Charpentier (Siemens Energy)

&

Isabelle Ligner (Hitachi Energy)



cigre

For power system expertise

Bâtiment Gaston Berger - INSA Lyon

16 octobre 2025

Women in Energy | Rétrospective 2025



- 12/02/25: ***"Top Cheffes"***
avec Yara Chakhtoura Présidente Siemens Energy SAS & Siemens Gamesa Renewable France"
- 05/03/25: ***"Top Partenariat with Women in Nuclear Italy"***
discussion avec Céline Conreau et Aurora Pinto
- 11/04/25: ***"Top Initiatives: Regards croisés de femmes : évoluer dans le secteur de l'énergie en Europe"***
diffusion d'une Vidéo de Kadri Simson – discussion avec Marcela Mantilla et Louise Rohmer
- 14/05/25: ***"Top Initiatives: Projet WATTer : L'éolien en mer, témoignages et constats"***.
discussion avec Noémie Besserve et Benjamin Catry.
- 12/06/25: ***"Top Initiatives: Top Alternants"***
entretien avec les alternants actifs dans WiE:
Khadija Ba, Marion Titone, Romain Cousin, Lola Chauveron, animé par Amélie Reverdy

Women in Energy France (WiE)



Laurie-Anne Clément

Présidente WiE

Responsable Gestion Contractuelle sur Projets
Siemens Energy France



Isabelle Ligner

Membre du bureau WiE

Responsable Marketing et Communication
Hitachi Energy France

Women in Energy | Rétrospective 2025



Février 2025

TOP CHEFFE

Yara Chakhtoura [Siemens Energy, Siemens Gamesa]



Mars 2025

TOP PARTENARIAT

Céline Conreau et Aurora Pinto [Women in Nuclear]



Avril 2025

TOP INITIATIVES

Marcela Mantilla et Louise Rohmer [RTE]

Mai 2025

TOP INITIATIVES

Noémie Besserve et Benjamin Catry [Projet WATTer]

Juin 2025

TOP INITIATIVES

Top Alternants chez Women in Energy

 **Top Cheffe** : interview inspirante d'un role modèle, d'une Exécutive ou Experte technique

 **Top Partenariat** : implication de Femmes d'un autre segment

 **Top Initiatives** : mise en lumière de projets et profils disruptifs ou engagés

Women in Energy | Communication

Q4 2024

PUBLICATIONS

- Hackathon NGN CIGRE
- Sylvie Perrin à Enlit Europe
- Octobre Rose
- Semaine de l'industrie

Février 2025

TOP CHEFFE

Yara Chakhtoura [Siemens Energy, Siemens Gamesa]

REPORTAGE

Parole aux femmes dans l'énergie [salon Hyvolution]

Mars 2025

TOP PARTENARIAT

Céline Conreau et Aurora Pinto [Women in Nuclear]

PUBLICATIONS

Journée Internationale des Droits des Femmes

Avril 2025

TOP INITIATIVES

Marcela Mantilla et Louise Rohmer [RTE]

Mai 2025

TOP INITIATIVES

Noémie Besserve et Benjamin Catry [Projet WATTer]

Juin 2025


TOP INITIATIVES

Top Alternants chez Women in Energy

Q4 2025

PUBLICATIONS

- Série "Lauréate du Prix Dalkia - Women in Energy Transition" - 3 portraits
- Back to School

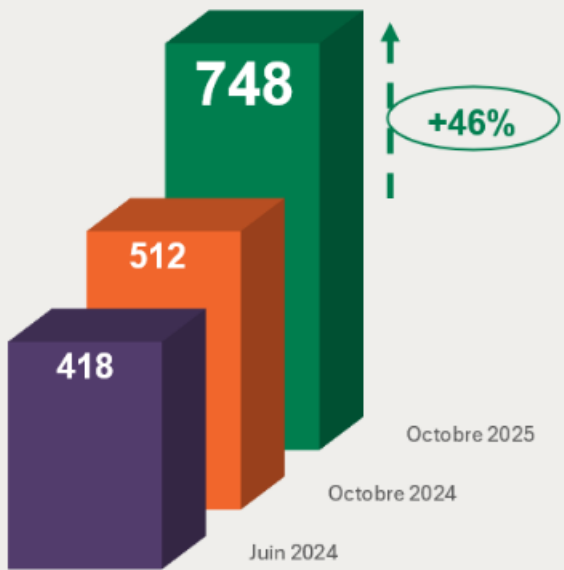
 **Top Cheffe** : interview inspirante d'un role modèle, d'une Exécutive ou Experte technique

 **Top Partenariat** : implication de Femmes d'un autre segment

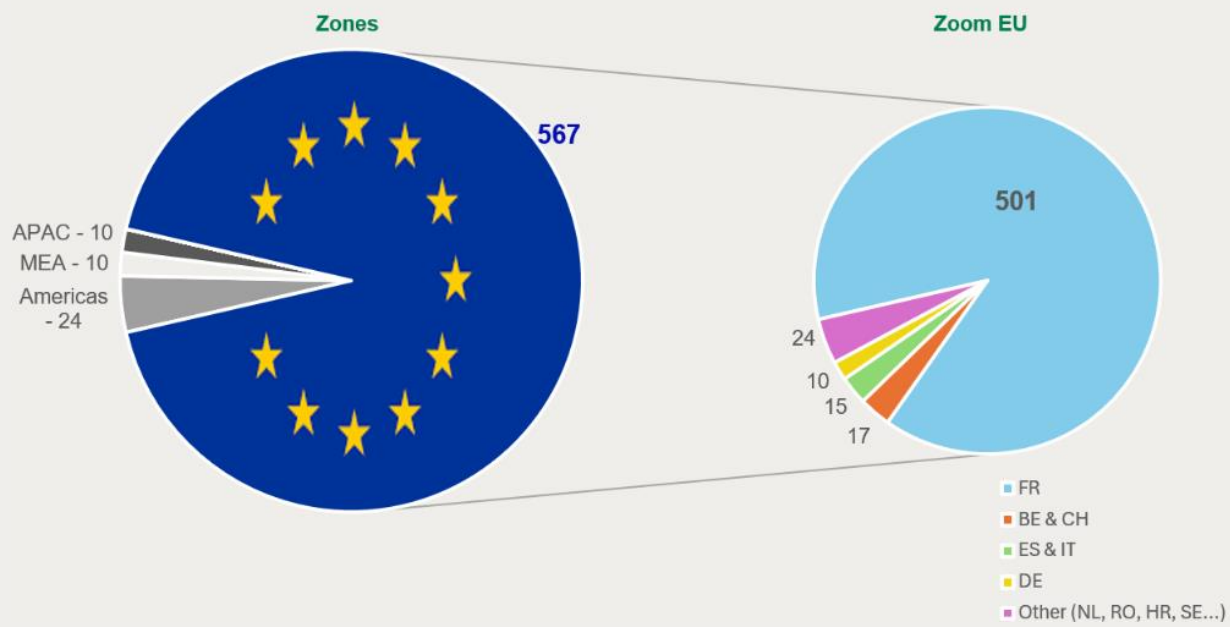
 **Top Initiatives** : mise en lumière de projets et profils disruptifs ou engagés

Women in Energy | Communication

Followers sur LinkedIn WiE



Followers par géographie*



*chiffres au 1/10/2025
Delta avec le total selon renseignements des profils individuels

Conférence du Comité National Français Women in Energy France

2 Temoignages

Amélie Reverdy (Hitachi Energy)
Lead Communication WiE



cigre

For power system expertise

Bâtiment Gaston Berger - INSA Lyon
16 octobre 2025

Women in Energy France (WiE) | Panel



Emanuela Buccafurri

Membre du bureau WiE

Chargée de Mission Préparation de l'Avenir
CI2T (Centre d'ingénierie Thermique et Transport)
EDF



Marcela Mantilla

Membre du bureau WiE

Conseillère en durabilité et
affaires industrielles européennes
RTE

Modératrice



Amélie Reverdy

Lead communication WiE

Chargée de Marketing et Communication
Hitachi Energy France

Conférence du Comité National Français Women in Energy France

SLIDO sur les prochains Thèmes

Laurie-Anne Clément-Charpentier (Siemens Energy)

Bâtiment Gaston Berger - INSA Lyon
16 octobre 2025



cigre

For power system expertise

NGN: Next Generation Network



Membre Etudiant & Doctorants - Gratuit

Rejoignez CIGRE France et propulsez votre carrière dans les réseaux électriques !

Le secteur énergétique connaît des évolutions majeures, et CIGRE est au cœur des avancées techniques et des innovations. L'adhésion Étudiant, réservée aux étudiants et doctorants, vous offre des opportunités uniques pour enrichir vos connaissances, développer vos compétences et commencer à bâtir un réseau professionnel influent.

cnf-cigre.org

🎓 **Adhésion Étudiant & Doctorant — Gratuite avec CIGRE France**
Rejoignez la communauté qui façonne les réseaux électriques de demain !

🚀 **Ce que vous apportera votre adhésion**

- **Accès gratuit** à toutes les ressources CIGRE (e-cigre.org, ELECTRA, webinaires, conférences).
- **Réseau d'experts** : échangez avec professionnels, jeunes ingénieurs et chercheurs du monde entier.
- **Participation** aux projets, groupes de travail et événements phares du secteur.
- **Communautés dédiées** : *Next Generation Network* (<35 ans) & *Women in Energy*.

📄 **Conditions**

- Étudiants & doctorants : **adhésion gratuite** (justificatif annuel).
- **+1 an après diplôme** possible sur présentation du justificatif de diplomation. (ça tu verifies avec gerald, mais c'est les dernières infos)

👉 **Adhérez dès maintenant via le CNF / CIGRE France**
et démarrez votre carrière au cœur de la transition énergétique.

C'est heure du repas

Retour 13:30



WEBINAR – Power Grids & SF6: Challenges and Innovations

**November 27, 2025
(10 a.m. to 12 p.m.)**

→ [**https://matpost.org**](https://matpost.org)

Conférence du Comité National Français

Les Besoins de Flexibilité

Modérateur : Gilles Lancel (RTE)

Vincent Hanneton (EDF SEI)

Titouan Chilou (Think SmartGrid)

Marion Perrin (EnergyPool)



cigre

For power system expertise

Bâtiment Gaston Berger - INSA Lyon

16 octobre 2025

Introduction par Gilles Lancel

Conférence du Comité National Français

Les défis de la mise en œuvre de la Transition Énergétique en sûreté dans les Zones Non Interconnectées

Vincent Hanneton – EDF Système Energétiques Insulaires

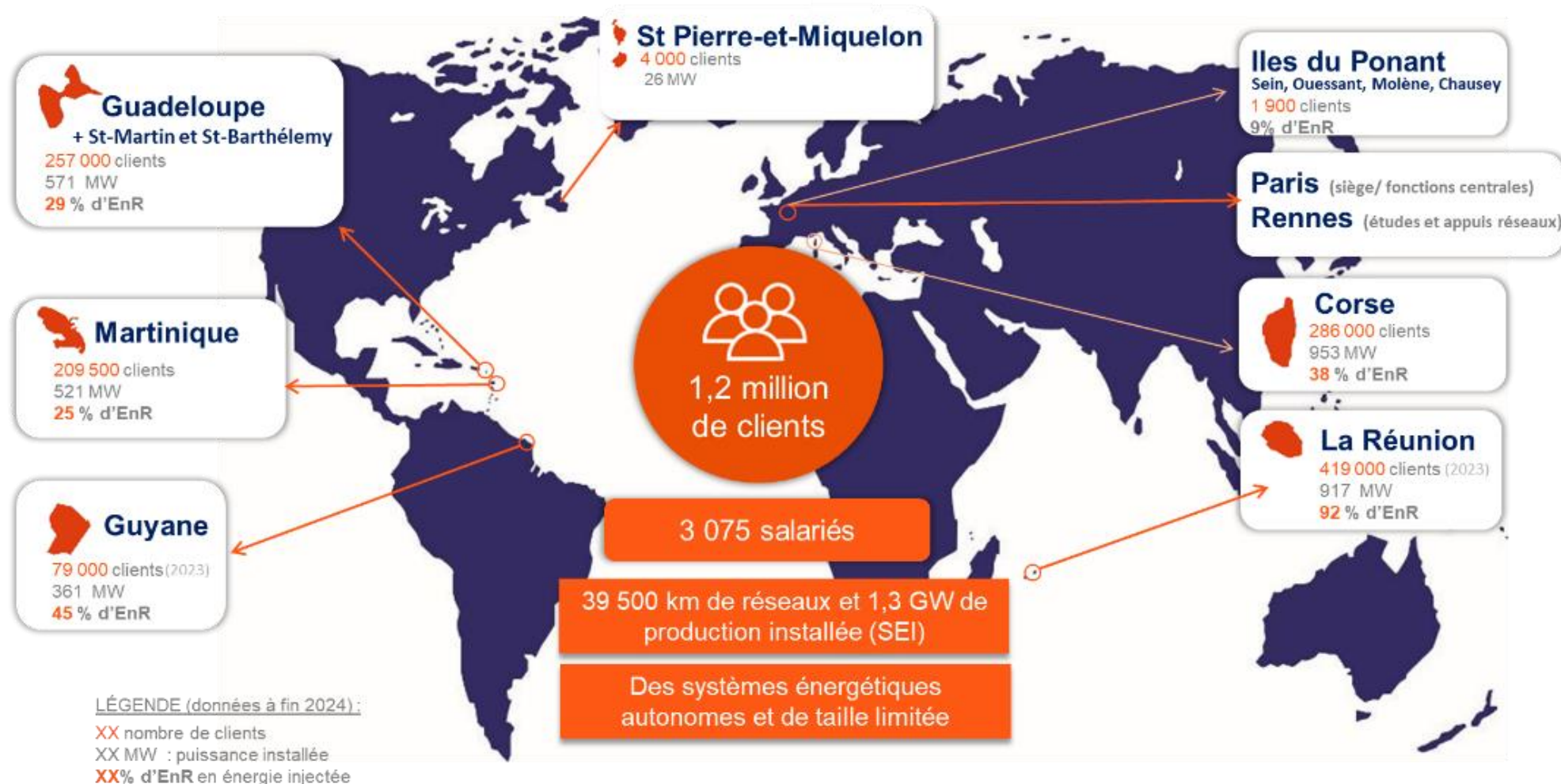


cigre

For power system expertise

Bâtiment Gaston Berger - INSA Lyon
16 octobre 2025

EDF SEI en charge d'une gestion intégrée des Zones Non Interconnectées (ZNI) ...



... présent de « bout en bout » sur le processus PPE...

Dans un contexte de Transition énergétique spécifique aux Zones Non Interconnectées marqué par :

- Des besoins et filières de productions drivés par des gisements et technologies spécifiques
- Des profils et évolutions de consommation très différenciées selon les ZNI
- Des besoins de résilience induits par le contexte géographique et climatique des ZNI
- Un cadre réglementaire très spécifique
- Un prix du mix très élevé entre 300€-400€/MWh permettant de valoriser des leviers de Flexibilités



Schéma Directeur 2050

Evaluer les futurs possibles

Bilan Prévisionnel

Evaluer les besoins à 15 ans pour assurer l'équilibre Offre/Demande (EOD)



Accompagner les collectivités territoriales et l'État dans l'élaboration des PPE (une PPE / territoire)

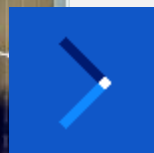
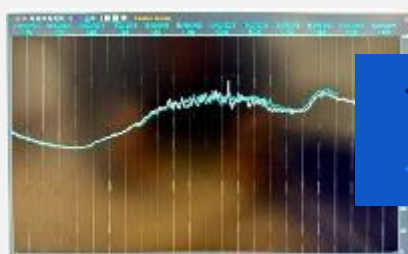


Produire les S2REnR

En lien avec les PPE
Criticité de la spatialisation



Réaliser et contractualiser les projets de raccordement, de renforcement réseau



Préparer en anticipation les actions de maîtrise de la sécurité et sûreté
Déployer les flexibilités



Assurer au quotidien la qualité de fourniture, la sollicitation des moyens de production dans le respect du *merit order* et de la relation contractuelle

... dont les ambitions de développement massif des EnR intermittentes impactent les systèmes électriques

ZNI	Puissance installée PV / éolien Existant + File d'attente	P installée PV / éolien Cible PPE (cadre révision S2RenR)	Consommation de Pointe à horizon PPE
Corse	339 MW	645 MW <small>(scénario haut)</small>	570 MW
Réunion	345 MW	895 MW	640 MW
Guadeloupe	254 MW	450 MW	260 MW
Martinique	172 MW	325 MW	225 MW
Guyane	123 MW	195 MW	180 MW

- Des niveaux de puissances installées **significativement supérieures aux consommations de pointe**
- Conduisant à des **taux de production instantanés des EnR intermittentes très importants**

Le développement des ENR intermittentes :

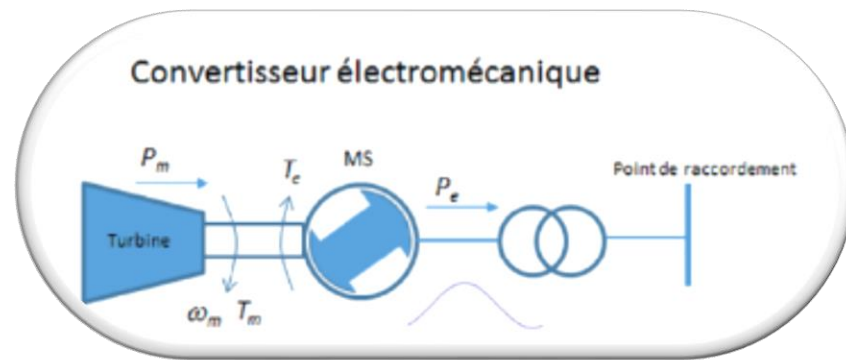
- est une **volonté conjointe de l'Etat et des collectivités locales**
- renforce l'utilisation des **ressources locales** (soleil et vent majoritairement)
- et résulte d'une logique économique** (coûts marginaux très faibles)

Mais nécessite de prendre en compte des aspects multidimensionnels pour :

- Faire **évoluer le réseau électrique** de chaque territoire
- Gérer le système électrique en toute sûreté
- en **mettant en œuvre des solutions innovantes**

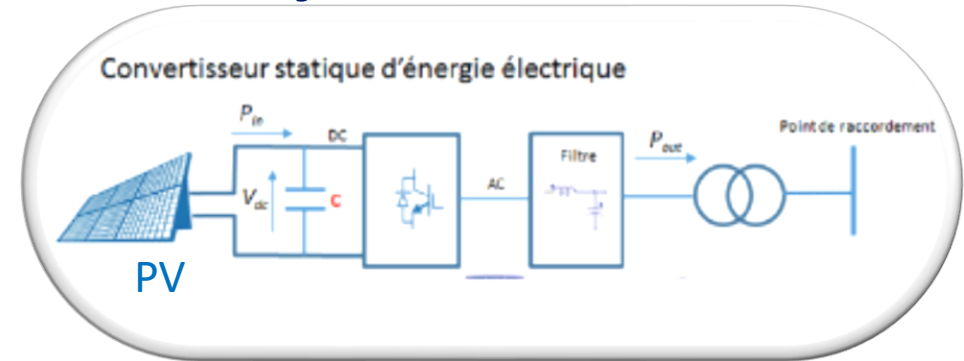
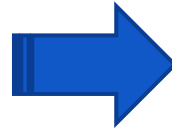
Dans des systèmes petits, fragiles, peu maillés

Conséquences du développement des EnR intermittentes sur les réseaux électriques et enjeux



Machines tournantes synchrones pilotables autour desquelles a été conçu historiquement le réseau

PPE



EnR intermittentes non-pilotables distribuées en HTA/BT, non-spatialisées et raccordées par des convertisseurs

Assurer la sécurité, sûreté et qualité d'approvisionnement du système électrique

- Satisfaire l'équilibre offre-demande et la stabilité du système électrique
- Maîtriser les contraintes sur le réseau (contraintes de flux et de tension) afin de garantir continuité et qualité d'alimentation
- Assurer le niveau de Puissance de court-circuit suffisant pour le fonctionnement des systèmes de protection (Sécurité)

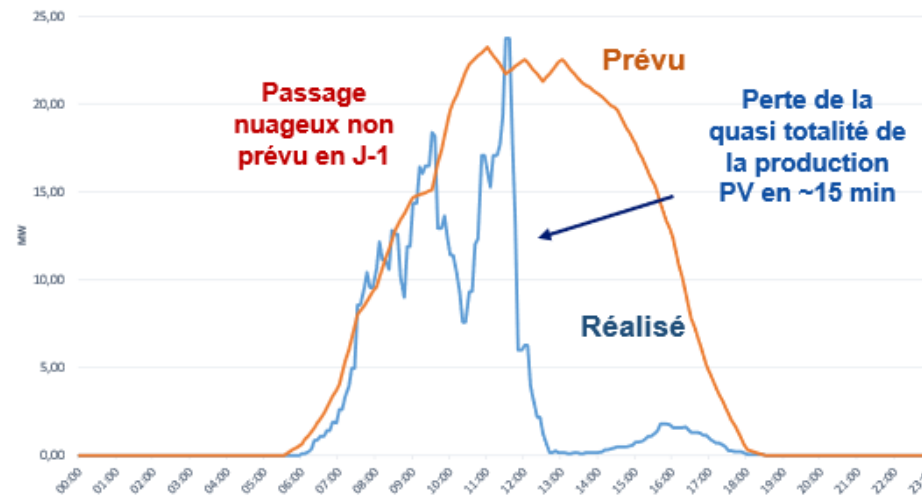
Intégrer les énergies renouvelables

- Augmenter la part des EnR intermittentes dans les mix de production
- Accélérer la mise en service des EnR pour répondre aux ambitions des PPE (Raccordement et Flexibilités Réseaux en cas de renforcements HTB à réaliser).

Limiter les coûts pour la Collectivité

- Diminuer les surcoûts de production
- Optimiser les investissements sur le réseau

Maitrise de l'Intermittence des EnR



Profil de production solaire en Martinique le 14/06/2022, très chahuté en raison d'une perturbation météorologique non prévue

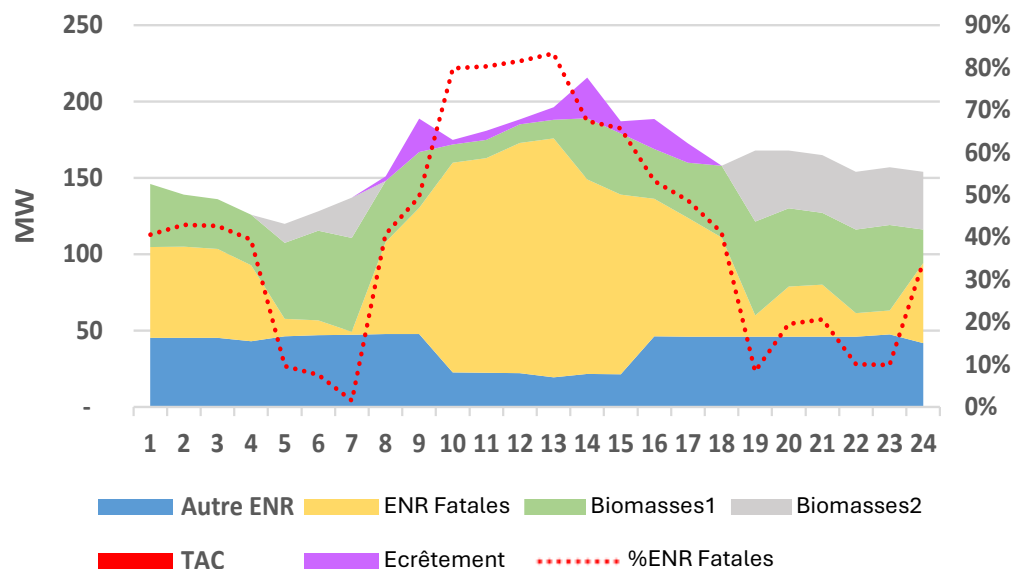


Illustration d'une journée en Guadeloupe à horizon 2033
Scénario EMERAUDE du Bilan Prévisionnel publié en 2024

Non maitrise de la fréquence et risques de délestage accrus avec les volumes d'EnR prévus dans les PPE



Mise en œuvre d'une **Réserve Secondaire** et d'un réglage **secondaire automatique de fréquence (RSFP)**

Nécessité de moyens thermiques flexibles: en capacité de suivre ces variations rapides par RSFP, d'arrêts/démarrages fréquents et disposant de Puissances minimales les plus faibles possibles

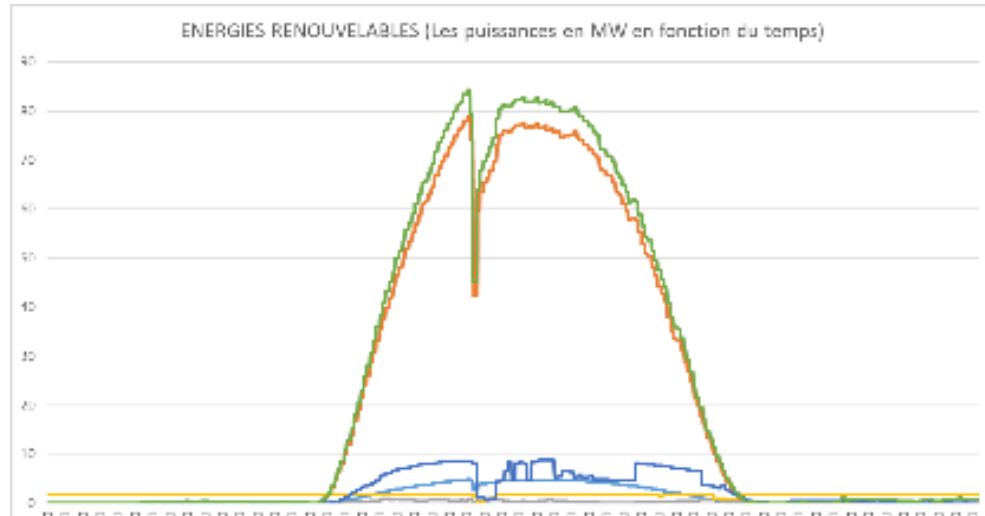
Nécessité de pouvoir limiter dynamiquement les EnR pour les besoins système et de manière localisée pour gérer de manière mutualisée les **contraintes réseau**

Déploiement de moyens de stockage (batteries/STEP) pour compléter et optimiser économiquement le service de Réserve Secondaire **de façon progressive selon la dynamique de mise en œuvre des PPE**

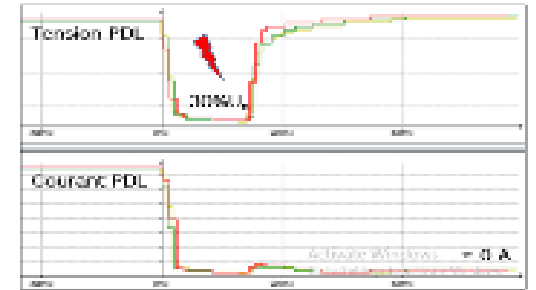
Mise en œuvre d'une **chaîne de téléconduite « de bout en bout » à l'Interface Producteurs/Stockeurs (projet IPS)**

Éviter un risque de déclenchement massif d'EnR sur creux de tension ou variations de tension/fréquence

- A la Réunion, en 2019, **40 MW de PV déconnectés** lors d'un court-circuit sur le réseau Haute Tension (HTB)



- Réalisation d'essais de tenue aux creux en Corse et Guadeloupe
Perte de ~100% des EnR ne tenant pas les prescriptions de performances

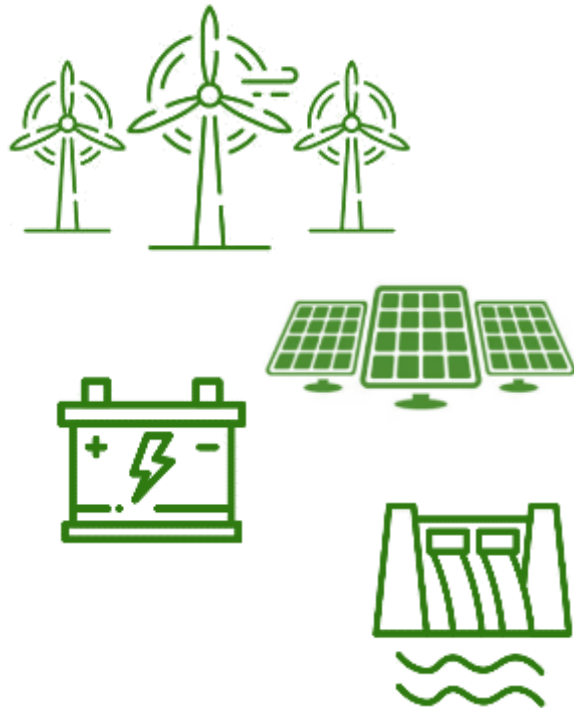


➤ **Plan d'actions issu du REX**

- Prise en compte d'une prudence en conduite en considérant systématiquement un **volume d'EnR non fiables**
- Nécessité d'assurer **le respect des prescriptions par le contrôle strict des performances des EnR** pour limiter ce volume
- Mise en oeuvre d'un **SI industriel de contrôle de performances et de moyens d'essais périodiques** à déployer dans les Territoires dans le cadre du **projet Interface Producteur Stockeur**

Le Programme « Interface Producteurs Stockeurs » au service de la transition énergétique

Producteurs et Stockeurs



eDER

Observabilité & commandabilité (~DEIE) +
Contrôle de Performances (e-monitoring)



Télécom et
Cyber au
standard
Groupe EDF

DETECT



Dispositif de tests de résistance aux creux de
tension des Producteurs et Stockeurs

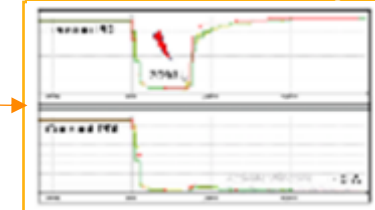
Domaine SI et métiers d'EDF SEI

Conduite et dispatching



Observation et
pilotage pour la
stabilité du
système
électrique

Contrôle des performances



Contrôles et
remise en
conformité des
Producteurs et
des Stockeurs

Supervision



Surveillance des
équipements et
de la continuité
des services IPS

Garantir la stabilité par l'inertie* et la réserve primaire

- **Mise en œuvre effective des critères d'Inertie et Réserve Primaire (en J-1) dans tous les dispatchings**
 - Une réserve primaire à délivrer en 2 secondes dans les ZNI (vs 15 à 30 secondes sur le continent) **pour éviter tout délestage sur N-1**
 - Un **volume d'inertie à garantir** à chaque instant pour **éviter le black-out sur perte de site**
 - Se traduisant actuellement par l'imposition des **moyens conventionnels à Puissance Minimale** induisant:
 - *des surcoûts de gestion du système très importants limitant l'atteinte de l'objectif à tout N-1*
 - *des écrêtements EnR*
 - *une accélération du vieillissement & actions de maintenance*



CS Guadeloupe- MSI 2025

- **Mise en place de « couteaux suisses » pour garantir la stabilité du système tout en décarbonant le mix et optimisant les coûts de gestion**

Services assurés	Compensateurs Synchrones	Stockage Batteries	Stockage STEP
Inertie	✓	~	✓
Réglage/tenue tension	✓	✓	✓
Puissance de court-circuit	✓	~	✓
Réserve primaire		✓	Trop lent dans le contexte SEI ✓
Réserve Secondaire		✓	✓
Report de charge		✓	✓

**Inertie sur le réseau : ralentit la vitesse de chute en fréquence pour donner le temps à la réserve primaire d'être délivrée, et ainsi éviter le black-out*

~ **Les batteries exploitées en mode Grid Forming** (source de tension) pourront apporter à terme des services d'inertie, de Puissance de court-circuit et de black-start – Solution mise en œuvre dans les microsystèmes de SEI, mais pas encore jugée suffisamment mature pour les grands systèmes.



Maîtriser la compensation du réactif et les tensions hautes

Illustration de la situation en Corse avec l'augmentation annuelle du réactif refoulé et des tensions hautes induisant une dégradation de la qualité de fourniture, un vieillissement des matériels et des risques sûreté

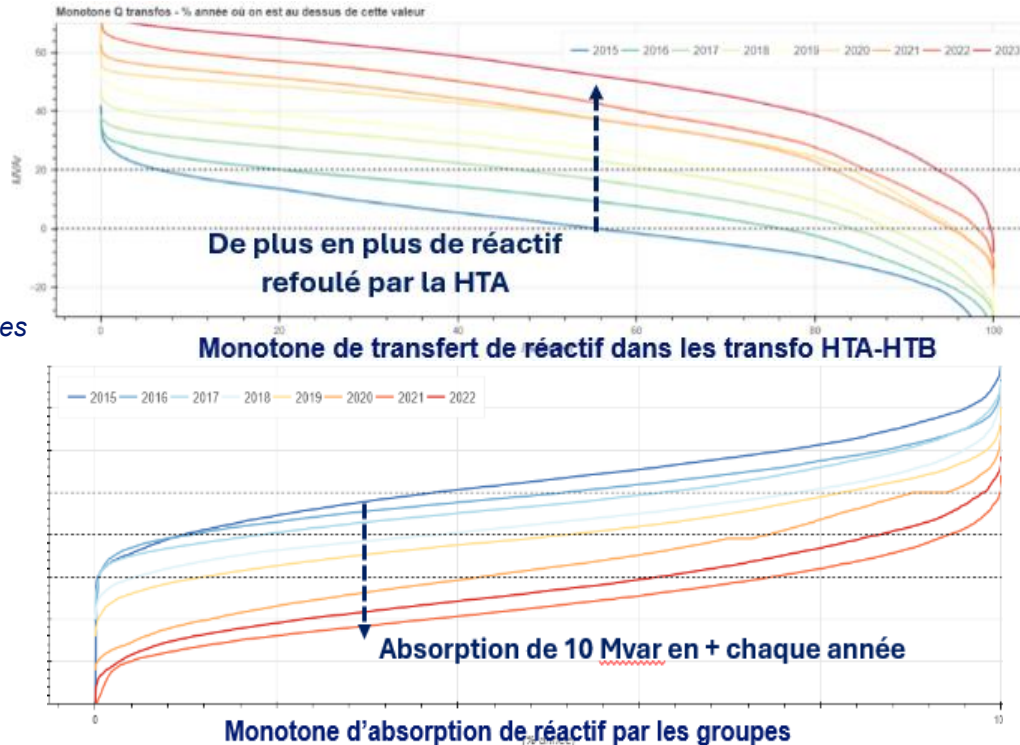
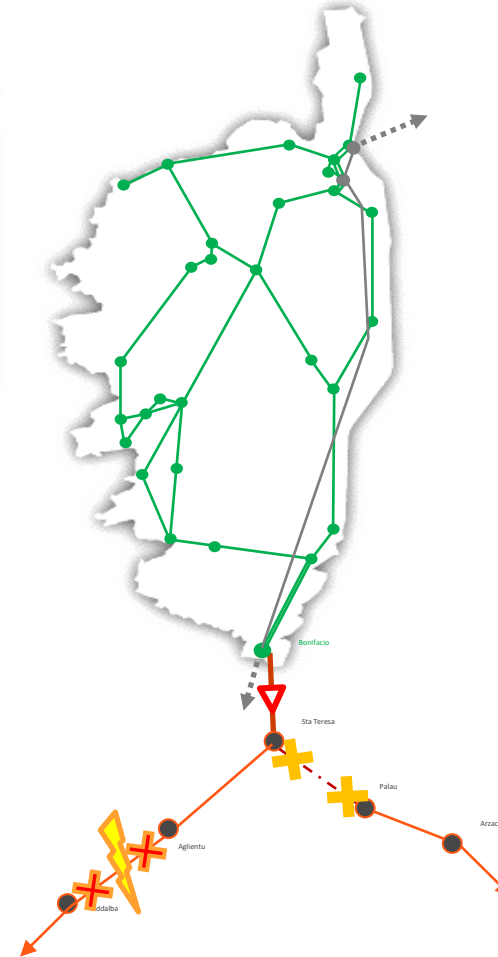
REX du déclenchement de la liaison SARDAIGNE-CORSE du 14 décembre 2023

Etat initial

Import de puissance active
Export de puissance réactive
Groupes en forte absorption de réactif

Déroulé incident

- Perte liaison Sardaigne-Corse
→ Cumul perte import de puissance active & perte de capacité d'export réactif
→ Délestage Df/dt 20% consommation
→ Déclenchement SARCO par UMAX
→ Groupes hydrauliques du Rizzanese compensant le réactif aux limites
→ Black-Out si déclenchement par protection interne (cascade)
- Ubonifacio ~100kV
- Ouverture liaison HTB pour ramener la tension à un niveau acceptable
- Démarrage réserve tertiaire pour reletage et assurer les marges
→ Fin incident



Causes

Enfouissement des réseaux
Insertion massives EnR

- Raccordement par câbles
- Capacité réglage U/Q limitée
- EnR distribuées induisant une baisse des transits et des pertes réactives

Charges de moins en moins inductives

Plan d'action de maîtrise des risques Sûreté

- Consigne de **réserve en réactif** pour assurer la sûreté système
- **Levier de conduite** : ouverture de liaisons HTB et imposition groupes pour marges en réactif
- **Contractualisation d'un TanPhi < 0** pour les producteurs HTA non-délestables
- **Investissement immédiat de 50 Mvar de selfs HTB aidé par 2 Compensateurs Synchrones**
- **Politique de compensation systématique du réactif des nouveaux câbles par Selfs ou CS**

Un benchmark d'autres réseaux insulaires confortant la stratégie de SEI

- ❑ **Madère, Açores, Hawaii, Iles Féroé : des contextes très différents, mais un même objectif de décarbonation**
 - 100% misent sur les batteries pour les services système, et 3 sur 4 en mode Grid Forming (Source de Tension) pour apporter de l'inertie, de la Puissance de courant de court-circuit et des capacités de black-start
 - 50% mettent en place des compensateurs synchrones
- ❑ **Des leviers cohérents avec ceux identifiés et mis en œuvre par SEI**
- ❑ **Un volume de groupes pilotables conséquent maintenus pour leur fonction assurantielle**

Systèmes	Madère	Açores	Iles Féroé	Hawaï-Kawaï
Pointe de consommation	140 MW	50 MW	70 MW	75 MW
Parc Thermique Pilotable	> 200 MW	> 95 MW	> 100 MW	> 100 MW
Puissance installée EnR (PV, éolien, hydraulique, géothermie ...)	45 %	45 %	50 %	> 50 %
Leviers	Réserve secondaire sur thermique, hydraulique et éolien (limitation dynamique) Batteries en Grid Forming Compensateur Synchrone	Batterie de 20 MW/1h en grid Forming (1/3 consommation)	Batteries Compensateur Synchrone	Réserve Secondaire Batteries : 4x15 MW/5h en Grid Forming

- **Les ZNI en précurseurs du contexte continental** du fait du développement massif des EnR intermittentes dans des systèmes isolés, fragiles et peu maillés,
- En avance de phase par nécessité dans le déploiement de **solutions innovantes pour garantir l'équilibre, la sûreté des systèmes électriques et la continuité de fourniture d'électricité**, mais également pour **l'optimisation économique** du mix pour la Collectivité et de manière cohérente avec les solutions développées par d'autres DSO insulaires.
- Ces solutions innovantes consistent en 3 types de flexibilités notamment:
 - **Flexibilités Amont** : Stockage, Compensation Synchrone, Réserves automatiques, écrêtement des EnR avec en parallèle l'industrialisation du contrôle de performance des producteurs et stockeurs
 - **Flexibilités Aval** : Heures Creuses Solaires, Pilotage du Véhicule Electrique, Limitation Temporaire de Puissance
 - **Flexibilités Réseau** : Ecrêtement ciblé des EnR et stockage



Merci

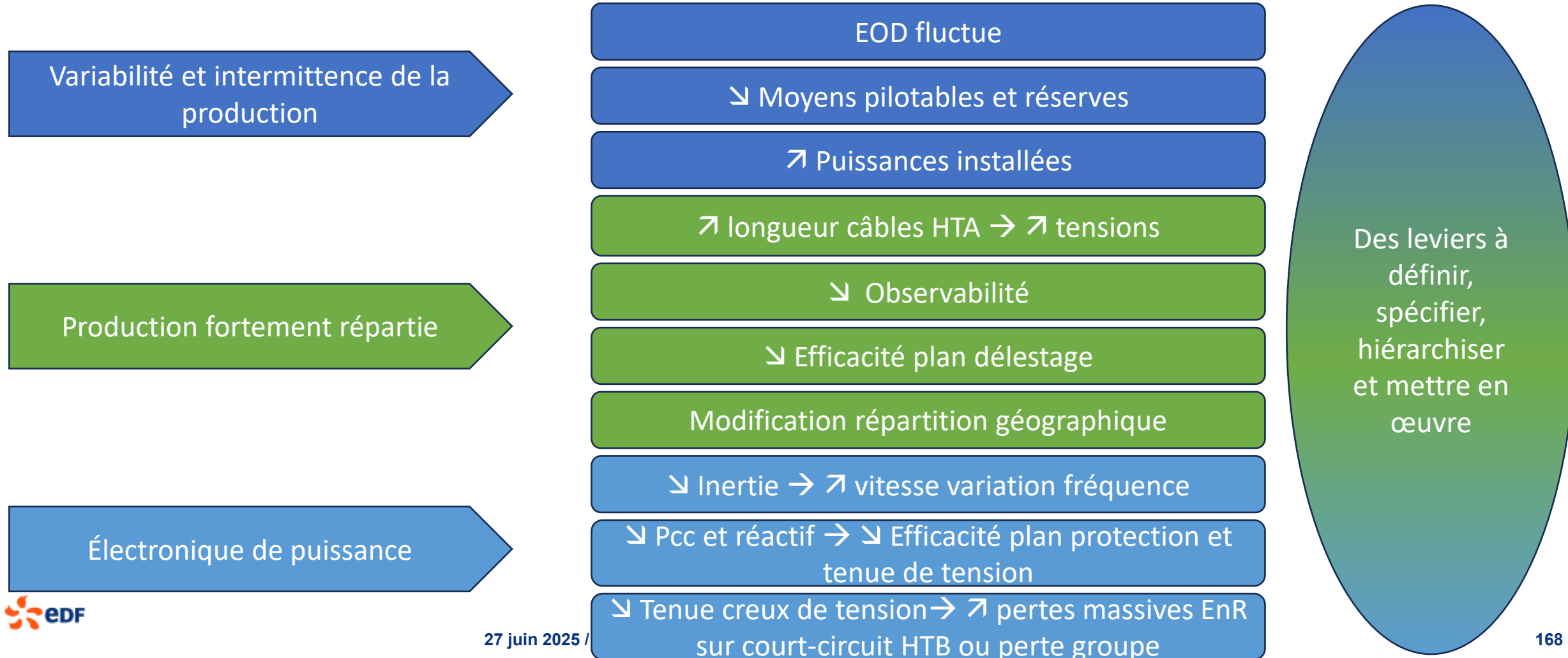


ANNEXES



La TE : un changement de paradigme pour les systèmes des zones insulaires

- **Des petits systèmes isolés, fragiles et peu maillés** : une plus grande interdépendance entre le système et le comportement des productions.
- **Les EnR développées ont des caractéristiques différentes** qui entraînent des comportements différents et nécessitent de fortes adaptations du système électrique.



Les conséquences du développement des EnR intermittentes sur les réseaux électriques

CONSEQUENCES

Forte augmentation des demandes de raccordement producteurs (x10 en 4 ans)

Saturation des Postes Sources

Saturation des liaisons HTB

De plus en plus de câbles liés au raccordement et enfouissement, baisse des transits issus de la HTB et évolution de la nature des consommations

Des contraintes EOD/Système et contraintes réseaux interdépendantes dans les ZNI

ENJEUX RESEAUX

Capacité à faire et risques sur les délais des travaux de raccordement

Nécessité d'investissements importants dans les **Postes Sources** (extensions, transformation, ...)

Investissements lourds et délais de réalisation > 10 ans nécessitant des solutions transitoires (**flexibilités réseau**) pour ne pas ralentir la TE

Nécessité de maîtriser le **réactif et tensions hautes** vs Qualité de Fourniture, voire risques Système

Nécessité de faire évoluer les **méthodologies et outils d'études** à tous les horizons de temps

Et les impacts majeurs sur les systèmes électriques à prendre en compte via des leviers innovants

CONSEQUENCES

Plus d'EnR intermittentes

Non-tenue des EnR fatales sur creux de tension (variation de fréquence et tension)

Des EnR distribuées et raccordées en HTA/BT par des câbles de grandes longueurs en HTA

Moins de moyens pilotables et de réserves

Moins de machines tournantes synchrones

Baisse de la puissance de courant de court-circuit et capacité de puissance réactive

ENJEUX SYSTEMES

Un **équilibre production/consommation** et donc **une fréquence beaucoup plus volatile**

Risques de **déclenchement massif de production EnR** sur court-circuit HTB ou perte de production

Dégradation de l'efficacité des **plans de délestage**
Risques sécurité du fait des sources en BT
Accroissement des **contraintes de tensions hautes**

Dégradation maintien de fréquence, **augmentation risques délestage et blackout**

Moins d'inertie, plus d'instabilité sur perte de groupe

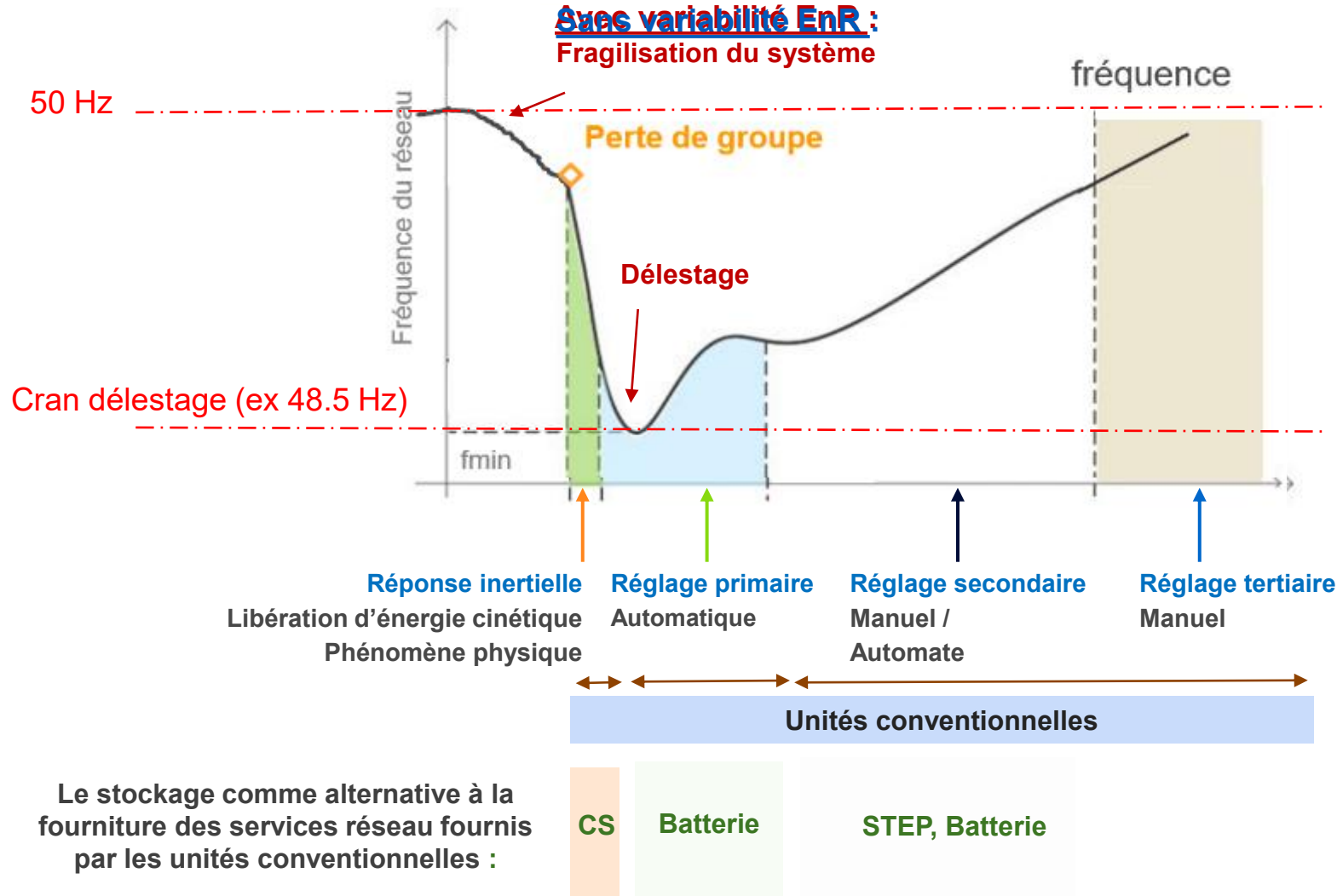
Dégradation de l'efficacité des plans de protections (sécurité) et de la **tenue de tension** (Qualité de Fourniture)

FOCUS « MAITRISE DE LA VOLATILITÉ DES ENR FATALES ET RÉSERVE LENTE »

Rappel sur les mécanismes de réglage de fréquence

La variabilité fragilise le Système

MESSAGES



1. Risque d'activation intempestive du **délestage**
2. Quelle solution sans levier ?
→ **Ecrêtement préventif des EnR**
3. Leviers à développer pour éviter cela :
→ Etablissement d'une **réserve spécifique (RL)** pour compenser la variabilité des EnR
→ Développement du **stockage** pour y répondre
→ Mise en place d'un mécanisme pour **activer automatiquement** cette réserve et limiter l'utilisation de la RR

Panorama des leviers aux différents horizons de temps

Flexibilités structurelles
pour répondre à des variations
cycliques et prévisibles

Flexibilités dynamiques
pour répondre à des variations
ou des contraintes plus
difficiles à prévoir

Equilibrage
pour maintenir l'EOD
en temps réel

Sauvegarde
pour faire face à des
situations exceptionnelles

Production



Optimisation des
plannings d'arrêt

Pilotage des moyens de production
Pmin les plus basses possible

Réponse inertielle

Réserves primaire et tertiaire

Réserve secondaire (AGC)

Limitation des EnR variables pour contraintes Système/EOD

Black-start et Renvoi de
Tension



Stockage

STEP

Batteries stationnaires

Batteries stationnaires en grid forming

Compensateurs synchrones

Pilotage des VE (V2G)

Structure horo-saisonnière des
TRV (HP/HC) et HCS pour piloter
les usages (y.c. les VE)

TRV avec option dynamique
(type TEMPO / EJP)

Effacements avec GE existants

Effacements contractuels verts

Pilotage des VE dynamique (V1G)

Météo de l'électricité

Coupure tournante

Délestage à dérivée de fréquence
innovant

Rescuf

Délestage fréquence métrique
contractualisé

Limitation Temporaire de
Puissance des CN

Demande

Evolution des méthodes et outils d'études couplant les études Système/EOD/Réseau en intégral le stockage

Optimisation des plannings d'indisponibilité réseau

IST/IT

Opportunité Stockage (attente renforcement)

Offres de Raccordement Alternatives



Limitation localisée des EnR variables pour contraintes Réseaux

Automates de surcharge

Réseau

Panorama des innovations technologiques au service de la sûreté des systèmes électriques insulaires et de l'insertion des EnR

- Des outils, méthodologies en constante évolution pour intégrer de manière agile les nouveaux besoins dans des systèmes isolés et fragiles
- Un projet de R&D visant à mettre à disposition des outils permettant d'optimiser l'ensemble des besoins EOD/Système et réseaux pour caractériser les contraintes et valoriser technico-économiquement les solutions.

➤ **Automate de délestage à dérivée de fréquence**
plus réactif sur incident majeur pour une réponse adaptée à la vitesse de variation de fréquence
#ZNI observer la vitesse de chute de fréquence, délester + rapidement pour éviter le black-out

➤ **« POPEI et OASYS »** moteurs de calcul intégrant les enjeux court et long-termes pour un appel optimisé des moyens de production

➤ **BATTERIES multi-services** pour adapter le service rendu en fonction de l'évolution de la TE dans le temps

➤ **« RESCU-F » (1^{ère} mondiale)** automate baissant instantanément la tension HTB de 5% sur forte baisse de fréquence en jouant sur les consignes de tension des groupes pilotables (baisser la consommation et aider l'EOD)
#ZNI jouer sur la tension pour assurer l'EOD

➤ **Interface Producteurs/Stockeurs, DETECT** adapter les exigences de performance des EnR, nvle réglementation pour assurer la TE en sûreté

➤ **COMPENSATEURS SYNCHRONES**, les services naturels des alternateurs sans production thermique, pour apporter de l'inertie, la PCC et la capacité de réglage de tension

Conférence du Comité National Français

La flexibilité de la demande et ses gisements

Titouan Chilou (Think SmartGrid)



cigre

For power system expertise

Bâtiment Gaston Berger - INSA Lyon
16 octobre 2025

Introduction à Think Smartgrids :

Rassemble et promeut la filière smartgrids française :



Xavier Piechaczyk,
président Think Smartgrids,
président RTE

Membres observateurs

Membres associés

Membres partenaires

Clusters, autorités locales

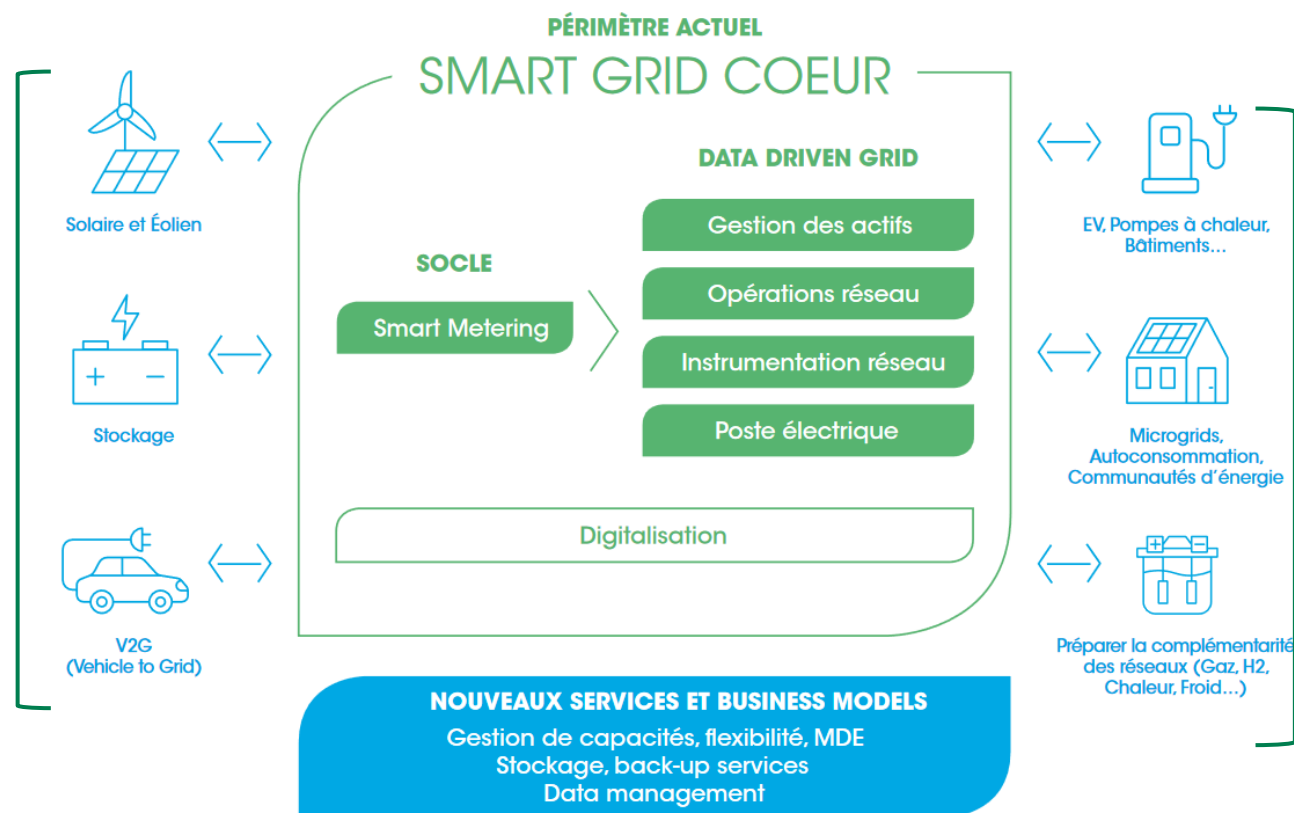
Universités, écoles et centres de recherche

Partenaires internationaux

Les thèmes de travail : De la production décentralisée jusqu'aux usages électriques

Des compteurs et capteurs intelligents aux sous-stations intelligentes et aux centrales électriques virtuelles, les réseaux intelligents consistent en l'intégration de solutions numériques au sein du réseau électrique afin de le rendre plus flexible, plus évolutif et plus efficace.

Amont réseau



Aval réseau

Think Smartgrids a pour vocation de représenter et de développer la filière française des Smart Grids, **dans et avec les territoires français** et internationaux, **au bénéfice du consommateur, de l'attractivité du territoire et de la transition écologique.**

L'association porte la voix de la filière auprès des parties-prenantes, contribue au passage à l'échelle et à la mise en œuvre des solutions de la filière et de ses membres. **Think Smartgrids valorise les bénéfices de ces solutions** qui contribuent à la sobriété, à la sécurité d'approvisionnement et à la compétitivité du système électrique.

Think Smartgrids éclaire également la filière sur les solutions à expérimenter pour demain.

Une transition énergétique facilitée notamment grâce au passage à l'échelle de la flexibilité de la consommation

le Volet international :

1. Europe , Lobbying Commission Européenne



- Réponses sur des thèmes spécifiques : ACER, échange avec la Commission Européenne
- En amont des projets : agir sur le contenu et feuilles de route des futurs AAP
- En aval : recenser les AAP en cours, et étudier la pertinence de répondre

2. Partenariats



- Amélioration des cahiers des charges de l'AFD – introduction de critères de « mieux-disance » lors des AO lancés par l'AFD sur des grands projets d'électrification en Afrique
- Etude sur l'utilisation des innovations digitales et de l'IA chez les acteurs de l'Energie (utilities) en Afrique. Rapport + base de données.
- MoU signé avec Singapour, Collaboration avec Electricité du Viet-Nam, mission pour la CFACI, Webinaire BF

3. Présence physique / salons



- CIGRE – Paris, aout 2024
- ENLIT – Bilbao, novembre 2025
- ENERGAÏA – Montpellier, décembre 2025



SYNTHESE : TRAVAILLER DANS ET AVEC LES TERRITOIRES, AU BÉNÉFICE DU CONSOMMATEUR, DE L'ATTRACTIVITÉ DU TERRITOIRE ET DE LA TRANSITION ÉCOLOGIQUE

<https://www.thinksmartgrids.fr/actualites/un-guide-pour-accelerer-le-deploiement-des-smart-grids-dans-les-territoires>

Atouts

- Les technologies existent
- Les acteurs français sont présents sur la chaîne de valeur
- Les règles et lois évoluent dans le bon sens
- Le régulateur accompagne aussi les évolutions

Défis

- Acceptabilité & pédagogie
- Compétences
- Analyse des coûts et des bénéfices
- Pérennité des projets
- Mutualisation d'infrastructures
- Collecte et traitement des données

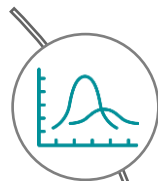
Les cas d'usages prioritaires

- Flexibilités
- Autoconsommation collective
- Pilotage de la recharge des VE





Un baromètre structuré autour de quatre axes principaux



Les besoins et effets attendus des flexibilités de la consommation d'électricité



Les prérequis techniques à la flexibilité de la consommation électrique



Les prérequis économiques à la flexibilité de consommation électrique



Les fiches sectorielles

En ligne sur les sites des partenaires :

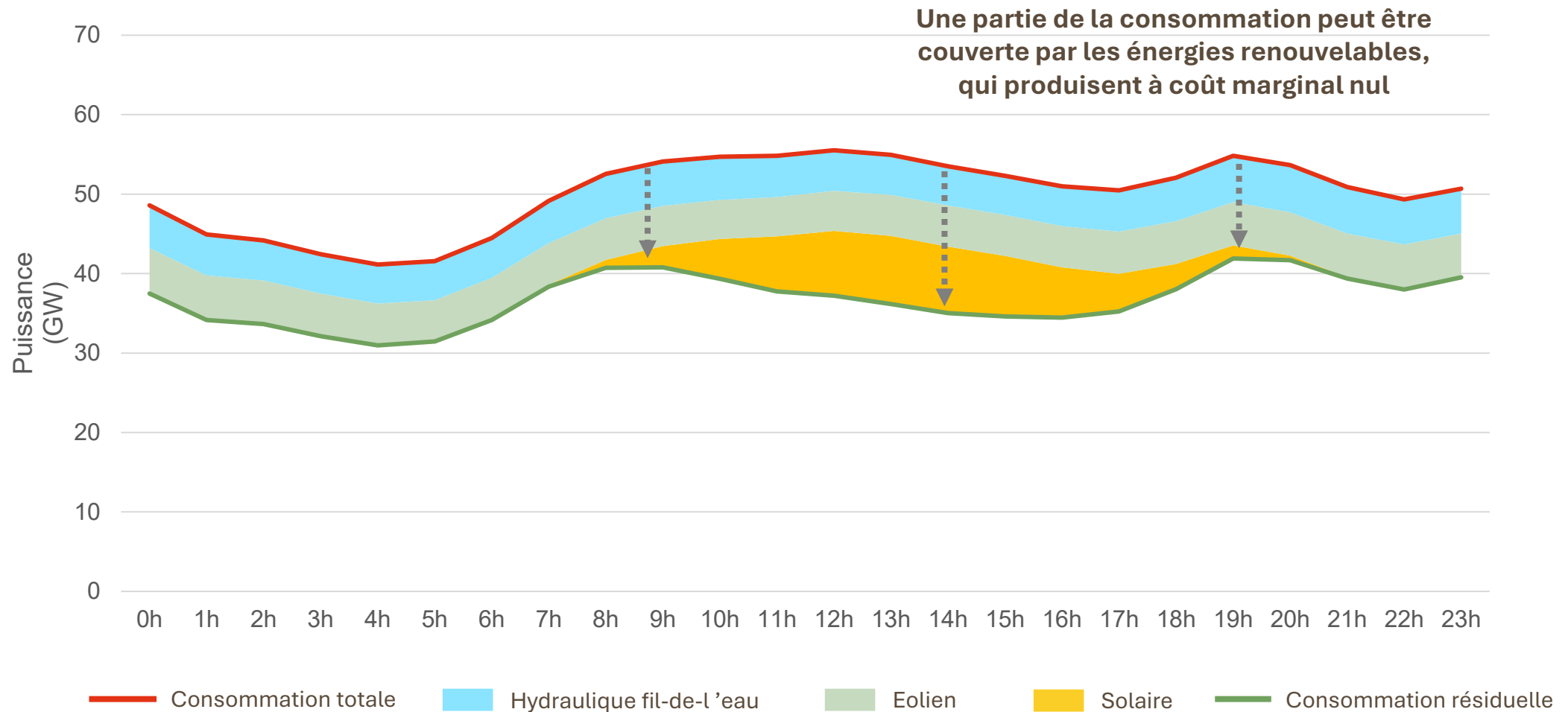




Opportunité des
flexibilités de la
consommation

Les bons moments de la journée, pour profiter d'une électricité moins chère à produire : la nuit et le milieu de journée

Année 2024
moyenne des jours ouvrés

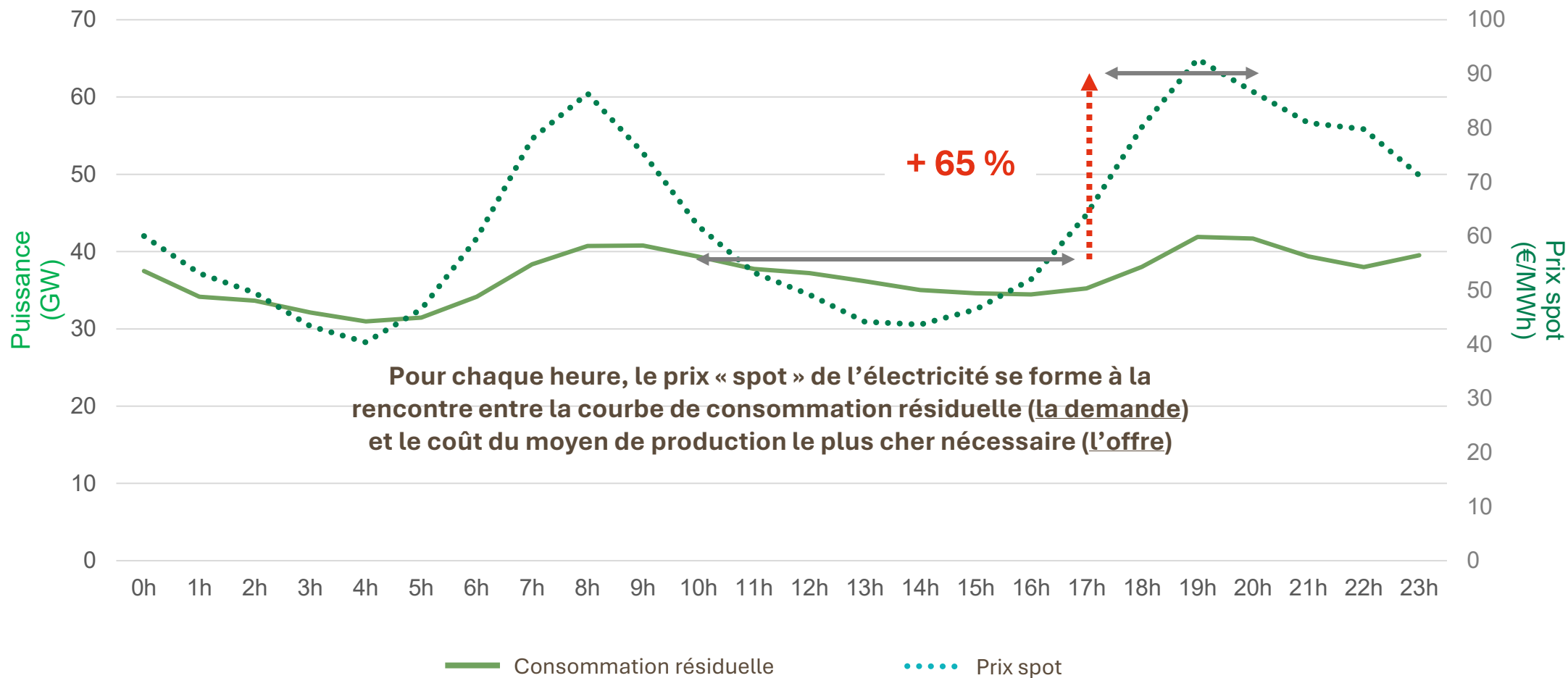


Source : RTE, Baromètre des flexibilités de consommation d'électricité, 2024



Les bons moments de la journée, pour profiter d'une électricité moins chère à produire : la nuit et le milieu de journée

Année 2024
moyenne des jours ouvrés

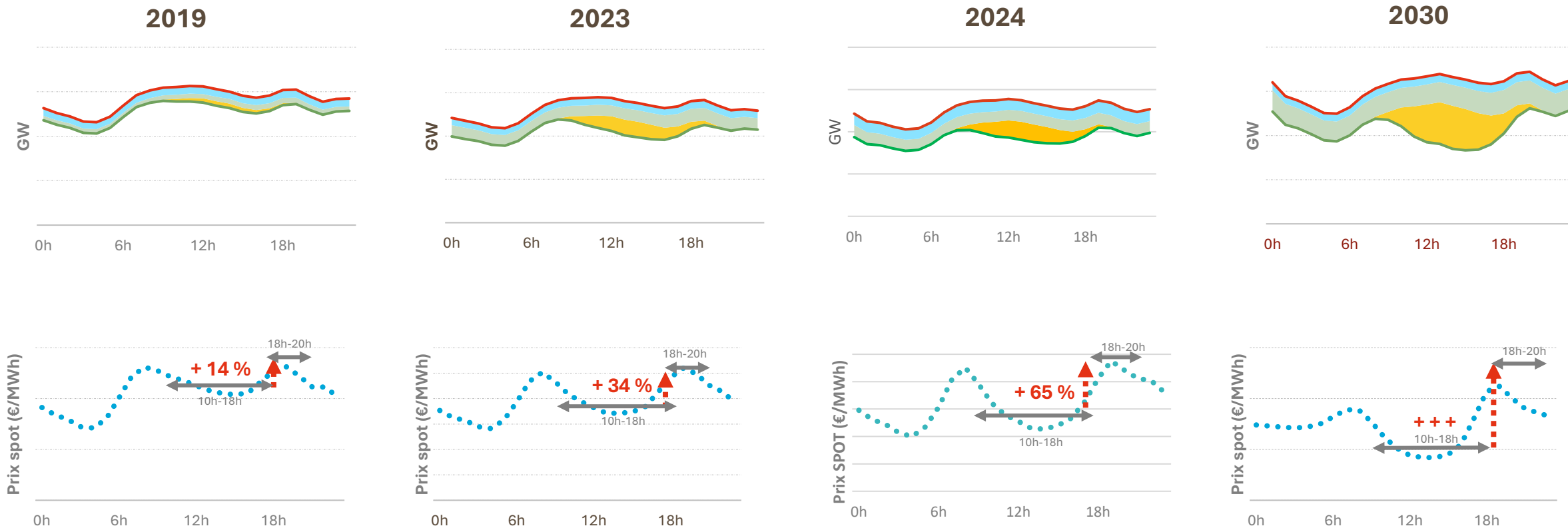


Source : RTE, Baromètre des flexibilités de consommation d'électricité, 2024



Opportunité des
flexibilités de la
consommation

L'opportunité de moduler sa consommation est croissante et durable



Source : RTE, Baromètre des flexibilités de consommation d'électricité, 2024



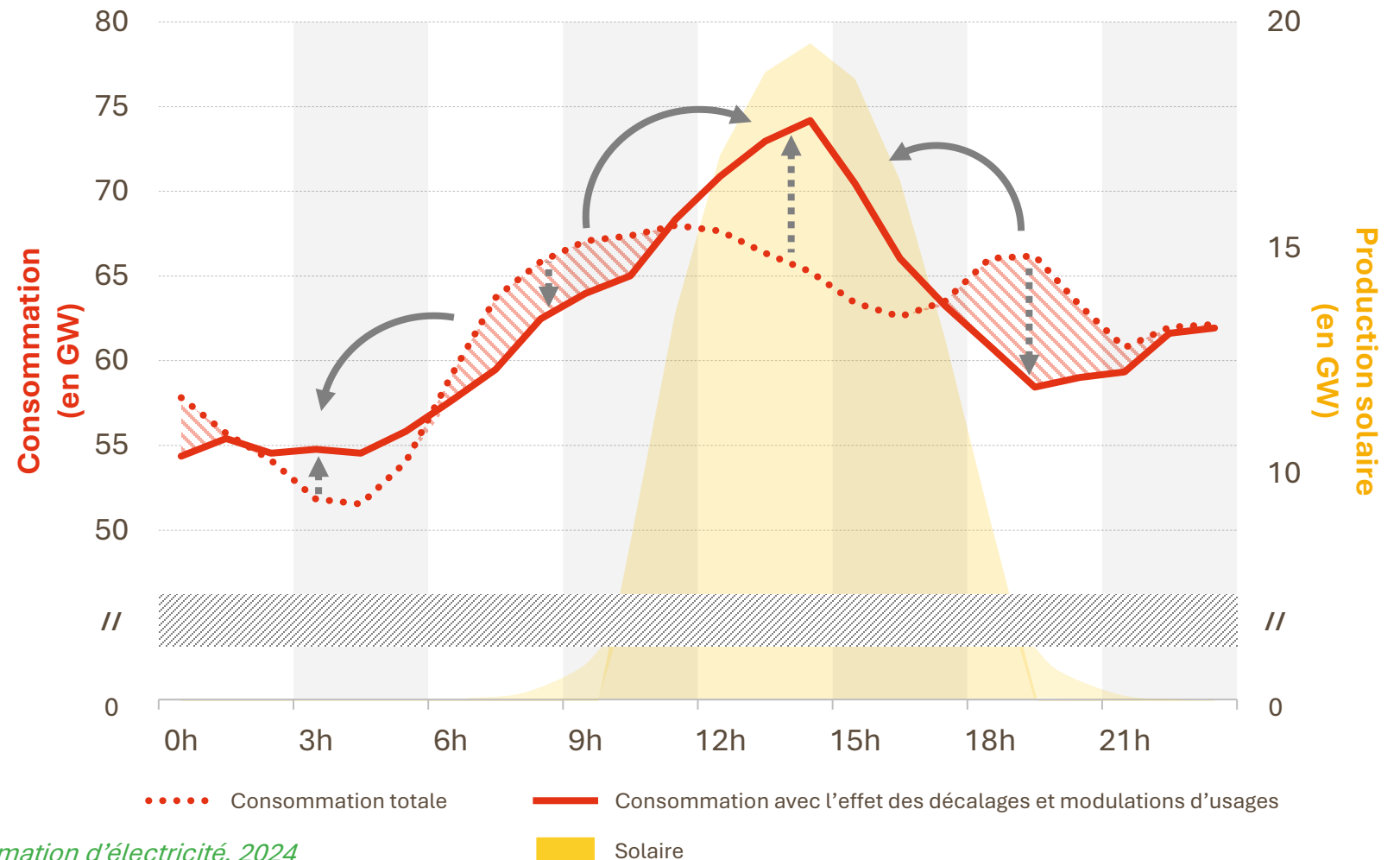
La consommation résiduelle, un indicateur clé pour le système électrique

L'indicateur clé pour dimensionner et exploiter le système électrique est la consommation résiduelle

Décaler une partie de ses consommations vers la nuit et le milieu de journée devient source d'économies ...

... mais comment décaler une partie de ses consommations facilement et sans perte de confort ?

Illustration de l'effet des décalages et des modulations d'usages sur la consommation d'électricité





L'apparition d'épisodes de prix spot négatifs et d'écrêtement EnR : un révélateur du besoin de flexibilité

Évolution du nombre d'heures à prix spot négatif, de 2014 à 2024, par année et par mois

Nombre d'occurrence de prix spot
négatifs de 2014 à 2024, par mois.
Plus la couleur d'une case est
foncée, plus le nombre d'heures
à prix spot négatif correspondant
a été important.

Source RTE

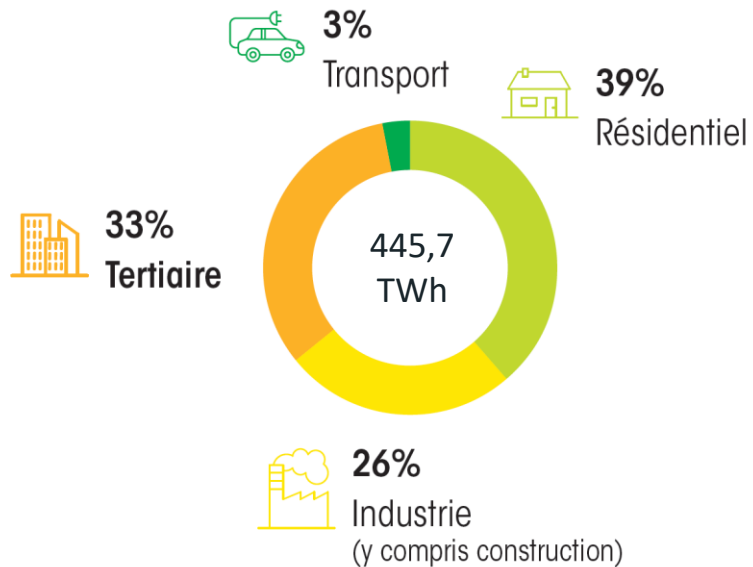
	Jan.	Fév.	Mar.	Avr.	Mai	Juin	Juil.	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.	Total
2014	0	0	0	1	3	0	4	0	0	0	0	0	8
2015	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	2
2017	0	0	0	2	0	0	0	2	0	0	0	0	4
2018	8	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	11
2019	0	0	9	2	5	10	0	0	0	0	0	1	27
2020	0	4	8	31	27	5	12	0	0	3	6	6	102
2021	0	2	3	2	18	8	5	23	0	3	0	0	64
2022	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4
2023	8	0	4	2	25	14	47	0	15	3	0	29	147
2024	8	0	5	84	60	69	50	46					322

Cumul du nombre d'heures à prix spot négatif, de 2014 à 2024, par jour de la semaine et par heure

Cumul du nombre d'heures à prix
spot négatifs de 2014 à 2024
par jour et par heure du jour.
Plus la couleur d'une case est
foncée, plus le nombre d'heures
à prix spot négatif correspondant
a été important.

Source RTE

Jour / Heures	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	TOTAL
Lundi	0	0	2	4	4	1	0	0	0	0	0	0	2	3	3	2	4	1	0	0	0	0	0	0
Mardi	0	2	3	5	6	3	0	0	0	0	3	3	2	4	7	5	4	2	0	0	0	0	0	0
Mercredi	0	0	1	3	4	1	0	0	0	0	0	0	0	2	4	2	1	0	0	0	0	0	0	0
Jeudi	0	0	2	3	4	2	0	0	0	0	0	0	2	2	2	2	1	0	0	0	0	0	0	0
Vendredi	0	0	1	3	3	2	1	0	0	0	0	0	1	3	6	7	2	1	0	0	0	0	0	0
Samedi	0	0	0	2	4	2	2	0	0	1	6	10	13	17	22	20	14	6	1	0	0	0	0	0
Dimanche	0	1	1	9	12	13	10	7	9	13	18	24	27	40	52	54	40	10	2	0	1	1	1	1
Jour férié	1	2	2	3	4	5	5	5	4	2	5	5	4	6	9	11	7	2	0	0	0	0	0	0



Répartition par secteurs de la consommation nationale d'électricité en France en 2023

Source : Ministères Aménagement du territoire.
Transition écologique - 2024

Chiffres clés :

- Secteur **Tertiaire** représente **~150 TWh**
- **4,3** millions de bâtiments
- **393 701** Bâtiments tertiaires ont une puissance souscrite supérieur à 36 kVA
- Ils représentent **74% de la consommation** du secteur
- **2/3** concernent des bureaux, commerces et enseignement

Sources :

RTE, Baromètre des flexibilités de consommation d'électricité, 2024
CEREN, 2023



Le plan de passage à l'échelle sur le tertiaire

		2015	2019	2023	Projection 2030*
Tertiaire	Consommation évitée à 19h	0	0	0	> 2,5 GW
	Consommation déplacée à 14h	0	0	0	
	Nombre de BACS installés	--	--	25 500	100 000
	% BACS Flex Ready	--	--	0	> 50 %
	Nombre de bâtiments GOFlex	--	--	70	10 000

* Projection issue du scénario « A-référence » du Bilan prévisionnel 2023 et des hypothèses par secteur issues de travaux complémentaires avec les partenaires à l'origine de ce Baromètre

Source : RTE, Baromètre des flexibilités de consommation d'électricité, 2024

Contexte de création Flex Ready®



Janvier 2024

Comprendre les **besoins de flexibilité** et faire en état des lieux des gisements à disposition

Octobre 2024

Identifier les freins et **conditions techniques et organisationnels du passage à l'échelle** des flexibilités dans les bâtiments

Estimer la **taille des gisements existants** dans les bâtiments et l'avancée du déploiement des solutions de pilotage

Octobre 2024 - 2025

Centraliser les outils à disposition des gestionnaires de bâtiments pour encourager le déploiement

Création de la marque par Think smartgrids :

Flex Ready®, une marque pour moins et mieux consommer dans les bâtiments



MACRO-OBJECTIF

Développer le pilotage des consommations d'électricité en France via le déploiement de solutions, services et bonnes pratiques répondant aux besoins du système électrique et pour le bénéfice du client et des territoires.



Les demandes d'enregistrement de la marque Flex Ready ont été réalisées par Think Smartgrids pour une :

- **Marque collective figurative française**
- **Marque individuelle figurative de l'UE**

Une marque propriété de Think Smartgrids, animée collectivement :



Objectifs :

Flex Ready®, une marque pour moins et mieux consommer dans les bâtiments



Favoriser l'adoption massive dans les bâtiments du « pilotage coordonné des consommations électriques flexibles »

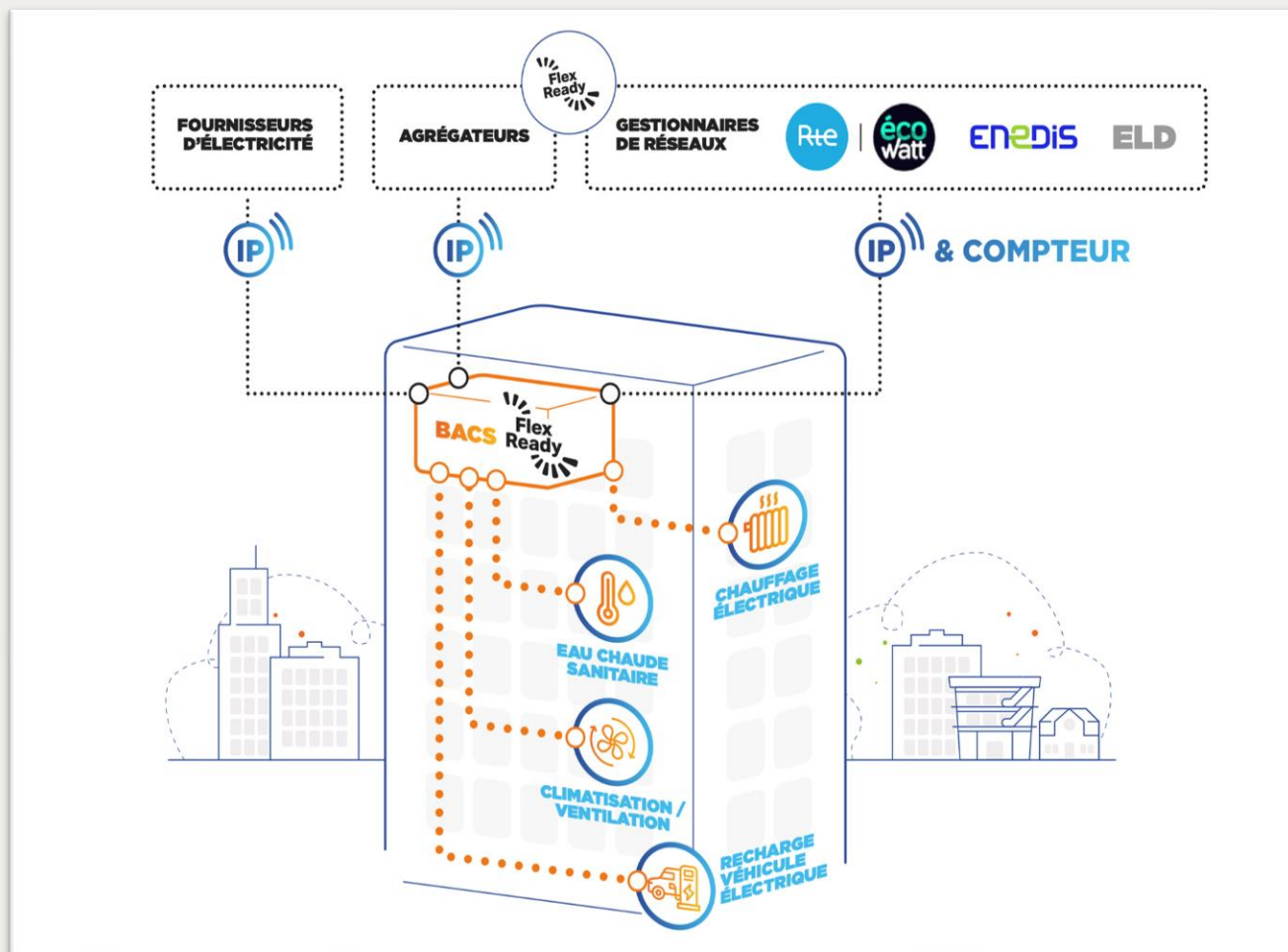
Identifier la capacité d'un système de pilotage à :

1. Piloter **automatiquement** au **quotidien** les usages à l'échelle du bâtiment (CVC, ECS, IRVE ...) en tenant compte du **prix de l'électricité** ou d'une **rémunération complémentaire**, garantissant une optimisation de la consommation quotidienne d'électricité finale,
2. Activer sur **requête spécifique** de flexibilité dite explicite **une modulation ponctuelle** coordonnée des usages à l'échelle du bâtiment, et ce sans installation de matériel supplémentaire autre que le système de pilotage du bâtiment,
3. Interpréter des **signaux en provenance des gestionnaires de réseaux électriques**, permettant par exemple la sauvegarde du système en cas d'EcoWatt rouge.

Flex Ready®, la marque collective des filières de la flexibilité



Un standard de données et de communication pour les systèmes de pilotage du bâtiment (GTB/EMS) dans le but de faciliter le placement de la consommation électrique au moment de la journée où l'électricité est abondante et décarbonée.



- 1 La puissance maximum instantanée (en kW)**
Réception-émission
- 2 Le prix de l'électricité (en €/kWh)**
Réception
- 3 La puissance souscrite (en kVA)**
Réception
- 4 L'empreinte carbone de l'électricité (en $t_{eq. CO_2}/kWh$)**
Réception
- 5 L'horloge : au pas de temps (15 min minimum)**
Réception-émission

ARCHITECTURE ACTUELLE FLEX READY®

Versioning :

- Version pilote → **juin 2025**
- Version 1 → S1 2026

1. Guide d'application Flex Ready® :

- Objectif & contexte de la marque
- Processus de candidature

2.1 Règlement d'usage Flex Ready

2.2 Principes de gouvernance du CdS

3. Conditions d'utilisation et de promotion de Flex Ready

4.1 Référentiel Systèmes de pilotage

4.2 Référentiels BACS

5. PV D'auto-déclaration

6. Attestation de conformité

7. Liste des acteurs conformes



Architecture en tiroir pour permettre l'ajout d'autres briques référentiels dans les prochaines versions :

- Extension des produits et services concernés (IRVE, etc)
- Pratiques Flex Ready (ex: recommissionnement, contrats de flexibilité normalisés, etc)

ARCHITECTURE ACTUELLE FLEX READY®

Versioning :

- Version pilote → **juin 2025**
- Version 1 → S1 2026

1. Guide d'application Flex Ready® :

- Objectif & contexte de la marque
- Processus de candidature

2.1 Règlement d'usage Flex Ready
2.2 Principes de gouvernance du CdS

3. Conditions d'utilisation et de promotion de Flex Ready

4.1 Référentiel Systèmes de pilotage
4.2 Référentiels BACS

5. PV D'auto-déclaration

6. Attestation de conformité

7. Liste des acteurs conformes



Documents disponibles sur le site de Think Smartgrids



Architecture en tiroir pour permettre l'ajout d'autres briques référentiels dans les prochaines versions :

- Extension des produits et services concernés (IRVE, etc)
- Pratiques Flex Ready (ex: recommissionnement, contrats de flexibilité normalisés, etc)

Ils se sont lancés :

Les premiers projets pilotes Flex Ready® :



Kergrid

Gestionnaire du bâtiment



Intensity

Gestionnaire du bâtiment



Fournisseur de GTB



Agrégateur financier



Agrégateur technique



Fournisseur de GTB



Agrégateur technique

Le Tour de France de Flex Ready®

Acteurs présents :

- Fournisseurs
- Agrégateurs
- Fabricants
- Développeurs
- Intégrateurs
- Gestionnaire de site
- Propriétaires de foncier
- Agences de développement
- Pôles de compétitivité
- GRT & GRD
- Financeurs

Et bien d'autres



Le Tour de France de Flex Ready®



***Vous souhaitez y
participer ?***

Inscription gratuite mais obligatoire

Conclusions

- **Think Smartgrids** se positionne en acteur clé des **smartgrids** et de la **flexibilité** :
 - Volet international
 - Volet territorial
 - Volet technique
- Des **gisements économiques** de flexibilité existent et sont d'ores et déjà **exploitables**
- Les **solutions techniques** existent aujourd'hui, notamment dans le secteur **industriel**
- **Flex Ready®** se positionne en accélérateur de la flexibilité dans le **tertiaire** en permettant des échanges standardisés entre :
 - Le bâtiment et ses usagers
 - Son fournisseur d'énergie
 - Son opérateur d'effacement

Conférence du Comité National Français La flexibilité de la demande et ses gisements

Merci de votre attention



cigre

For power system expertise



FRENCH SOLUTIONS FOR SMARTGRIDS

Titouan CHILOU

+33 (0)6 51 9 09 90

titouan.chilou@thinksmartgrids.fr

contact@thinksmartgrids.fr

Conférence du Comité National Français

Mécanismes et différents assets de la flexibilité

Marion Perrin (EnergyPool)



cigre

For power system expertise

Bâtiment Gaston Berger - INSA Lyon
16 octobre 2025

POURQUOI LA FLEXIBILITÉ ? QUELLES OPPORTUNITÉS ?

LA FLEXIBILITÉ DE CONSOMMATION ÉLECTRIQUE

UN NOUVEAU LEVIER D'ÉQUILIBRAGE AU SERVICE DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE

UN IMPÉRATIF



Production = Consommation

Équilibrer en continu le système électrique

Notamment lors des pointes de production et/ou de consommation

AVANT



Les centrales de production étaient le seul levier d'ajustement

AUJOURD'HUI

Les sites de consommation et de production peuvent participer à l'équilibrage en **valorisant leur flexibilité**

De quelques centaines de kW à plusieurs MW flexibles



Consommation
Procédés industriels, chauffe-eau, CVC, groupes froid, ...



Batteries / stockage



Production décentralisée
(groupe électrogène, cogénération, photovoltaïque...)

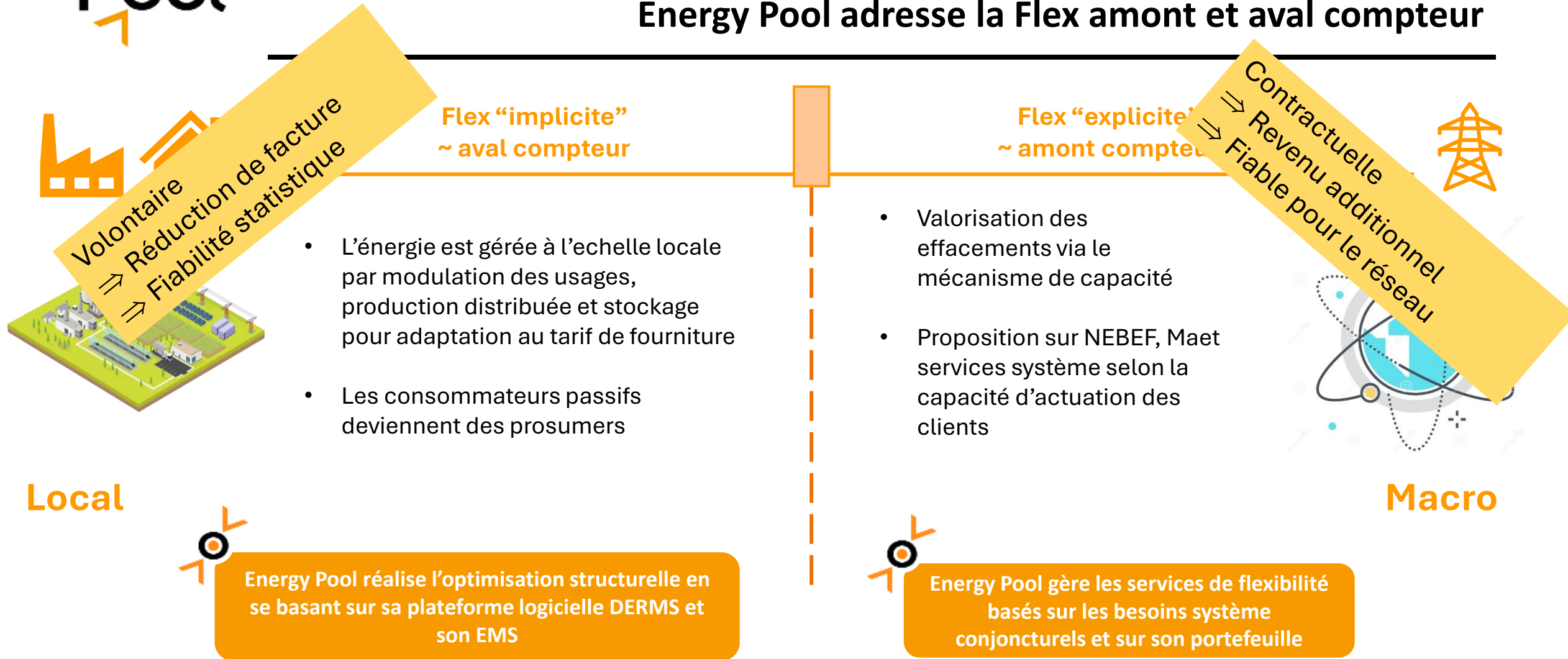
RTE met en avant plusieurs ordres de grandeur et défis pour les décennies à venir :

- L'augmentation de la part des énergies variables (éolien, solaire) accroît les besoins de flexibilité pour sécuriser l'équilibre.
- RTE estime que les flexibilités (effacement, modulation de la demande, stockage) pourraient réduire la marge de sécurité nécessaire du système d'environ 5 GW.
- ***Pour 2035, l'objectif est de disposer d'environ 6,5 GW de capacités d'effacement et de modulation de consommation.***
- RTE envisage aussi que le pilotage de la recharge des véhicules électriques (avec une proportion significative en mode pilotable) participe à la flexibilité.
- ***En complément, plusieurs gigawatts de capacités de stockage (batteries, autres technologies) devront être déployés pour contribuer à la flexibilité.***
- Dans la configuration de référence du bilan, les puissances maximales effaçables et modulables de la demande à l'horizon **2035** seraient de l'ordre de **30 GW**.
- À plus long terme (vers **2050**), cette capacité pourrait monter jusqu'à **~ 44 GW** selon les scénarios les plus optimistes.



FLEXIBILITÉ: OPTIMISATION LOCALE VS AJUTEMENT À L'ECHELLE SYSTÈME

Energy Pool adresse la Flex amont et aval compteur





PICS DE CONSO D'HIVER

- > Mécanisme de capacité
- > Complément de rémunération par l'AO Effacement ou l'AO Flexibilités Décarbonées



EQUILIBRES ENTRE ACHATS ET VENTES

- > Achat/vente d'électricité : Day-Ahead et Intraday
- > Achat/vente d'effacement *NEBCO (baisse et hausse de consommation)*
- > Gestion des écarts

EQUILIBRAGE

Production = Consommation



MOYENS DE RTE : CONTRACTUALISATION AVEC ACTIFS FLEXIBLES

- > **R1/FCR**: engagements bidirectionnels, réactivité immédiate selon fréquence
- > **R2/aFRR**: asymétrique, réactivité en quelques secondes et montée en 5min
- > **R3/mFRR & MA**: asymétrique, délai de prévenance 13 min et plus

Et maintenant mFRR baisse lors des moments de sur-production



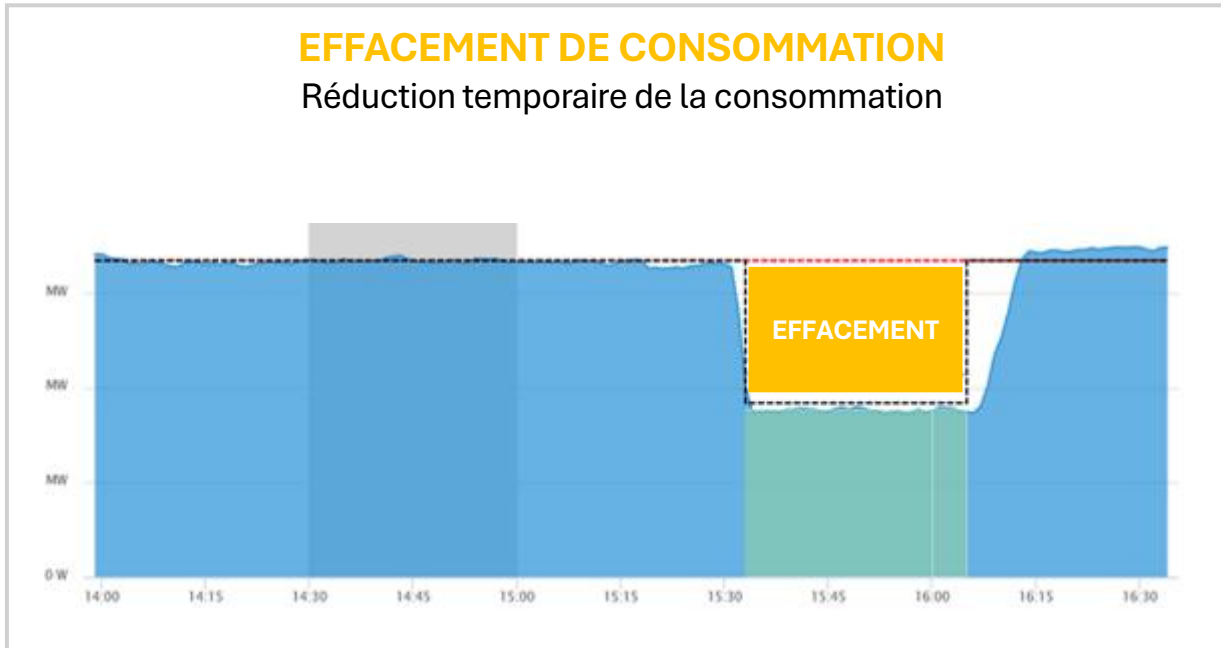
SUR-PRODUCTION ENR

LA FLEXIBILITÉ DE CONSOMMATION ÉLECTRIQUE

COMMENT CETTE FLEXIBILITÉ PARTICIPE À L'ÉQUILIBRAGE

EFFACEMENT DE CONSOMMATION

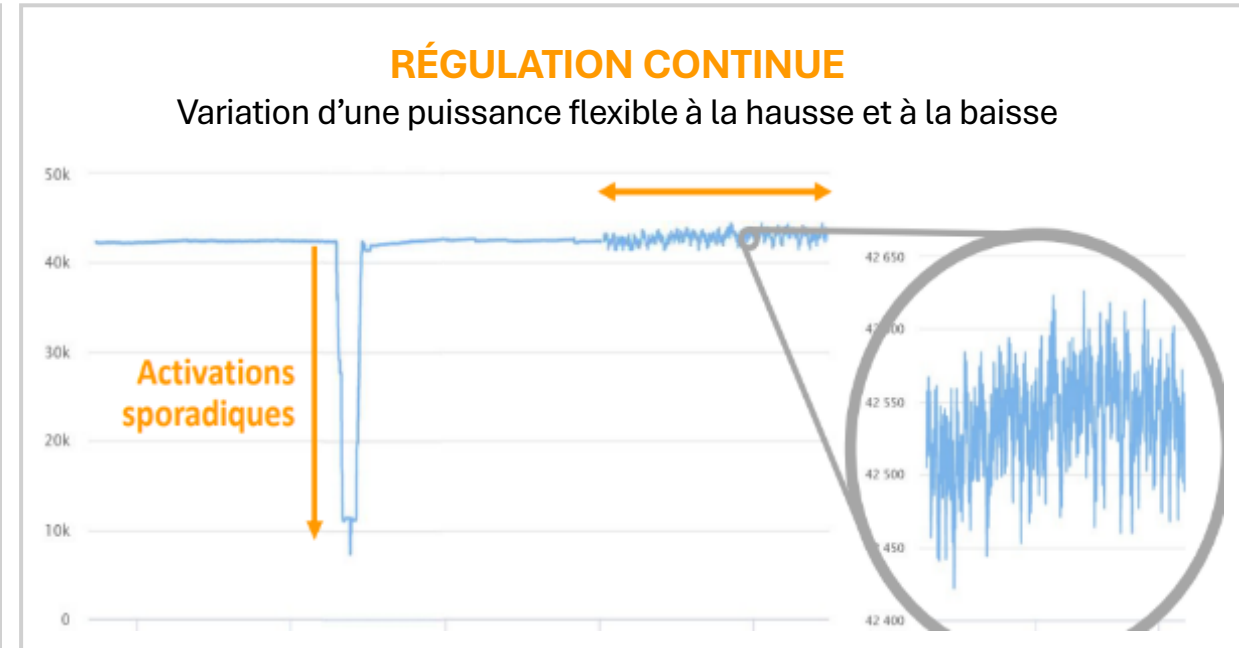
Réduction temporaire de la consommation



Equipements : CVC, groupes froid, fours, broyeurs
→ mFRR/MA/NEBEF

RÉGULATION CONTINUE

Variation d'une puissance flexible à la hausse et à la baisse



Equipements : batteries, électrolyses
→ R1/FCR et R2/aFRR



Il est possible d'avoir **plusieurs puissances différentes** pour un même actif en fonction du mécanisme (FCR, aFRR, mFRR, MKP, ...)

OFFRES ENERGY POOL POUR VALORISER LA FLEXIBILITÉ

LA RÉMUNÉRATION DES ACTIFS

OFFRE DE BASE

MÉCANISME DE CAPACITÉ ET AOE/AOFD

Rémunération capacitaire
de la puissance flexible



MÉCANISME D'AJUSTEMENT (MA) ET NEBEF/NEBCO

Rémunération de l'énergie, avec des activations
compatibles avec les possibilités de l'actif
(nbre, heures et énergie)

OFFRES COMPLÉMENTAIRES SELON CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES

OPTIMISATION MULTI-MARCHÉS

SPOT Day-Ahead et Intraday

- > Optimisation des achats en Day-Ahead
- > Activation selon opportunités en Intraday

R3/mFRR

- > Rémunération capacitaire sur les AO journaliers ou sur les AO annuels
- > Rémunération énergie sur le MA

R2/aFRR

- > Rémunération capacitaire selon la puissance disponible en J-1
- > Rémunération énergie sur l'activation avec des prix définis avec le client

R1/FCR

- > Rémunération capacitaire selon la puissance disponible en J-1
- > Rémunération énergie selon le prix SPOT

LA FLEXIBILITÉ DE CONSOMMATION ÉLECTRIQUE

DEUX TYPES DE RÉMUNÉRATION

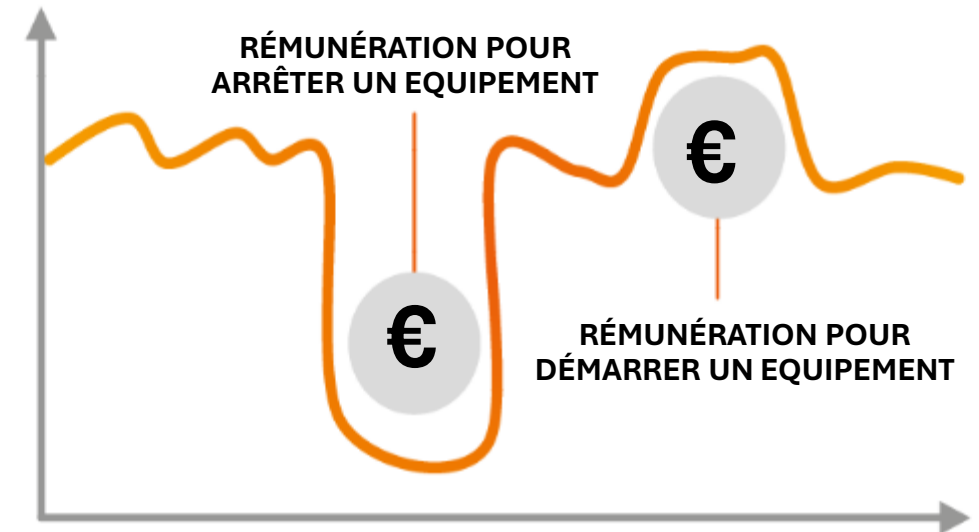
RÉMUNÉRATION FIXE

Capacité « théorique » mise à disposition
indépendamment de la sollicitation réelle



RÉMUNÉRATION VARIABLE

- > Pour l'énergie réellement modulée
- > Et en fonction de vos possibilités (physique et business)



QUELLES OFFRES POUR VALORISER LA FLEXIBILITÉ?

MAXIMISER LES REVENUS TOUT EN PRENANT EN COMPTE LES CONTRAINTES TECHNIQUES

	Mécanisme de Capacité/ Appel d'Offre Effaçement/Flexibilité Décarbonée	NEBCO (01/09/2025)	Mécanisme d'Ajustement (MA)	R3/mFRR	R2/aFRR	R1/FCR
Type de service fourni Capacité = Engagement sur la disponibilité Energie = Activation demandée	Engagement à réduire sa puissance consommée en cas de Pics de consommation <i>*Capacité certifié lors de l'enchère PL-1</i>	Energie	Energie	Capacité + Energie	Capacité + Energie	Capacité + Energie
Plage d'engagement	22 jours de pointe (Novembre-Mars) [7h–10h] et [17h–20h]	Blocs d'1h	Libre	Blocs de 24h	Blocs d'1h (Capacité) Blocs de 15Min (Energie)	Blocs de 4h
Direction	MKP et AOE/AOFD sont liés à un engagement sur les mécanismes énergies (ci-contre)	Hausse et Baisse (01/09/2025)	Hausse et Baisse	Hausse (et bientôt Baisse)	Hausse et Baisse	Hausse et Baisse
Délai de prévenance/ de réactivité		J-1 à 19h	15 à 45 minutes	≤ 13 minutes	≤ 300 sec	≤ 30 sec
Puissance minimale du Pool		0,1MW	1MW	10 MW	1 MW	2 MW (+1/-1 MW)
Durée d'activation minimale		1 heure	15 minutes	15 minutes	4 secondes	Bloc de 4h
Durée d'activation maximale		2 heures	2 heures	2 heures	Bloc de 15 minutes	Bloc de 4h

PROCESSUS ET CONTRACTUALISATION

FLEXIBILITÉ CENTRALISÉE

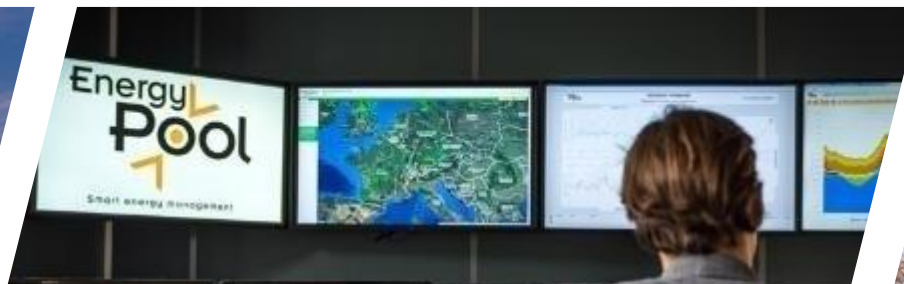
- ⦿ Sites avec flexibilité individuelle suffisante
> 0,1MW (1MW et plus en général)
- ⦿ Contractualisation avec le client flexible **en direct** (mono ou multi-sites)
- ⦿ Responsabilités du **client ou des sites**:
 - > Annoncer les indisponibilités
 - > Suivre l'activation
 - > Permettre ou réaliser la mesure
- ⦿ Responsabilités Energy Pool:
 - > Faire les engagements sur les marchés
 - > Transmettre les informations aux gestionnaires de réseaux
 - > Transmettre le signal de contrôle **à chaque site**
 - > Rémunération du **client ou des sites**

DEUX TYPES DE FLEXIBILITÉ

CENTRALISÉE ET DIFFUSE

FLEXIBILITÉ DIFFUSE

- ⦿ Sites avec flexibilité individuelle insuffisante
< 0,1MW en général
- ⦿ Contractualisation avec un **primo-agrégateur**
- ⦿ Responsabilités du **primo-agrégateur**:
 - > Contractualiser avec chaque site
 - > Gestion de la rémunération avec chaque site
 - > Prévoir les disponibilités
 - > Suivre l'activation globale et la dispatcher
 - > Réaliser les mesures
- ⦿ Responsabilités Energy Pool:
 - > Faire les engagements sur les marchés
 - > Transmettre les informations aux gestionnaires de réseaux
 - > Transmettre le signal de contrôle au **primo-agrégateur**
 - > Rémunération du **primo-agrégateur**



EXEMPLE D'OPÉRATIONS



PLUS GRAND PORTEFEUILLE DE CENTRALES HYBRIDES DE FRANCE

- Energy Pool sélectionné pour opérer et valoriser le plus grand portefeuille de France de centrales hybrides PV + Stockage :

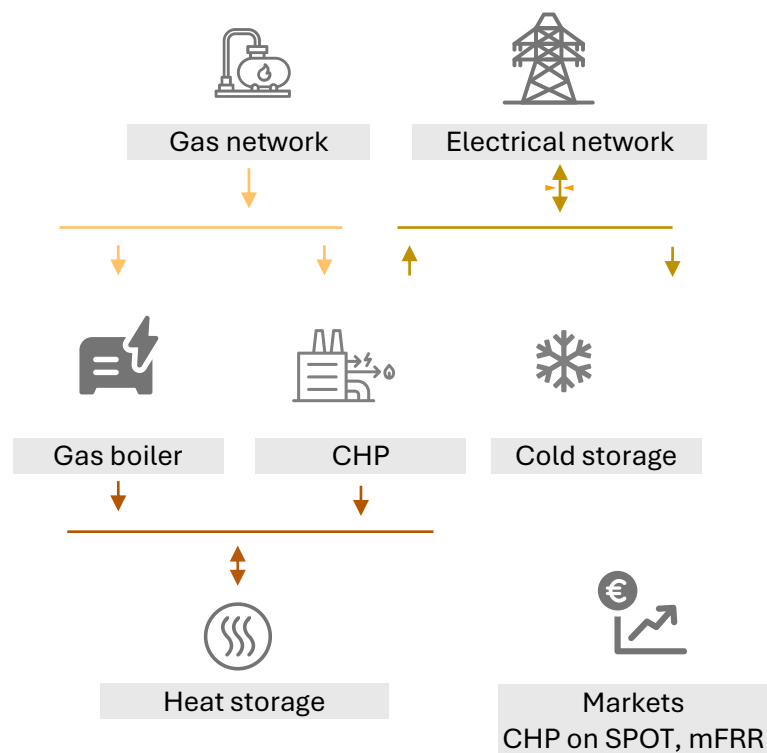
- > **Wholesale markets (SPOT Day-Ahead and Intraday)**
- > **Ancillary services (FCR and aFRR)**
- > **Capacity Market**

Plant	PV	Type of PV valorization	BESS	COD
Gièvres	19 MWp	Contract for Difference	3,75 MW / 4,5 MWh	Existing
Mennetou	8 MWp	Contract for Difference	7,5 MW / 9 MWh	Existing
Saint-Sauveur	/	/	2,5 MW / 2,5 MWh	Existing
Vert	79 MWp	PPA with Orange (PV Magazine)	15 MW / 34 MWh	August 2025
TOTAL	106 MWp		29 MW / 49 MWh	

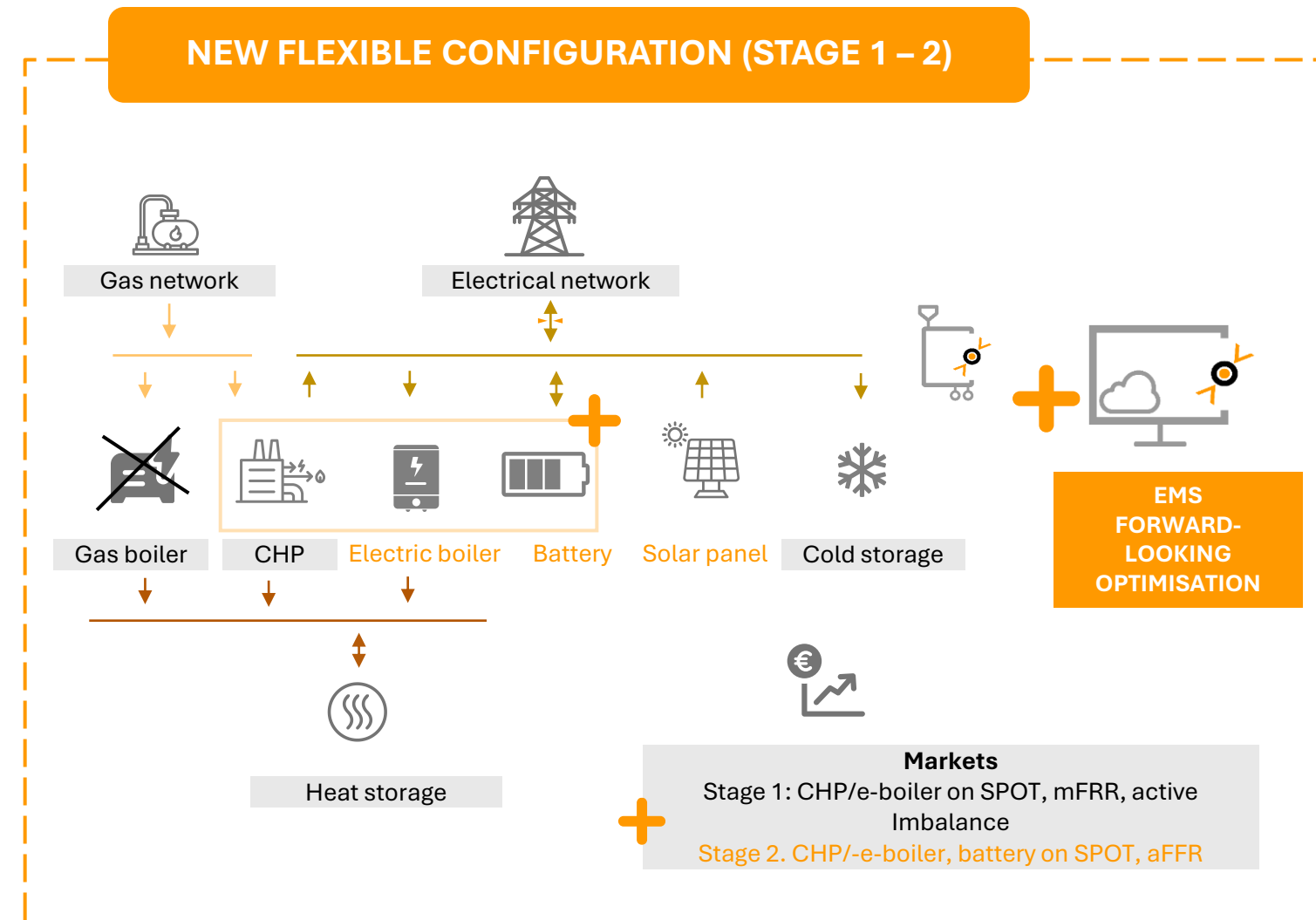
- 2 entités de réserve:

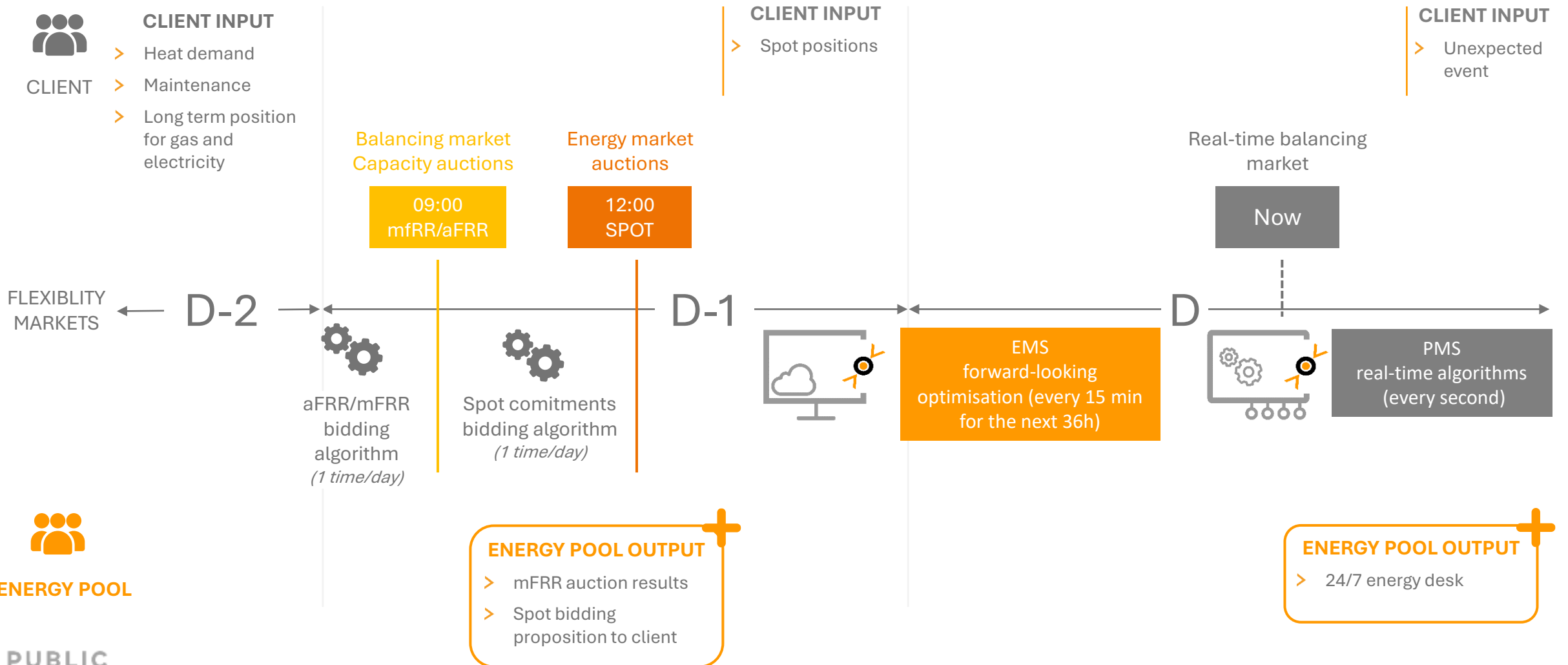
- > EDR1: pool Gièvres/Mennetou/Saint-Sauveur
- > EDR2: Vert

INITIAL CONFIGURATION BEFORE EP



NEW FLEXIBLE CONFIGURATION (STAGE 1 – 2)







15 ans d'expérience dans la gestion de la flexibilité et sur les marchés de l'énergie



100 M€ de CA
Croissance (>40%/an)



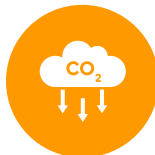
>400 collaborateurs
Dans plus de **15 pays**



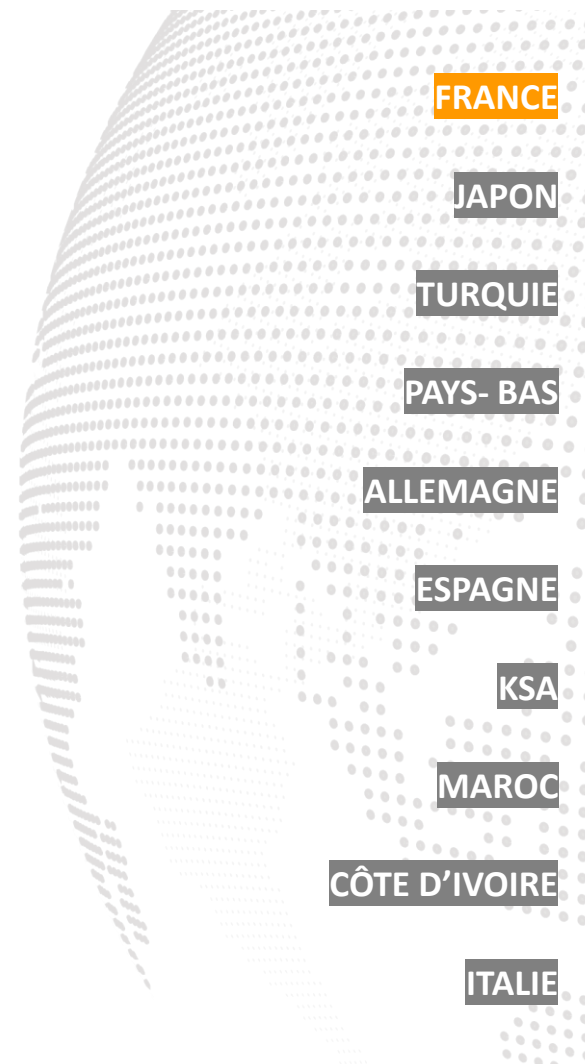
8000 actifs gérés
par nos centres d'opérations
9 GW de capacité en opération



PARTENAIRE DE CONFIANCE
de nombreux acteurs du
secteur de l'énergie



> 2 MILLIONS de tonnes
de CO₂ évitées/an



15 ANS D'EXPÉRIENCE EN ENERGY MANAGEMENT

DU DEMAND RESPONSE À LA GESTION INTÉGRÉE DES SYSTÈMES ÉNERGÉTIQUES

DÉVELOPPEMENT

Entreprise fondée
par **Olivier Baud**



Des revenus stables au Japon et en Turquie, avec la
création d'entités légales dans les deux pays.



TEPCO rejoint
l'actionnariat d'EP Japan

Création d'EP GmbH
en Allemagne

Création de PE aux Pays-
Bas et en Belgique, en
Arabie Saoudite et en Côte
d'Ivoire.

2009 2010 2012 2013 2014 2015 2017 2018 2019 2020 2021 2023/2024

LANCEMENT EN TANT QU'OPÉRATEUR
D'EFFACEMENT



AGRÉGATEUR DE
FLEXIBILITÉ



UNE ENTREPRISE EN FORTE
CROISSANCE (>40% PAR AN)



UN GESTIONNAIRE INTÉGRÉ DES
SYSTÈMES ÉNERGÉTIQUES

SUCCÈS

Pionnier du marché
de la réponse à la
demande d'électricité
en France

1ère opération de
réponse à la
demande en
France

Première opération de régulation
de la fréquence du réseau
électrique

Projet de réponse à la
demande industrielle
au Japon

Première opération de mise en
commun de plusieurs sites pour la
régulation de la fréquence

Première monétisation de la
flexibilité des batteries

Première
exploitation d'un
micro-grid

> Première mise en service de
l'aFRR
> Instrumentation de 3 micro-
réseaux dans le Pacifique
> Première monétisation de la
flexibilité de l'électrolyse H2.



CONCEVOIR

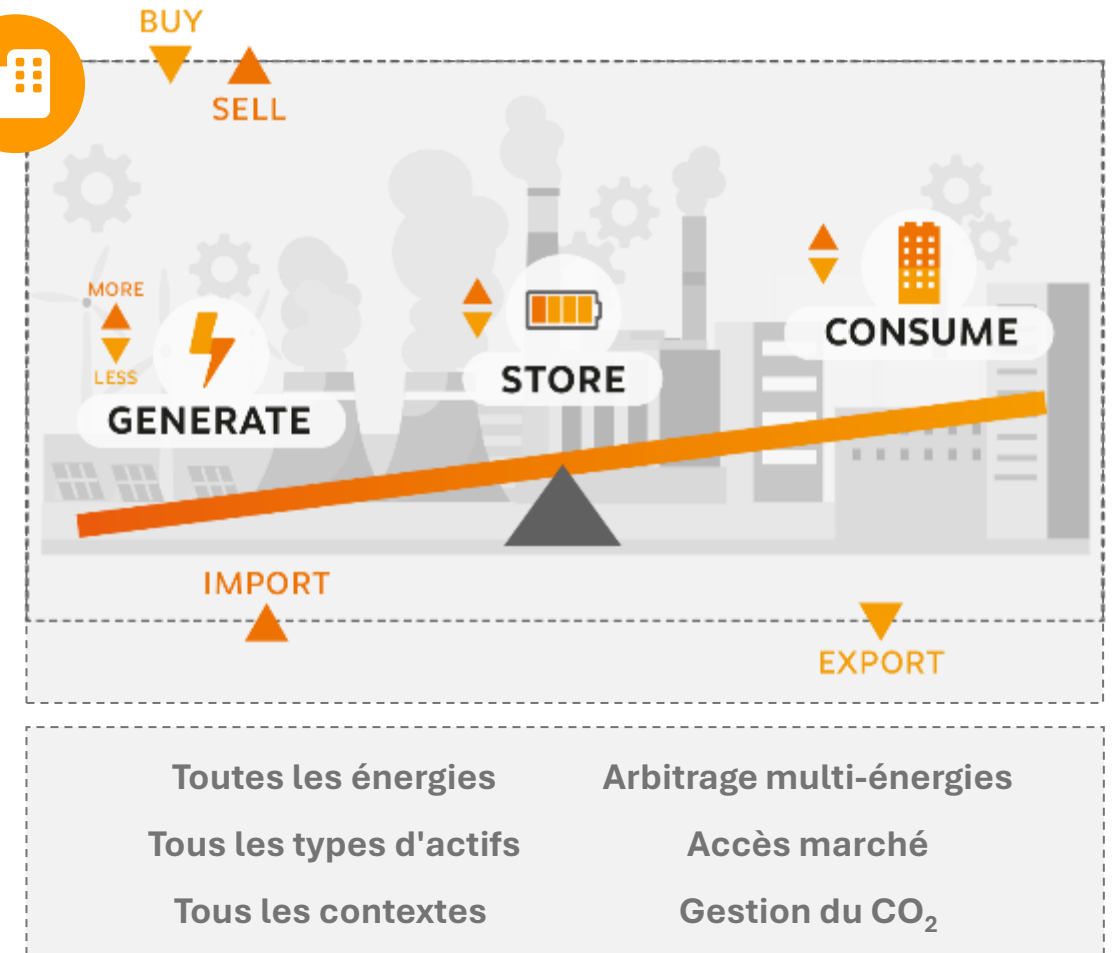
CONSEIL ET INGÉNIERIE POUR LA
DECARBONATION DES INDUSTRIES

OPTIMISER

SOLUTIONS DE MANAGEMENT
ET D'OPTIMISATION DE L'ÉNERGIE

OPÉRER

VALORISATION DE FLEXIBILITÉS
ET OPÉRATIONS DE MARCHÉ



UNE EXPÉRIENCE INTERNATIONALE AVEC DES ACTEURS INFLUENTS DU SECTEUR DE L'ÉNERGIE





ENERGY POOL HQ - FRANCE

20 rue Lac Majeur
Parc Ouragan – Bât. C
BP 90324
73377 Le Bourget-du-Lac Cedex
+33 (0)4 88 13 16 60

RÉBECCA MERLET

06 30 42 19 96

REBECCA.MERLET@ENERGY-POOL.EU



energy-pool.eu

Le moment des questions/réponses



Conférence du Comité National Français
Table Ronde sur le Thème:
**Résilience, durabilité environnementale et ressources d'un système électrique adapté
aux transitions énergétique et numérique**

Modérateur: Yannick Rest (GIMELEC)

Rodolphe de Beaufort (GIMELEC)

Solène Laurent (GE Vernova)

Emeline Cauras (RTE)

François Trichon (Schneider Electric)

Marcela Mantilla (CIGRE SC C3)



cigre

For power system expertise

Bâtiment Gaston Berger - INSA Lyon
16 octobre 2025

Intervenants :



Rodolphe de Beaufort
(GIMELEC)

Délégué Général Adjoint



Solène Laurent
(GE Vernova)

Cheffe de Groupe R&D
Ecodesign – Power Transmission



Emeline Cauras
(RTE)

Responsable Pôle Achats
Auvergne Rhône Alpes



François Trichon (Schneider
Electric)

Standardisation leader sur les
normes d'appareillage haute
tension, les fluides isolants et la
maintenance prévisionnelle



Marcela Mantilla
(RTE)

Conseillère en durabilité et
affaires industrielles
européennes

Modérateur :



Yannick Rest
(GIMELEC)

Directeur Marketing Technique

Conférence du Comité National Français

Résilience : facteurs géopolitiques et technologiques

Rodolphe de BEAUFORT



cigre

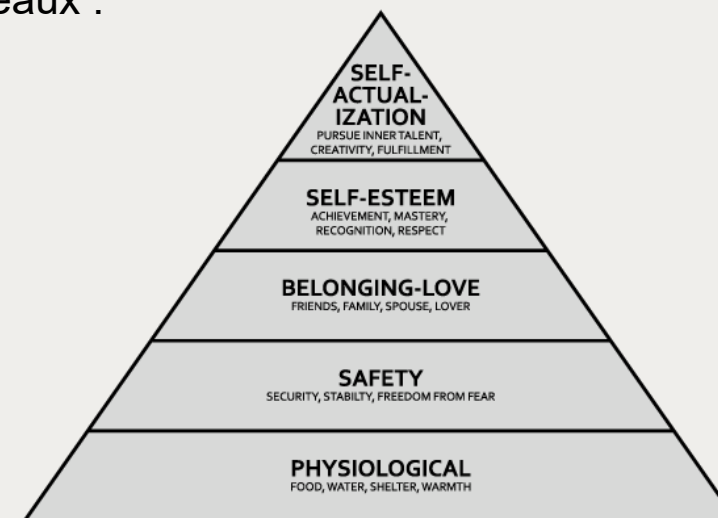
For power system expertise

Bâtiment Gaston Berger - INSA Lyon
16 octobre 2025

Resilience des Réseaux Électriques : pourquoi ?

La disponibilité des Réseaux Electriques est essentielle : la résilience face aux risques en est la base

- ☐ Les réseaux électriques sont systémiques pour tous les autres réseaux :
 - ☐ Relais Télécoms
 - ☐ Chaudières et réseaux de Gaz
 - ☐ Distribution d'Eau
 - ☐ Pompes à carburant
 - ☐ Systèmes de paiement et distribution de billets
 - ☐ ...
- ☐ La résilience des Réseaux Electriques doit se penser face :
 - ☐ Au vieillissement des infrastructures
 - ☐ Au changement climatique (tempêtes, chaleurs...)
 - ☐ A la solidité des chaines d'approvisionnement
 - ☐ Antitipation des besoins du reseau de demain
 - ☐ A l'intégration des des nouveaux usages de l'électricité (data centers, IRVE, ENR...)



Mais de nouveaux risques apparaissent, liés à l'évolution technologique et au contexte géopolitique

De nouveaux risques à prendre en compte

Contexte géopolitique

« Il est indispensable **que la Nation tout entière se mobilise** [d'ici 2030]... cela passera par **un renforcement de la résilience de la France** »

« Les réseaux vitaux pour la Nation doivent fonctionner en permanence, s'il le faut en mode dégradé et pour les usages prioritaires. Il s'agit ainsi d'assurer **la disponibilité, sans aucune discontinuité**, des réseaux de télécommunication civils (...), des **réseaux de distribution d'énergie** et d'eau potable»

« Il s'agit ensuite de **sanctuariser les approvisionnements critiques.** »

Source : *Revue Nationale Stratégique 2025 du Secrétariat Général de la Défense et de la Sécurité Nationale*

<https://www.sgdsn.gouv.fr/publications/revue-nationale-strategique-2025>



De nouveaux risques à prendre en compte

Enjeux Technologiques

- ❑ Attaques physiques des infrastructures de réseaux :
 - ❑ En Ukraine, les **Postes Electriques**, en particulier les GIS sont des cibles de choix pour **les drones militaires** pour interrompre l'accès électrique à une région,
 - ❑ En France, Nice 2025 : **incendie volontaire** d'un **transformateur électrique** : 45.000 personnes affectées
 - ❑ En France, Cannes 2025 : trois des quatre piliers d'un **pylône de la ligne à haute tension** alimentant la ville **ont été sciés** : 160 000 personnes affectées

- ❑ Attaques cyber d'infrastructures énergétiques :
 - ❑ **Ukraine 2024** : Le CERT ukrainien (CERT-UA) a décrit une cyber attaque qui a ciblé en mars 2024 une vingtaine d'entreprises des secteurs de l'énergie ([source](#))
 - ❑ **États-Unis – 2021** : Une attaque par ransomware a visé Colonial Pipeline, provoquant des pénuries de carburant



Cas d'étude : surface d'attaque des onduleurs PV

- ❑ Une étude de [Solar Power Europe](#) qualifie le risque lié aux onduleurs comme un **risque systémique pour la stabilité du réseau**, résultant de leur connectivité croissante, de leur dépendance logicielle et de leur exposition aux cyberattaques
- ❑ Alors que plus de **200GW de PV sont raccordés en UE avec des onduleurs asiatiques** (+80% de part de marché), une étude de DNV confirme qu'une compromission de seulement **3GW suffirait à provoquer un black-out global**.
- ❑ Les risques sur les onduleurs sont représentatifs de ceux généralement constatés pour les appareils technologiques distribués (batteries, véhicules électriques, électrolyseurs...)



Connectivité des Onduleurs

- ❑ Les onduleurs sont souvent **connectés à internet et au Cloud du constructeur** pour supervision et mise à jour : ils sont donc pilotables à distance par des entités tierces des opérateurs français.
- ❑ L'Estonie a passé une loi visant à **interdire ces connexions**, le European Solar Manufacturing Council réclame des mesures en Europe.

Faibles cyber logicielles et matérielles

- ❑ Les logiciels embarqués et leur mise à jour impliquent des risques de « **back-door** ».
- ❑ [Reuters](#) rapporte la **découverte de modules de communication non documentés** dans certains onduleurs et batteries chinois, d'après des fuites au sein du ministère américain.
- ❑ Le sujet n'est pas encore documenté en Europe publiquement.

Conclusion / Messages clés

- ❑ La sécurité et la résilience des réseaux électriques et plus largement du système électrique est un enjeu de souveraineté.
- ❑ Les investissements cyber et de résilience physiques sont encore trop restreints, en particulier hors du scope régulé des Opérateurs Réseaux
- ❑ Les réglementations cyber génériques (NIS2, CRA) amélioreront le niveau moyen des produits européens mais n'apporteront pas forcément de garanties (audits logiciels et matériels tiers) pour des matériels critiques et/ou conçus et fabriqués hors UE.
- ❑ Une maîtrise du design et de l'approvisionnement et de la maintenance digitale des composants clés du système électrique est cruciale à partir du moment où leur diffusion devient généralisée (HVDC, transformateurs, automates, onduleurs, SCADA, véhicules électriques V1G/V2G, électrolyseurs...)



Conférence du Comité National Français

Réduire l'empreinte environnementale du matériel via l'ACV et l'éco-conception

Solène Laurent – GE VERNOVA



cigre

For power system expertise

Bâtiment Gaston Berger - INSA Lyon
16 octobre 2025

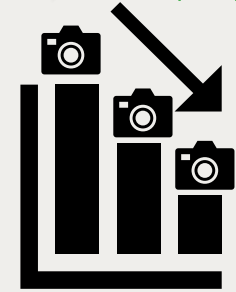
Empreinte environnementale, ACV, Eco-conception : de quoi parle-t-on?



ACV



Eco-conception



➤ Mesurer l'empreinte environnementale

- ACV = Analyse de Cycle de Vie
- Multi-étapes & Multi-indicateurs (anticiper les transferts de pollution)
- Normalisée (ISO)
- Méthodes de calculs scientifiques

MAIS

- Plusieurs sources : bases de données & facteurs d'émissions
- Plusieurs référentiels sectoriels & communications

➤ Minimiser et réduire l'empreinte environnementale

- Démarche d'amélioration continue
- Processus itératif
- Multi-critères
- Approche collaborative

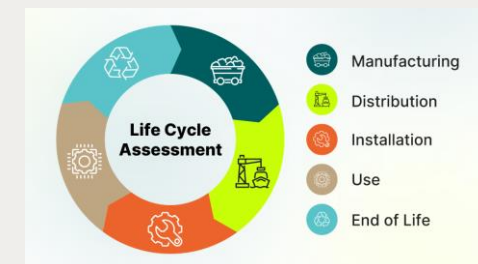


Illustration du Cycle de Vie – source GE VERNOVA

L'ACV et l'éco-conception au sein de GE VERNOVA



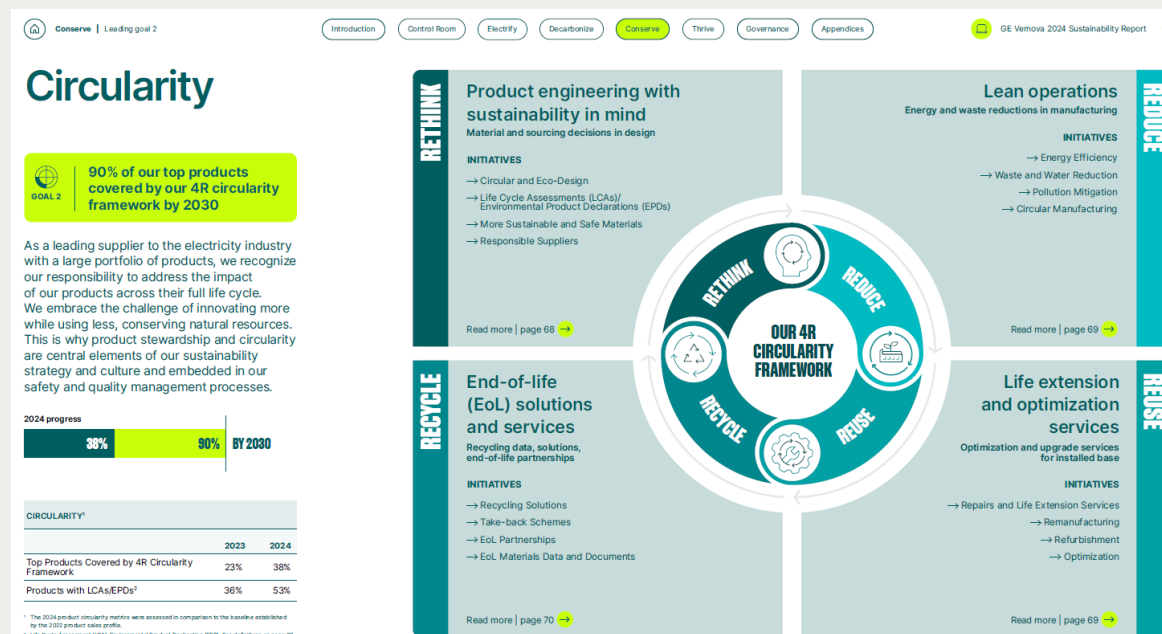
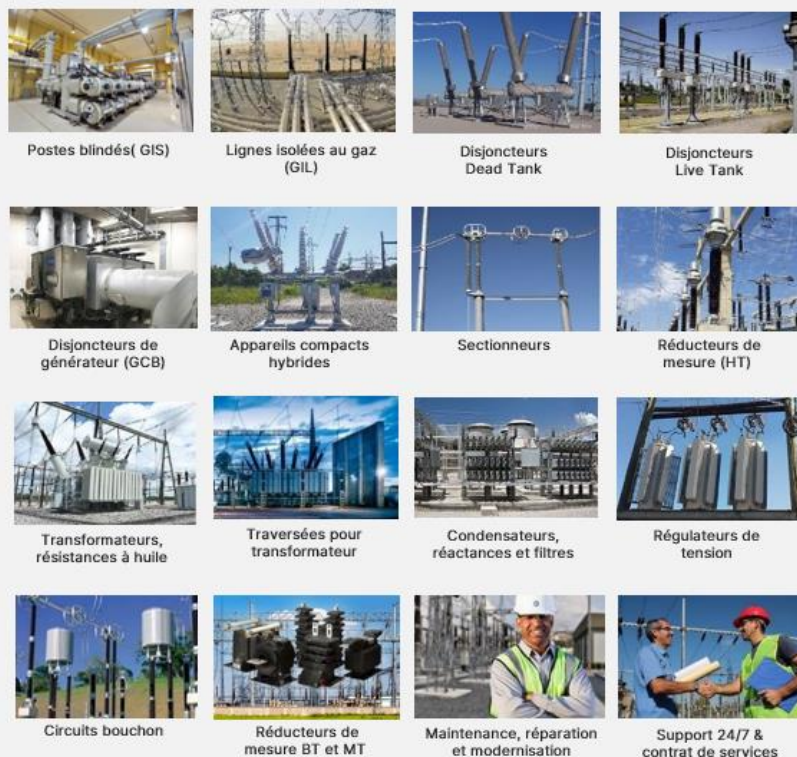
➤ Les appareils « Power Transmission » ➤ 4R circularity framework

- Des produits complexes et variés

L'ACV et l'éco-conception comme point de départ pour :

- repenser les produits
- contribuer à l'atteinte des objectifs de circularité

PORTFOLIO



Extrait du rapport "Sustainability Report 2024", p.65,
<https://www.governova.com/sustainability/control-room>

Un exemple d'éco-conception : les disjoncteurs SF₆ free

COMPARISON BETWEEN

SF₆ 145 kV 40 kA GIS



g³ 145 kV 40 kA GIS



- 1,000+ parts modeled
- ENTSO-E mix grid considered
- Focus on climate change impact

CIGRE 2023 - Paper #129: Investigating Contribution Pathways Towards Global Net-Zero using Life Cycle Assessment



Hotspot identification



1. Gas (SF₆)

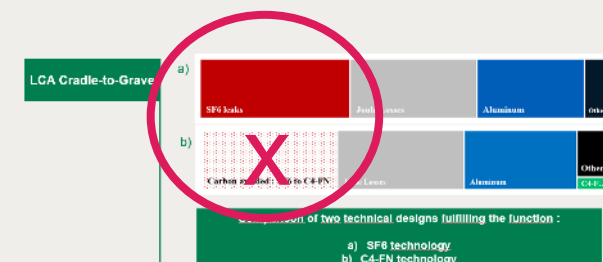
2. Aluminum

Ecodesign levers definition

1. Gas change

2. Alternative material

Action



1. Move from SF₆ to SF₆-free technology

2. Introduce low-carbon material

Conférence du Comité National Français

Achats responsables et résilients : intégrer la durabilité dans les chaînes d'approvisionnement

Emeline CAURAS



cigre

For power system expertise

Bâtiment Gaston Berger - INSA Lyon

16 octobre 2025

La nouvelle politique achats RTE doit permettre de répondre aux différents volets stratégiques du SDDR

➤ Une nouvelle politique achats signée en 2024

Des achats performants et décarbonés au service de la souveraineté industrielle

Pour sortir des énergies fossiles et réindustrialiser le pays, RTE doit tripler ses investissements en 5 ans. La Direction Achats rend possible ce changement d'échelle en garantissant la compétitivité, la durabilité et la maîtrise stratégique et industrielle de nos achats.

Les fondamentaux pour conduire nos activités

- Respecter une déontologie exemplaire
- Mettre systématiquement en concurrence à partir d'une prescription standardisée
- Elaborer et piloter des marchés pour maximiser la performance globale dans la durée
- Faire émerger et sélectionner des offres compétitives dans une vision « coût complet »
- Systématiser l'intégration de critères RSE dans les consultations
- Maintenir une vigilance permanente sur les conditions de travail et de sécurité

Mobiliser l'écosystème fournisseurs autour du défi des investissements

- Sécuriser les approvisionnements en s'assurant de la disponibilité de l'offre fournisseur par des marchés adaptés aux évolutions du monde industriel
- Faire de nos fournisseurs les partenaires de nos trajectoires d'investissements en leur donnant de la visibilité, au travers de contrats longs et d'engagements réhaussés
- Calibrer et dérisquer la logistique industrielle associée à nos activités au regard des enjeux de développement et de résilience du réseau

Contribuer activement à la souveraineté industrielle

- Renforcer la résilience de la chaîne de valeur en France et en Europe, en réduisant les dépendances stratégiques
- Ancrer une dynamique d'engagements réciproques permettant le développement de capacités de production de proximité
- Participer activement au renforcement de la filière des réseaux électriques français

Être leader en matière d'achats responsables pour contribuer à une société bas carbone

- Réduire durablement l'empreinte carbone de nos achats et engager avec nous l'ensemble de notre chaîne de valeur
- Contribuer à la structuration d'une filière de transformation et valorisation des déchets en lien avec nos activités
- Poursuivre la réalisation d'achats concourant à la vitalité des territoires (TPE, PME...) et inclusifs (STPA, insertion...)

Politique Achats et Logistique

Xavier PIECHACZYK
Président du Directoire

Thérèse BOUSSARD
Directrice Générale du Pôle Gestion de l'Infrastructure

Clotilde LEVILLAIN
Directrice Générale du Pôle Clients, Conception et Opération des Systèmes

Sophie MOREAU-FOLLENFANT
Directrice Générale du Pôle Transformation, Environnement, Salariés

Thomas VEYRENC
Directeur Général du Pôle Economie, Stratégie et Finances

➤ Empreinte carbone : consommation de ressources minérales X 3 à 5

➤ Passage à l'échelle

➤ Stratégie de la chaîne d'approvisionnement

➤ Acceptabilité des projets
➤ Vitalité des territoires

Un exemple : le recyclage de l'aluminium des câbles aériens déposés du réseau RTE



➤ Une expérimentation concluante avec un câblier

07/11/2023

NATIONAL ENTREPRISE RESPONSABLE

👍 0 🗨️ 0 🔄 2

Câbles aériens en aluminium recyclé : une première pose sur le réseau

Cet été, RTE a pour la première fois expérimenté la pose de câbles électriques aériens composés d'un alliage d'aluminium (almélec) en partie réalisé à partir de matière recyclée. Ces câbles ont été installés dans le département de Maine-et-Loire, sur la ligne 225 kV Cholet-Distré ainsi que sur la ligne à 90 kV Egletons-Naves-Eyrein, dans le département de la Corrèze. Ils ont été fabriqués en utilisant une part de matière issue d'un câble usagé, retiré du réseau RTE en vallée de la Maurienne.



- Sécurité d'approvisionnement
- Intérêt économique
- Meilleure empreinte environnementale
- Gain CO2 (scope 3) : rapport de 1 à 15 (impact carbone aluminium recyclé en France vs aluminium primaire hors France)
- Pas de sous-cyclage de notre aluminium en surplus
- Meilleure traçabilité de la matière



Jusqu'à 30 % d'aluminium recyclé dans les nouveaux câbles (faisabilité technique confirmée sur certaines technologies, passage à l'échelle qui dépend de l'engagement des fournisseurs)



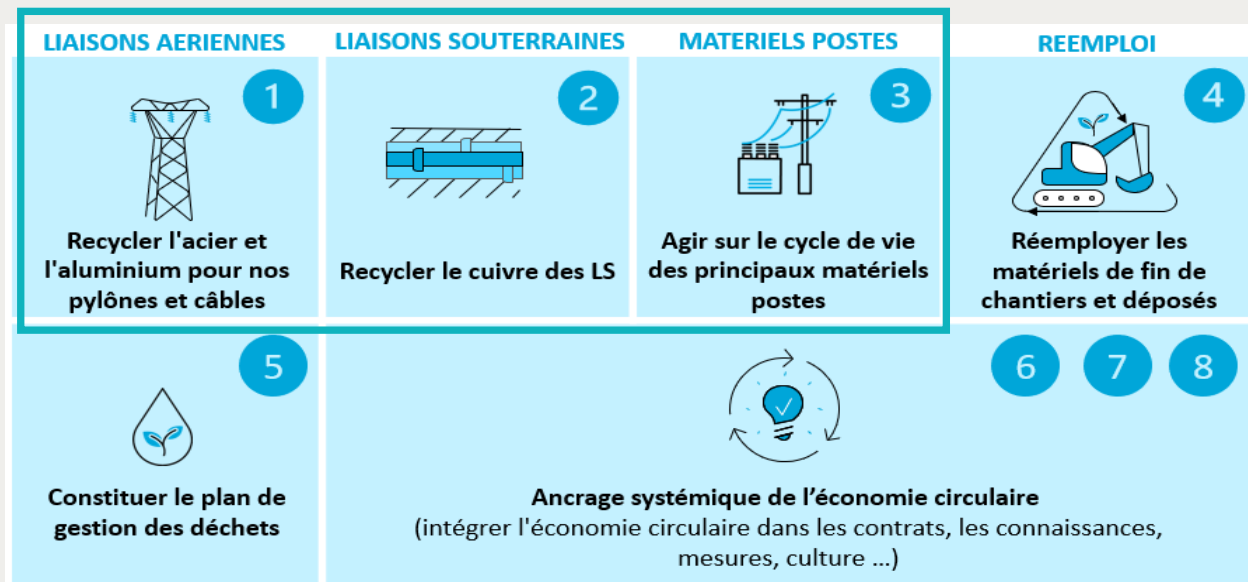
17 000 tonnes d'ici 2030

RTE mobilise d'autres câblers en vue d'un passage à l'échelle

Cible : 30% d'aluminium recyclé dans les nouveaux câbles d'ici 2040

L'enjeu : industrialiser la démarche et rendre plus durable la chaîne d'approvisionnements de RTE

➤ Mettre en mouvement tous les acteurs de la chaîne de valeur Achats



Plan d'actions économie circulaire
RTE

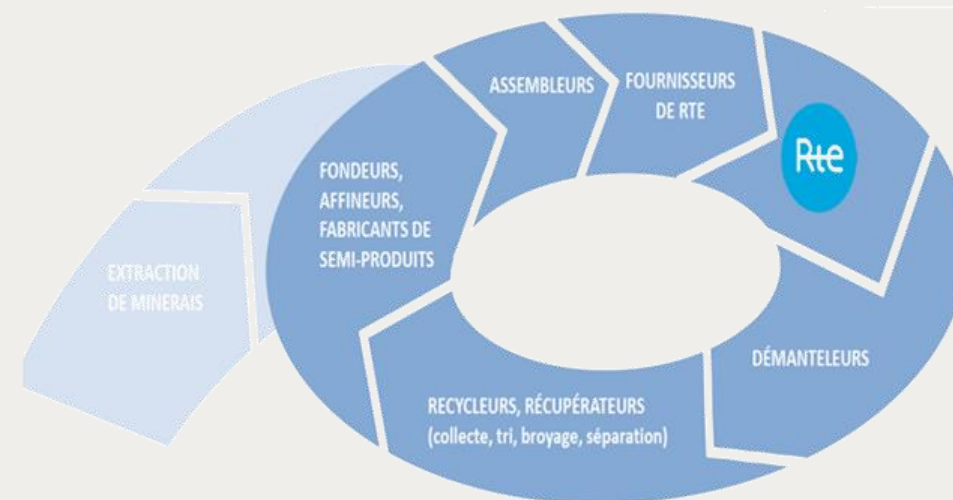


6 expérimentations en cours ou à venir sur le recyclage de l'aluminium, du cuivre et de l'acier (en boucle ouverte et/ ou fermée)



Perspectives 2030

- Cuivre (câbles aériens, souterrains, transformateurs de puissance)
- Acier des pylônes



Conférence du Comité National Français

La résilience vue par les organisations normatives internationales IEC et IEEE

François Trichon

Bâtiment Gaston Berger - INSA Lyon
16 octobre 2025



cigre

For power system expertise

Life Is On

Schneider
Electric

Enjeux climatiques et vulnérabilités



SEG 13 report



IEEE PES TR123

- **définition : Fiabilité versus Résilience**
- **Intensification des événements extrêmes : canicules, inondations, tempêtes, incendies, séismes.**
- **Vulnérabilités des équipements électriques : transformateurs, lignes, postes, câbles.**
- **Risques pour la continuité du service et la sécurité énergétique mondiale.**



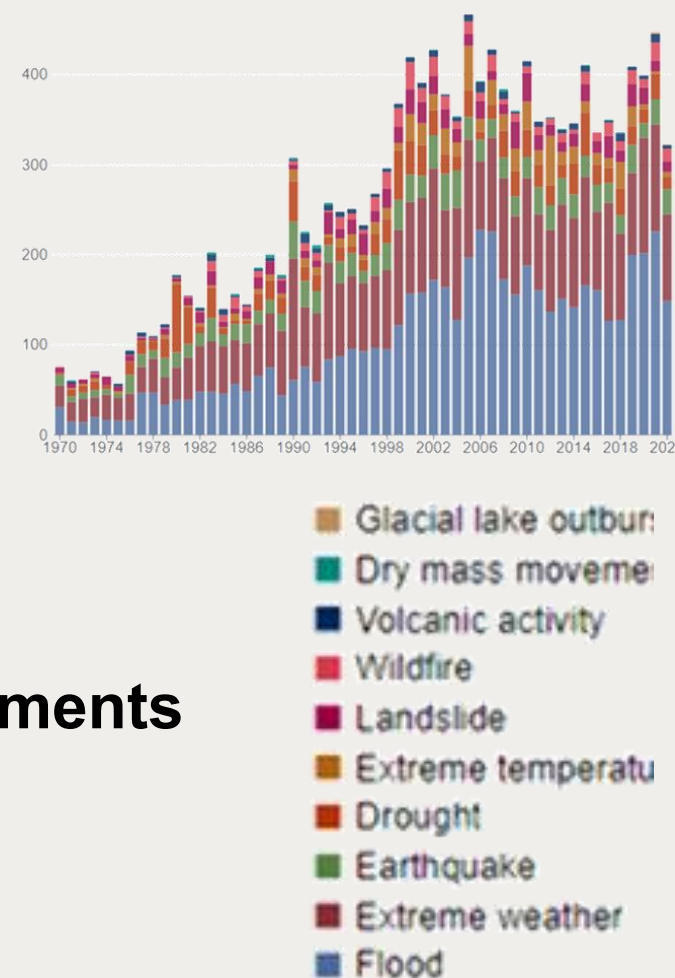
Approches stratégiques



IEEE



- ✓ IEC SEG13 : analyse par type de catastrophe, technologies émergentes (capteurs, IA, UAV, télédétection), recommandations normatives.
- ✓ IEEE PES TR123 : vision systémique, durcissement des infrastructures, résilience multi-niveaux, cadre d'évaluation, priorisation des menaces.
- ✓ Complémentarité : IEC focalisé sur les équipements et la normalisation ; IEEE sur les systèmes, les métriques et les politiques énergétiques.





- ✓ IEC SEG13 : la cybersécurité est un facteur transversal dans la protection des infrastructures critiques.
 - L'IEC a publié des White Papers sur la cybersécurité dans les environnements énergétiques intelligents
- ✓ IEEE PES TR123 : La cybersécurité est considérée comme indissociable de la résilience : un réseau peut être physiquement robuste mais vulnérable aux attaques numériques.
- ✓ Les deux organisations convergent vers une résilience globale : physique, climatique et numérique.

Compétences et recommandations pour les ingénieurs

- **Comprendre les interactions climat/infrastructure électrique et les risques extrêmes.**
- **Maîtriser les technologies de monitoring : capteurs, IA, télédétection, radars, fibre optique.**
- **Participer à l'élaboration de normes internationales (IEC, IEEE) pour la résilience.**
- **Étudier des cas concrets : séismes (Wenchuan, Bam), incendies (Californie), inondations (Henan, Rhode Island).**
- **Développer des stratégies de réponse rapide et de restauration post-catastrophe**
- **Développer des compétences en cybersécurité opérationnelle.**

Conférence du Comité National Français

Perspective internationale : durabilité et performance environnementale des systèmes électriques face aux transitions

Marcela MANTILLA



cigre

For power system expertise

Bâtiment Gaston Berger - INSA Lyon
16 octobre 2025

CIGRE's Study Committees and domains of work

Group A Equipments	Group B Technologies	Group C Systems	Group D New materials and IT
<p>A1 Power generation and electromechanical energy conversion</p> <p>A2 Power transformers and reactors</p> <p>A3 Transmission and distribution equipment</p>	<p>B1 Insulated cables</p> <p>B2 Overhead lines</p> <p>B3 Substations and electrical installations</p> <p>B4 DC systems and power electronics</p> <p>B5 Protection and automation</p>	<p>C1 Power system development and economics</p> <p>C2 Power system operation and control</p> <p>C3 Power system sustainability and environmental performance</p> <p>C4 Power system technical performance</p> <p>C5 Electricity markets and regulation</p> <p>C6 Active distribution systems and distributed energy resources</p>	<p>D1 Materials and emerging test techniques</p> <p>D2 Information systems, telecommunications and cybersecurity</p>

Outcomes

- ✓ Technical Brochure (WG)
- ✓ Papers (Symposium and Paris session)

C3: Power System Sustainability and Environmental Performance

Technical Directions



1 – Asset management and environment

- ☐ Life cycle (from cradle to grave): from planning to decommissioning
- ☐ Risk assessment
- ☐ Tools and measures



2 – Sustainability: rôle of the power sector

- ☐ Next trends
- ☐ Anticipating future challenges and their implications
- ☐ Renewables (global approach)



3 – Stakeholders' engagement and public acceptance

- ☐ Engagement strategies
- ☐ Improvement of decision-making process

Working groups

AG C3.01

EMF and Human Health

JWG A2/C3.70

Lifecycle assessment of transformers

JWG B1/C3.85

Environmental impact of decommissioning of underground and submarine cables

JWG C3/B2.24

Methods of reducing electrocution of birds from power lines

WG C3.22

Vegetation management in substations

WG C3.25

Ecodesign methods for the power system

JWG B3.A2.A3.C3. D1.66

Guidelines for life cycle assessment in substations considering the carbon footprint evaluation



PS1 - Biodiversity conservation & enhancement. Towards positive contribution.

- ☐ Mitigating the impact from power system infrastructure: new generation facilities, transmission and distribution. Preventive and corrective measures: nature inclusive design, commissioning, asset management and end of life
- ☐ Offsetting measures & ecosystems restauration. Net Zero impact and positive impact. How to measure?
- ☐ New standards regarding biodiversity. i.e. IPBES; TCNFD



PS2 - Building a more sustainable power system for the future

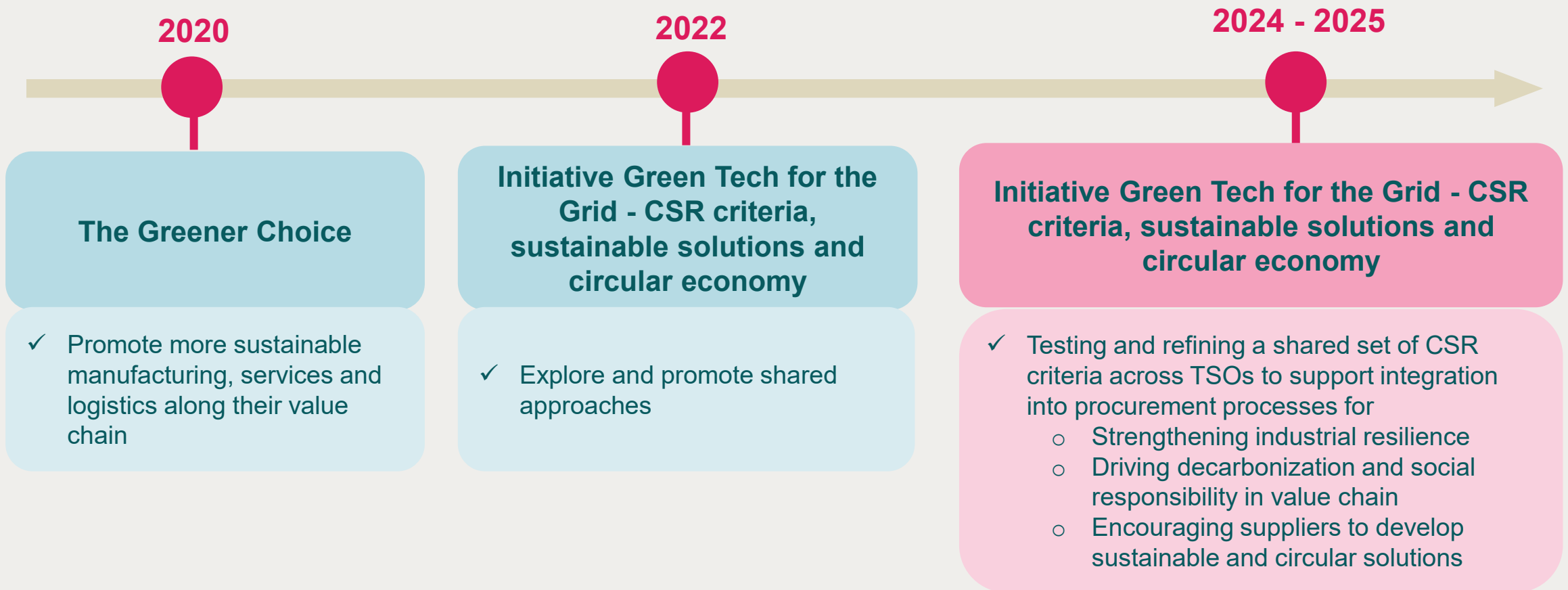
- ☐ Identification, quantification and assessment of impacts. Tools and methodologies. LCA approach, considering climate change and beyond
- ☐ Eco-design to reduce impacts
- ☐ Innovative solutions to enhance circularity



PS3 - Disclosing sustainability

- ☐ Reporting standards & regulation. Indicators
- ☐ Stakeholder reporting requirements. Impact of disclosure on social perception and acceptance
- ☐ Value chain information, strategies and methodologies to obtain complete and reliable information

Advancing Sustainability and CSR in Procurement: A Collaborative TSO Perspective



Le moment des questions/réponses



Conférence du Comité National Français

Conclusion et Clôture

Vincent Thouvenin
Président de CIGRE France



cigre

For power system expertise

Bâtiment Gaston Berger - INSA Lyon

16 octobre 2025

Vincent THOUVENIN Président de CIGRE France

NGN: Next Generation Network



Membre Etudiant & Doctorants - Gratuit

Rejoignez CIGRE France et propulsez votre carrière dans les réseaux électriques !

Le secteur énergétique connaît des évolutions majeures, et CIGRE est au cœur des avancées techniques et des innovations. L'adhésion Étudiant, réservée aux étudiants et doctorants, vous offre des opportunités uniques pour enrichir vos connaissances, développer vos compétences et commencer à bâtir un réseau professionnel influent.

cnf-cigre.org

🎓 **Adhésion Étudiant & Doctorant — Gratuite avec CIGRE France**
Rejoignez la communauté qui façonne les réseaux électriques de demain !

🚀 **Ce que vous apportera votre adhésion**

- **Accès gratuit** à toutes les ressources CIGRE (e-cigre.org, ELECTRA, webinaires, conférences).
- **Réseau d'experts** : échangez avec professionnels, jeunes ingénieurs et chercheurs du monde entier.
- **Participation** aux projets, groupes de travail et événements phares du secteur.
- **Communautés dédiées** : *Next Generation Network* (<35 ans) & *Women in Energy*.

📄 **Conditions**

- Étudiants & doctorants : **adhésion gratuite** (justificatif annuel).
- **+1 an après diplôme** possible sur présentation du justificatif de diplomation. (ça tu verifies avec gerald, mais c'est les dernières infos)

👉 **Adhérez dès maintenant via le CNF / CIGRE France**
et démarrez votre carrière au cœur de la transition énergétique.

Merci à toutes et tous !



cigre

For power system expertise