

Fonctionnement des réseaux électriques nationaux de transport / distribution

Alain HUCHET
2026

Carte des réseaux de transport d'électricité

400 000 V

225 000 V

<https://www.rte-france.com/carte-reseau-transport-electricite>

<https://analysesetdonnees.rte-france.com/reseaux/carte-flux>



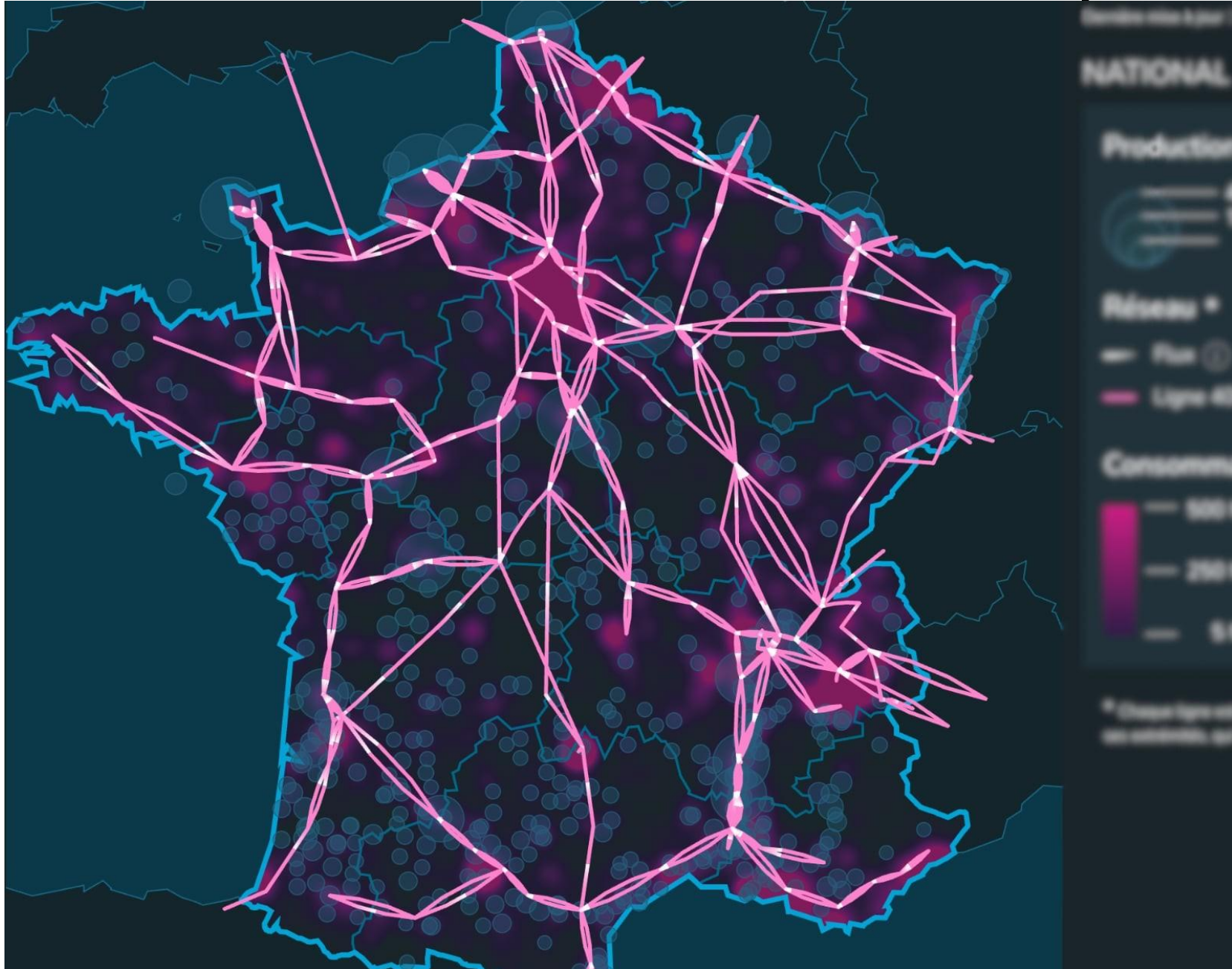
Le Réseau de Transport d'électricité français à Très Haute Tension

Source RTE - Juillet 2020

© EDF

UP Montélimar 2026

Carte des flux sur le réseau en temps réel



Les moyens de production

https://analysesetdonnees.rte-france.com/disponibilite-production

Production d'électricité en France

Disponibilité des moyens de production

Nucléaire

Hydraulique

Thermique fossile

Éolien

Solaire photovoltaïque

Thermique renouvelable et déchets

Dernière mise à jour
15/01/2025 - 17h00

Tous

Nucléaire

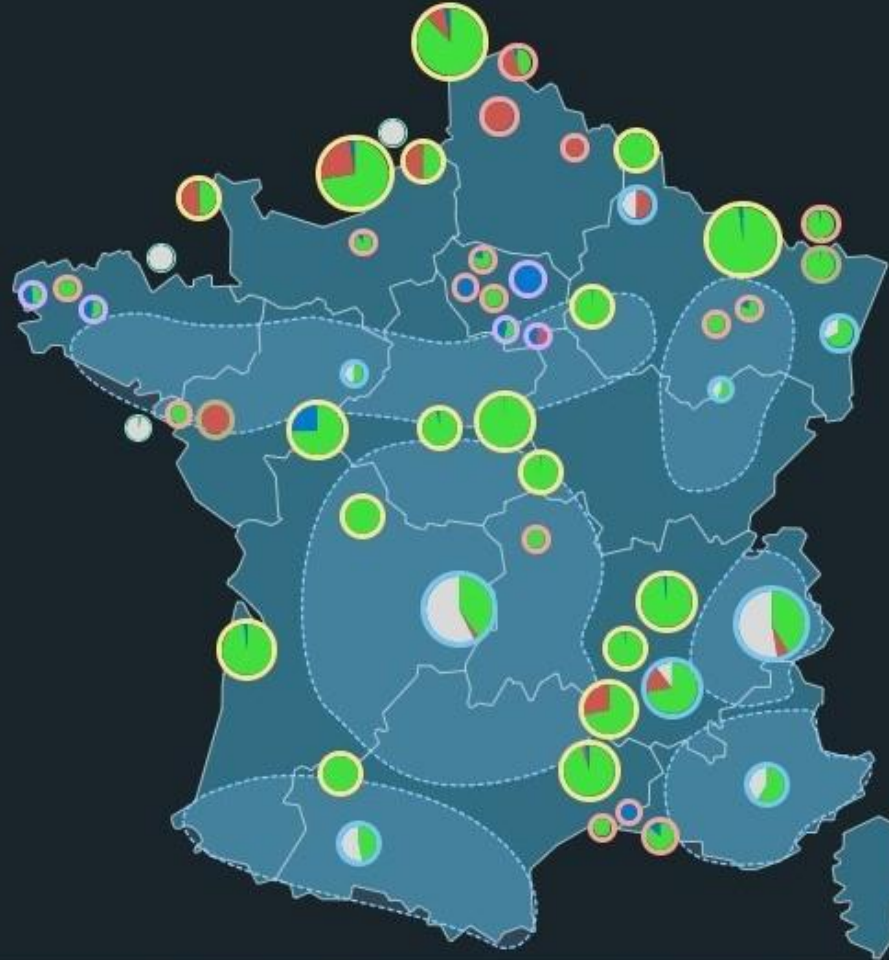
Hydraulique

Éolien

Gaz

Fioul

Charbon

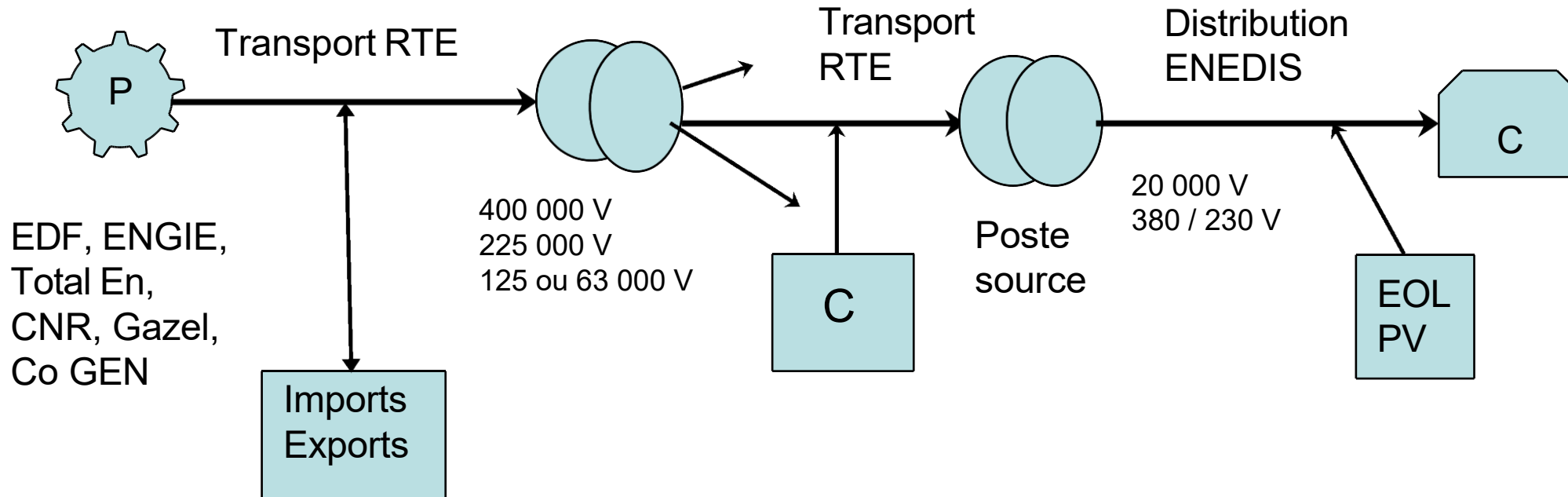


Espace de travail Windows Ink

Un réseau c'est :

- Des producteurs (centrales, usines hydrauliques, éoliennes, PV)
- Des postes d'inter connexions avec des transformateurs, des disjoncteurs
- Des lignes de transport
- Des lignes de distribution
- Des consommateurs (industriels et domestiques)

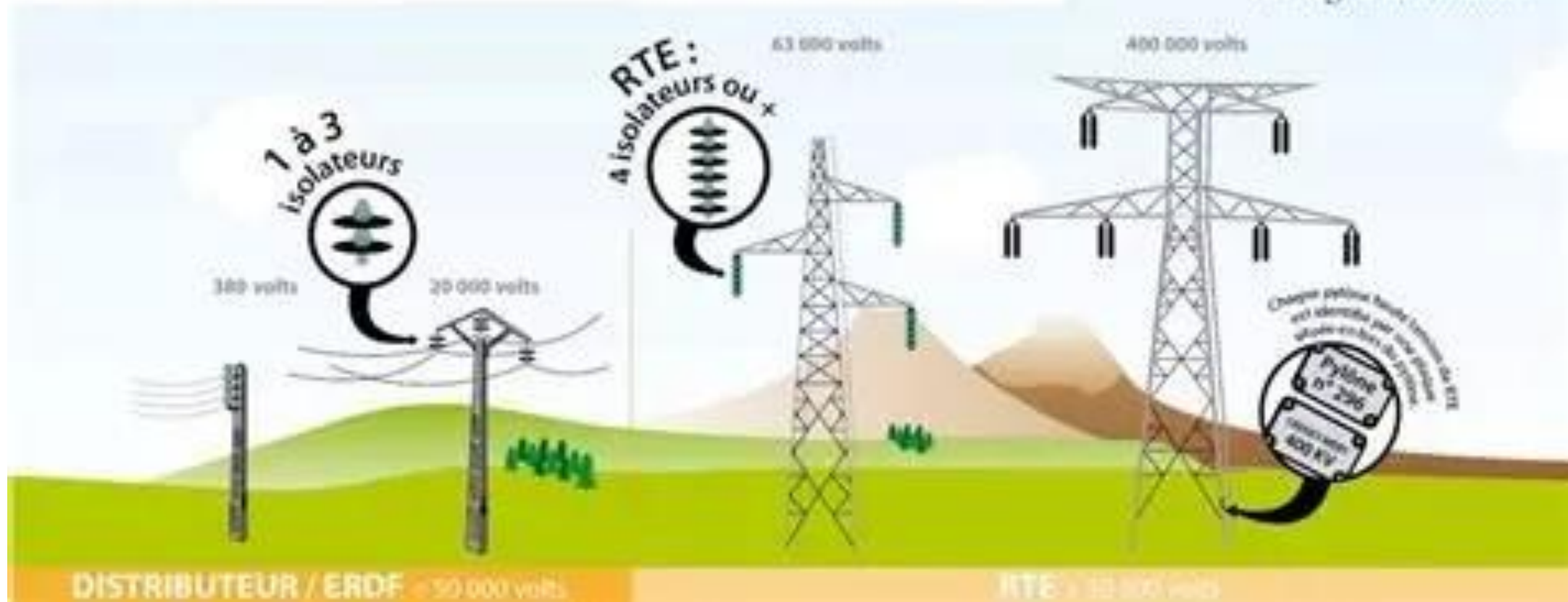
Chemin du producteur au consommateur :



Reconnaître les éléments d'un réseau

Les lignes électriques aériennes de RTE traversent le territoire de près de 18 000 communes. Comment les reconnaître ?
Explication en images.

Les isolateurs et la plaque sur les pylônes ; un moyen facile d'identifier les lignes aériennes



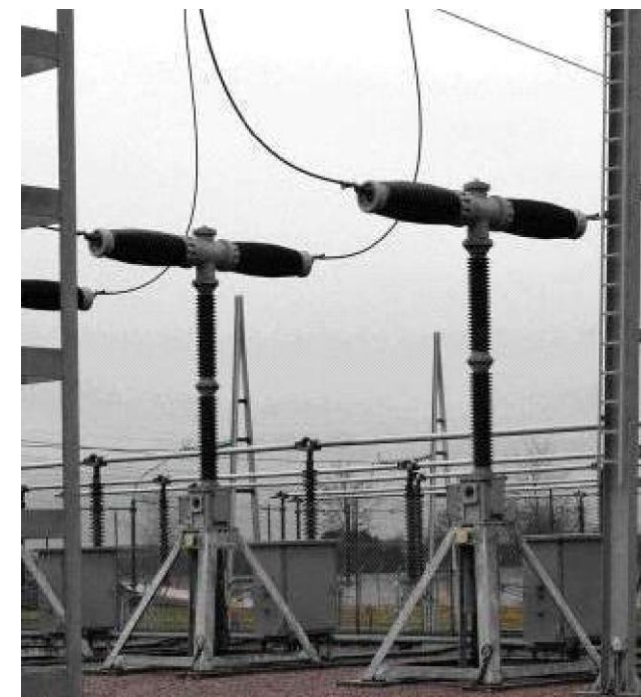
Reconnaître les éléments d'un réseau



Quelle est la tension de cette ligne ?



Transformateurs



Disjoncteurs SF6
UP Montélimar 2026

Quelques chiffres et formules

Capacité de production d'électricité installée France : 163 GW (*)

(*) Une tranche nuc : 0,9 à 1,4 GW - une tranche gaz ou charbon 0.4 à 0.6 - une éolienne 0,001 à 0,007 GW

Energie produite France 2024 : 485 TWh

Energie consommée France 2024 : 394 TWh

Solde import / export 2024 : + 89 TWh

Consommation du secteur industriel France : environ 15 % soit 60 TWh

Résidentiel selon les villes : 1.5 à 3 MWh par an. En prenant 2 MWh par habitant on arrive à une puissance nécessaire de 300 MW pour 1,5 millions d'habitants (métropole de Lyon)

Consommation d'un four électrique aciérie : 0.4 MWh/t - Puissance d'un four : 40 - 50 MW

Puissance d'une usine d'aluminium : 600 MW Puissance rame TGV : de 10 à 20 MW

Consommation pour une transaction Bitcoin : 1,5 MWh

Consommation d'un serveur de stockage de données : 1,5 MWh/m² soit pour 10 000 m² 50 GWh/an

Puissance d'un fer à repasser : 1000 W un radiateur : 3000 W

Puissance : (P) en Watts - Intensité (I) en Ampères - Tension (U) en Volts - Résistance (R) en Ohm - Énergie (Wh) en Watt x heures

$$U = R I \quad P = U I = R I^2 \quad W = P t$$

Rappel : K Milliers 10^3 - Méga : Millions 10^6 - Giga : Milliards 10^9 - Tera : Billions 10^{12}

Le réseau électrique français c'est :

Puissance installée totale 163 GW

Nucléaire 63 - Solaire 28 - Eolien 25 - Gaz 13 - Hydraulique 26 - Fioul 3 - Charbon 2 - Biomasse 1,5 - Autres 2

Attention : la puissance installée ne reflète pas l'énergie produite : il y a entre les deux un coefficient multiplicateur reflétant le pourcentage d'utilisation réel de l'équipement durant une période de temps : c'est le facteur de charge « Fc »

Energie produite en 2024 : total 485 TWh (une année de 365 jours = 8760 heures)

Nucléaire 325 TWh

Hydraulique : 68 TWh

Eolien : 51 TWh

Solaire : 22 TWh

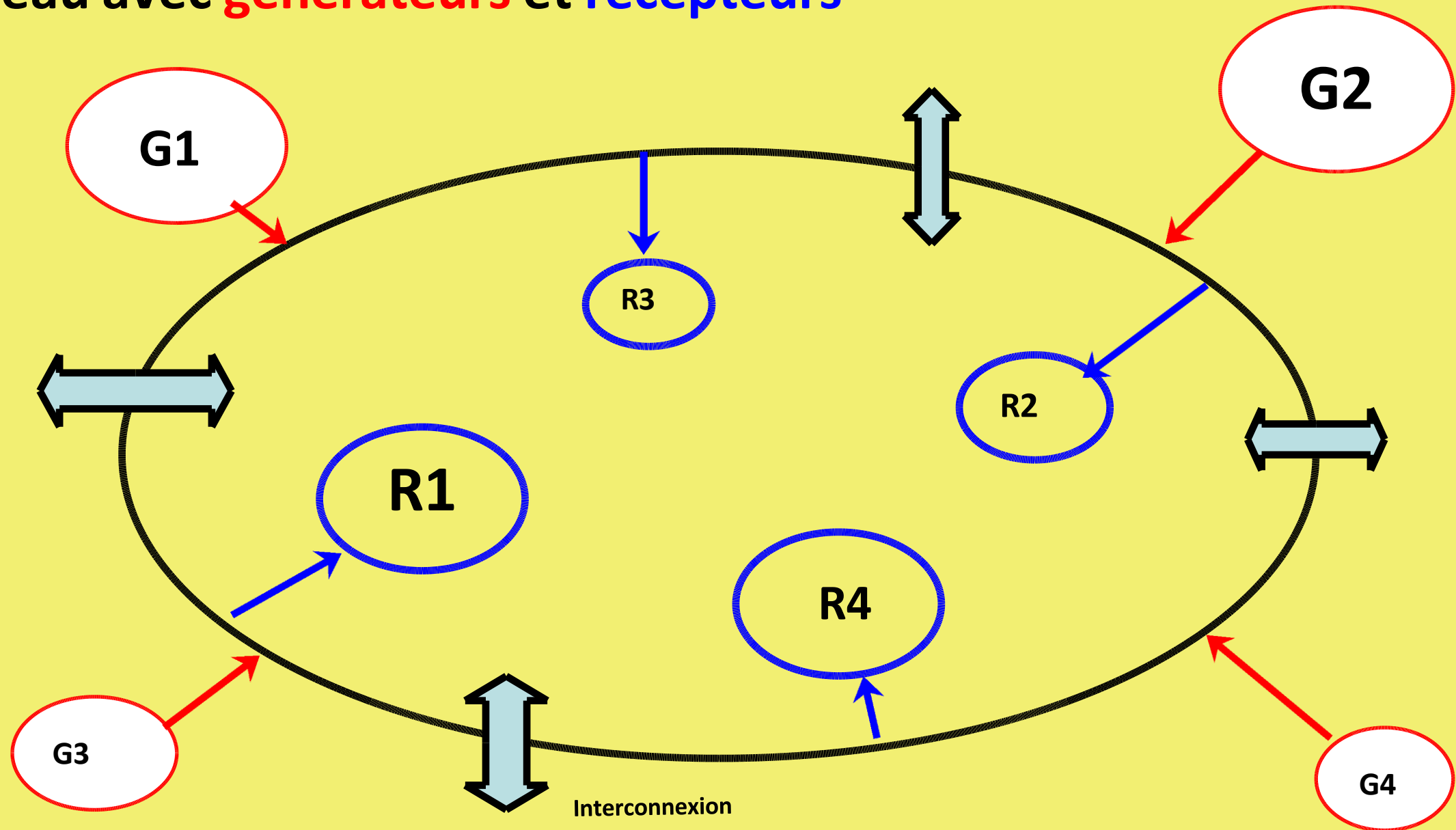
Biomasse : 10 TWh

Fossile gaz et charbon : 17 TWh

106000 km de lignes THT - HT gérées par RTE - 260000 pylones

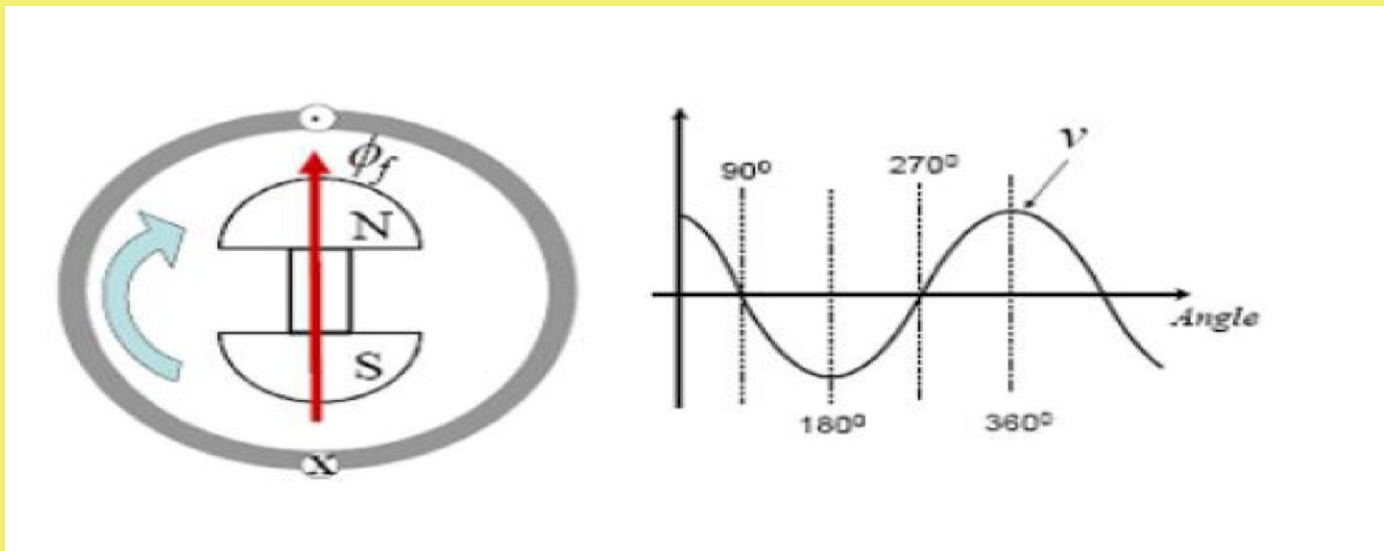
1,5 millions de km de lignes HT - BT gérées par ENEDIS - 50% souterraines

Réseau avec **générateurs** et **récepteurs**



COMMENT FABRIQUE-T-ON DE L'ÉLECTRICITÉ ?

- On fait tourner des aimants ou des électroaimants (inducteur) devant des bobines (induit) via un circuit magnétique en fer qui canalise le flux électromagnétique. Le mouvement de l'inducteur devant la bobine y crée une tension électrique que l'on récupère à ses extrémités.
- L'énergie mécanique nécessaire pour la rotation de l'inducteur est fournie soit par une turbine à vapeur, une turbine à gaz, une turbine hydraulique, des pales d'éoliennes, un moteur de voiture.... un pédalier de vélo.
- En Europe les inducteurs tournent à la vitesse de 50 tours par seconde délivrant ainsi dans la bobine une tension qui change de sens 50 fois par seconde. C'est ce qu'on appelle un courant alternatif à la fréquence de 50 Hertz.

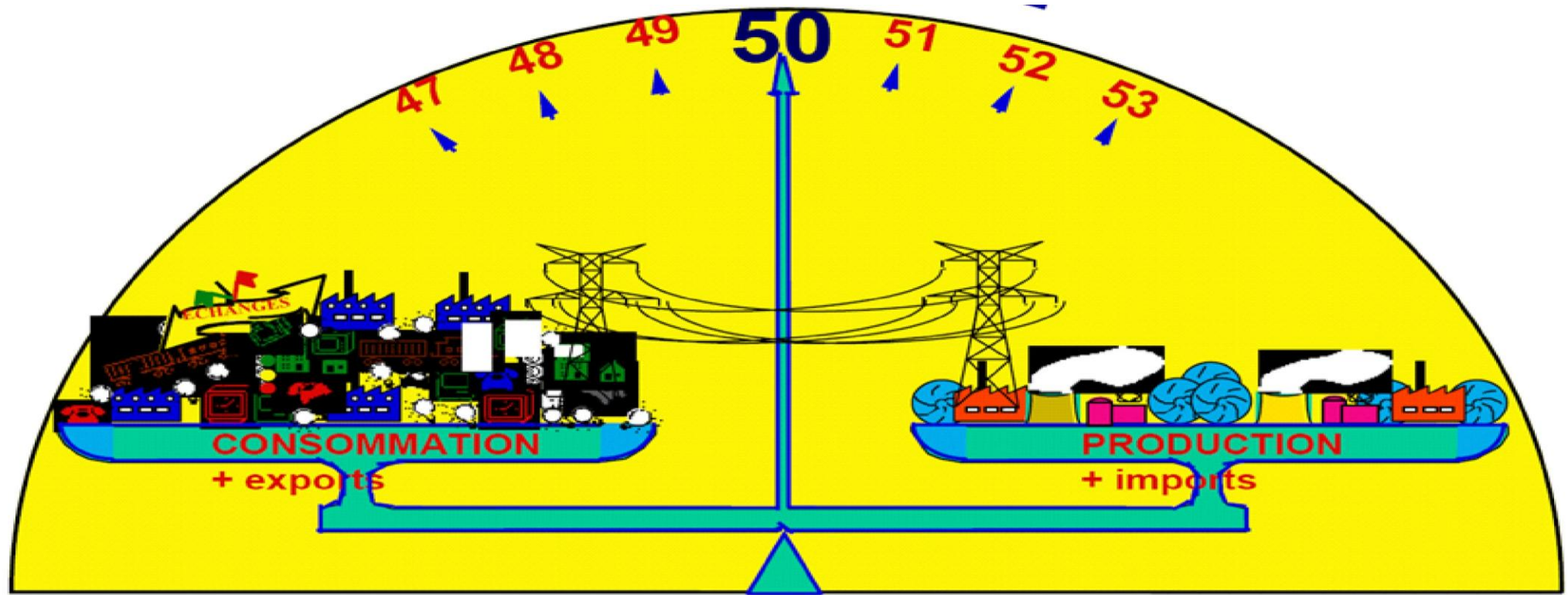


VULNÉRABILITÉ DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE

A CHAQUE INSTANT IL DOIT Y AVOIR EQUILIBRE ENTRE LA CONSOMMATION ET LA PRODUCTION



Equilibre production / consommation



Source RTE

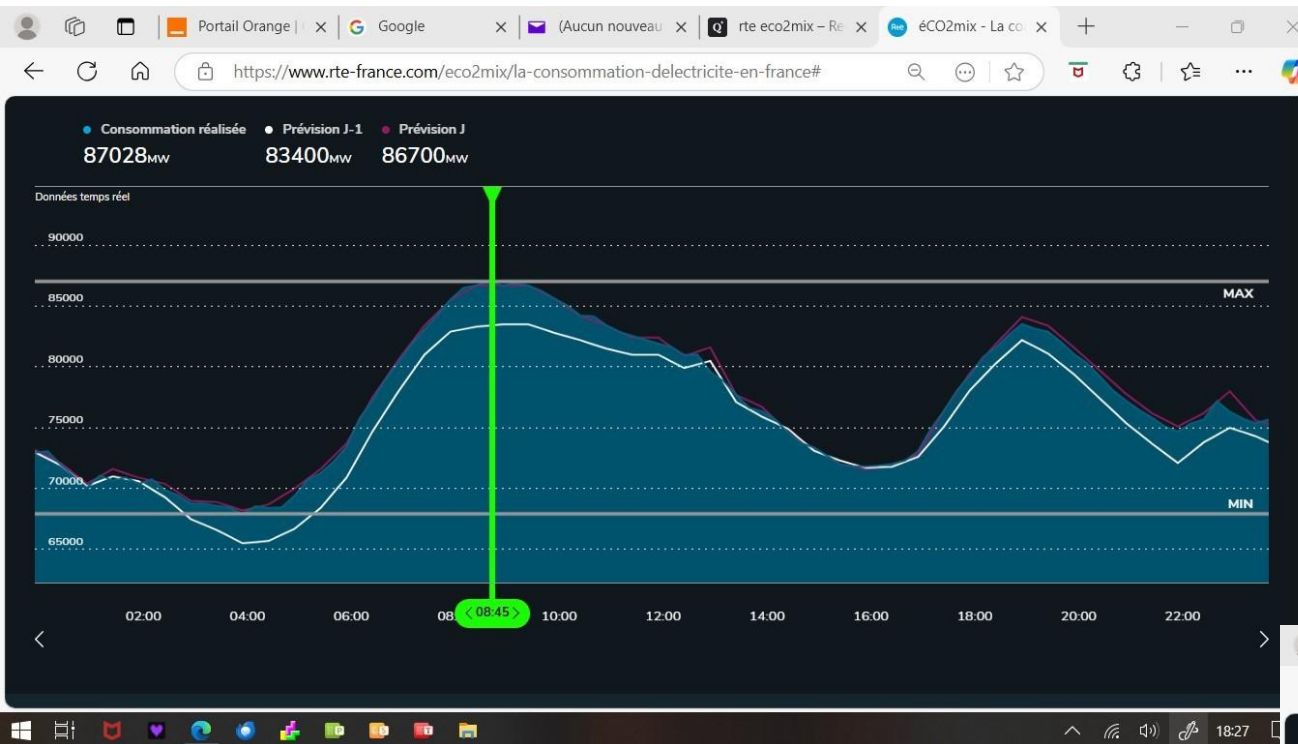
Production = Consommation

La fréquence est la «vitesse» du courant électrique dans le réseau.
Par conception des machines et leur vitesse de rotation elle est réglée à 50 Hertz ($\pm 0,5$) en Europe continentale.

Comment prévoir la consommation d'une journée et mettre les moyens de production en marche ?

- Préviation de consommation : la consommation électrique dépend de la saison, des températures, de la luminosité, de l'activité économique, de nos habitudes de vie
- Il existe des prévisions pluriannuelles, annuelles, au mois, à la semaine, journalières à J-2, J-1 et en temps réel.
- Il convient de mettre en regard des consommations, les moyens de production équivalents et ce de manière constante 24/24 et 7/7

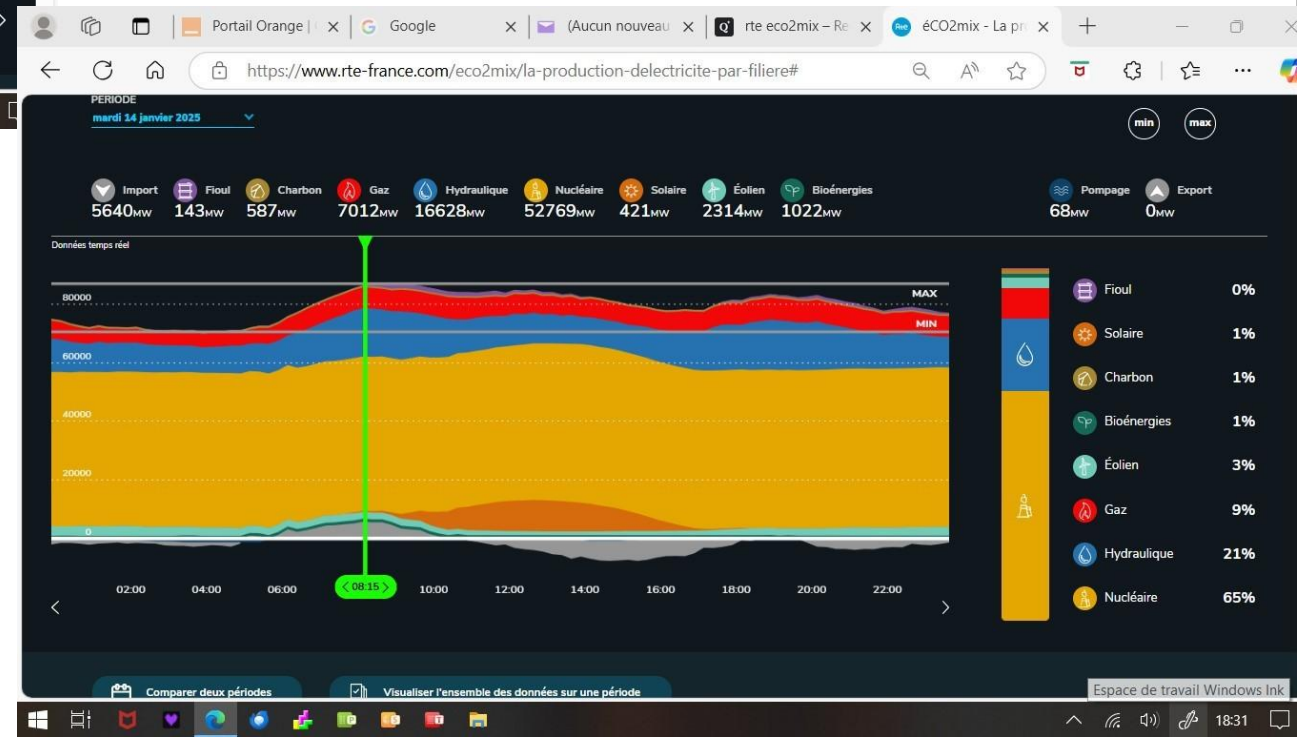
De l'importance de la prévision de consommation : journée du 14 janvier 2025



Importation de 5600 MW

Sous estimation des pointes notamment du matin : 3600 MW

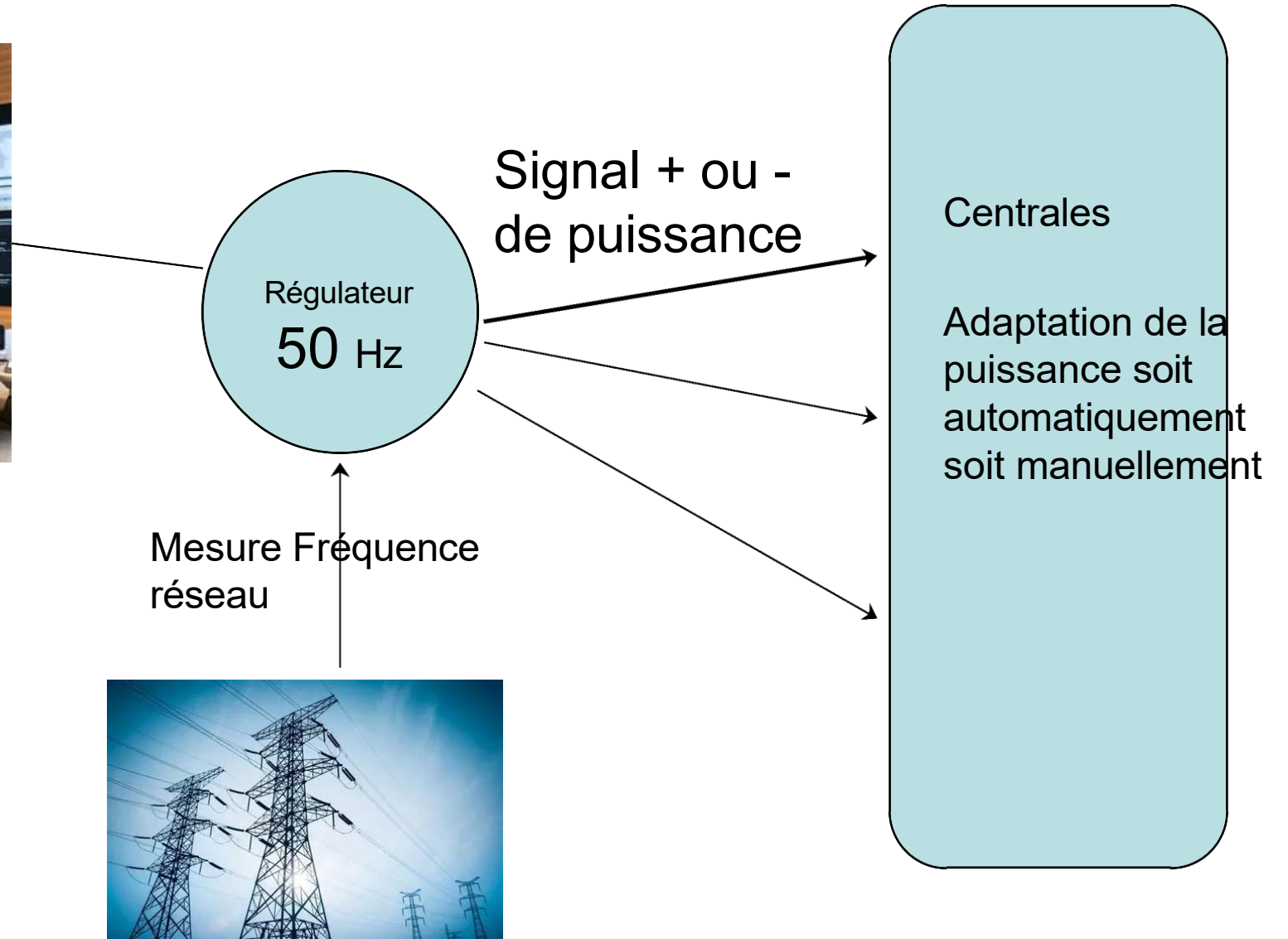
UP Montélimar 2026



Gestion en temps réel production consommation



Dispatching national RTE + Dispatchings régionaux



RÉGLAGE DE LA FRÉQUENCE

Le maintien de la fréquence à 50 Hz (et de la tension) est un impératif du cahier des charges imposé aux opérateurs de réseau. (processus industriels et réglage des horloges)

En cas de déséquilibre entre production et consommation :

- Si la consommation devient **supérieure à la production** la fréquence baisse, les machines tournantes raccordées au réseau ralentissent.
 - Au contraire, si la **production est supérieure** à la consommation la fréquence augmente, les machines accélèrent. Il y a un certain amortissement du phénomène lié à l'inertie des machines.
- ☐ **Réglage primaire** : **ouverture** des robinets d'admission vapeur, d'eau ou de gaz pour accroître le couple moteur ou **fermeture** pour le baisser.
 - ☐ **Réglage secondaire manuel** : les opérateurs agissent pour **mettre en service** ou **arrêter** des moyens de production (exemple les turbines hydrauliques de lacs ou des turbines à gaz)
 - ☐ **Réglage secondaire automatique ou télé-réglage** : modification automatique du point de fonctionnement d'une machine.
 - ☐ **Réglage tertiaire** : modification manuelle de la production (démarrage de machines en stand by) ou de la consommation (délestages)

LA RESERVE PRIMAIRE - Code des réseaux européens

RTE (Réseau de Transport d'Electricité) est membre de l'association des gestionnaires de réseaux de transport européens (ENTSO - E). A ce titre ils obéissent à un code européen (Grid Code) définissant entre autre la réserve primaire.

La réserve primaire est assurée par l'ensemble des producteurs européens interconnectés par les réseaux de transport de la plaque « synchrone » à 50 Hz. La GB est reliée à la France par un câble sous marin en courant continu.

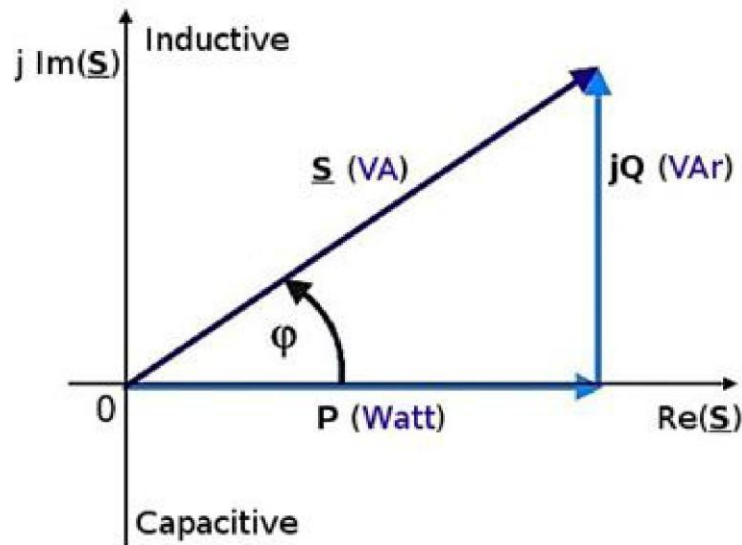
Au niveau européen la réserve primaire est fixée à **3000 MW disponible en 30 sec** équivalent à la puissance des 2 plus gros générateurs existants.

La constitution de cette réserve primaire est une « assurance », dictée par des considérations de continuité de la fourniture, de maintien de la fréquence à 50 Hz et pour faire face à des aléas tels que : déclenchement d'un générateur suite à anomalie interne ou perte d'une ligne de transport (tempête, court circuit, surcharge)

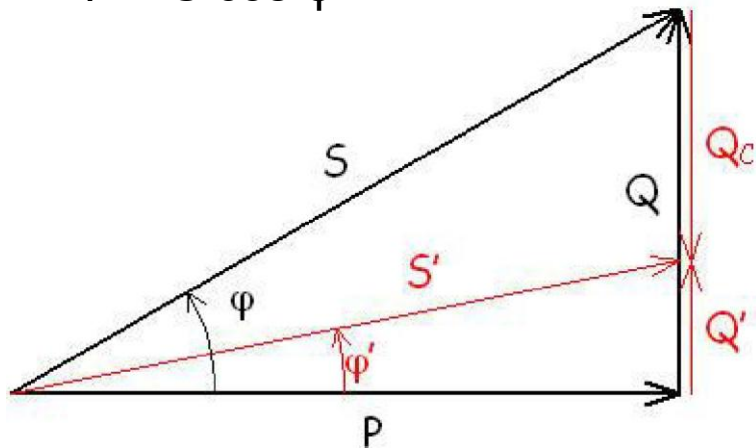
Par conception seuls les moyens de production dits « pilotables » concourent à la réserve primaire. Il faut que les centrales aient des rotors à grande inertie. Les EnR éoliens et solaires sont dits « non pilotables » de ce point de vue et ne participent donc à aucun réglage.

La réserve secondaire en France est de **600 MW à 1000 MW disponible entre 1 et 5 minutes.**

Puissance active - Puissance réactive



$$P = S \cos \varphi$$



En courant alternatif, il existe trois types de récepteur :

- Des résistances, qui consomment une énergie active
- Des inductances, ou circuits inductifs (bobines) qui « consomment » une énergie réactive. Par convention elle est positive ;
- Des condensateurs ou circuits capacitifs, qui génèrent une énergie réactive. Par convention elle est négative.

Dans un moteur il y a consommation de puissance active (convertie en puissance mécanique) et de la puissance réactive dans les bobines

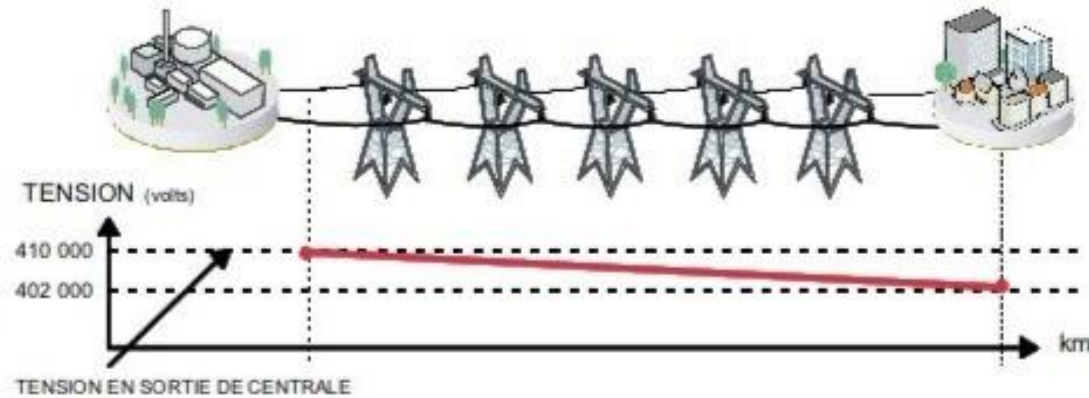
Si le déphasage φ est trop important la puissance apparente S qui transite par le réseau augmente et fait augmenter les pertes sur le réseau.

La solution technique la plus utilisée est de brancher des batteries de condensateurs au plus près du lieu de consommation. Il y a également des condensateurs dans les postes sources de ENEDIS

Réglage de la tension

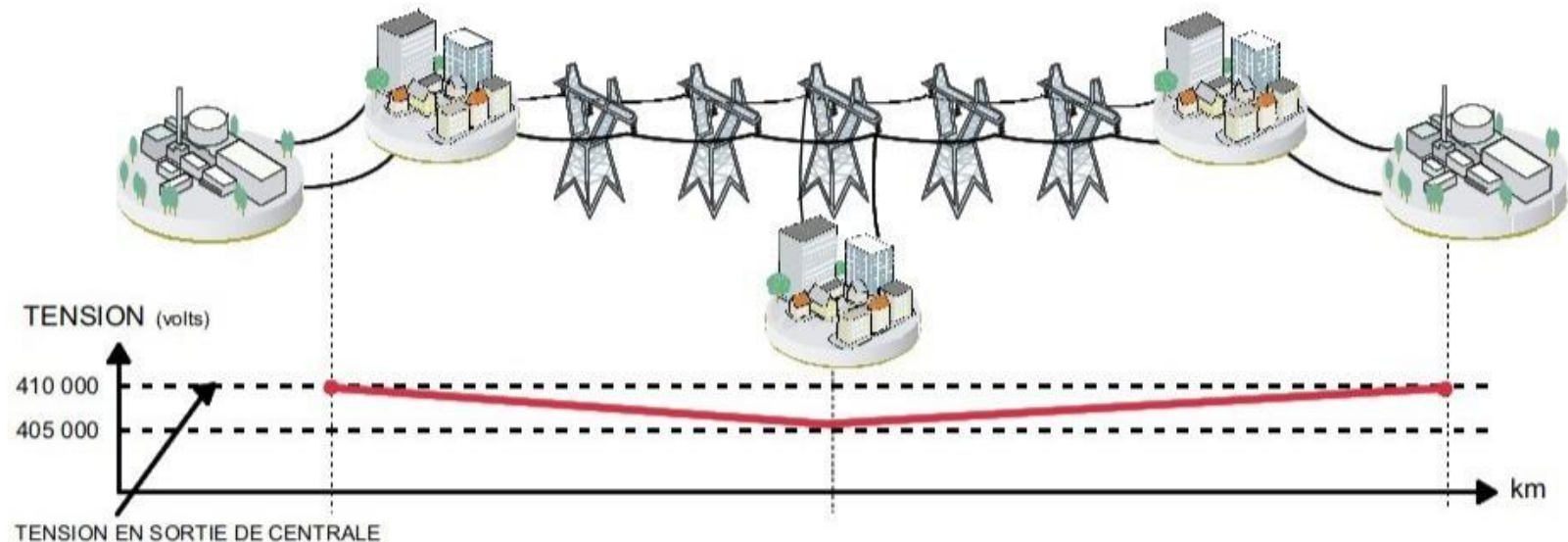
La chute de tension dans les lignes

Lorsque **le transit** dans une ligne électrique est assez **important**, la circulation du courant dans la ligne provoque **une chute de la tension**. La tension est alors **plus basse en bout de ligne** qu'en son origine et plus la ligne est chargée en transit de puissance, plus la chute de tension sera importante.

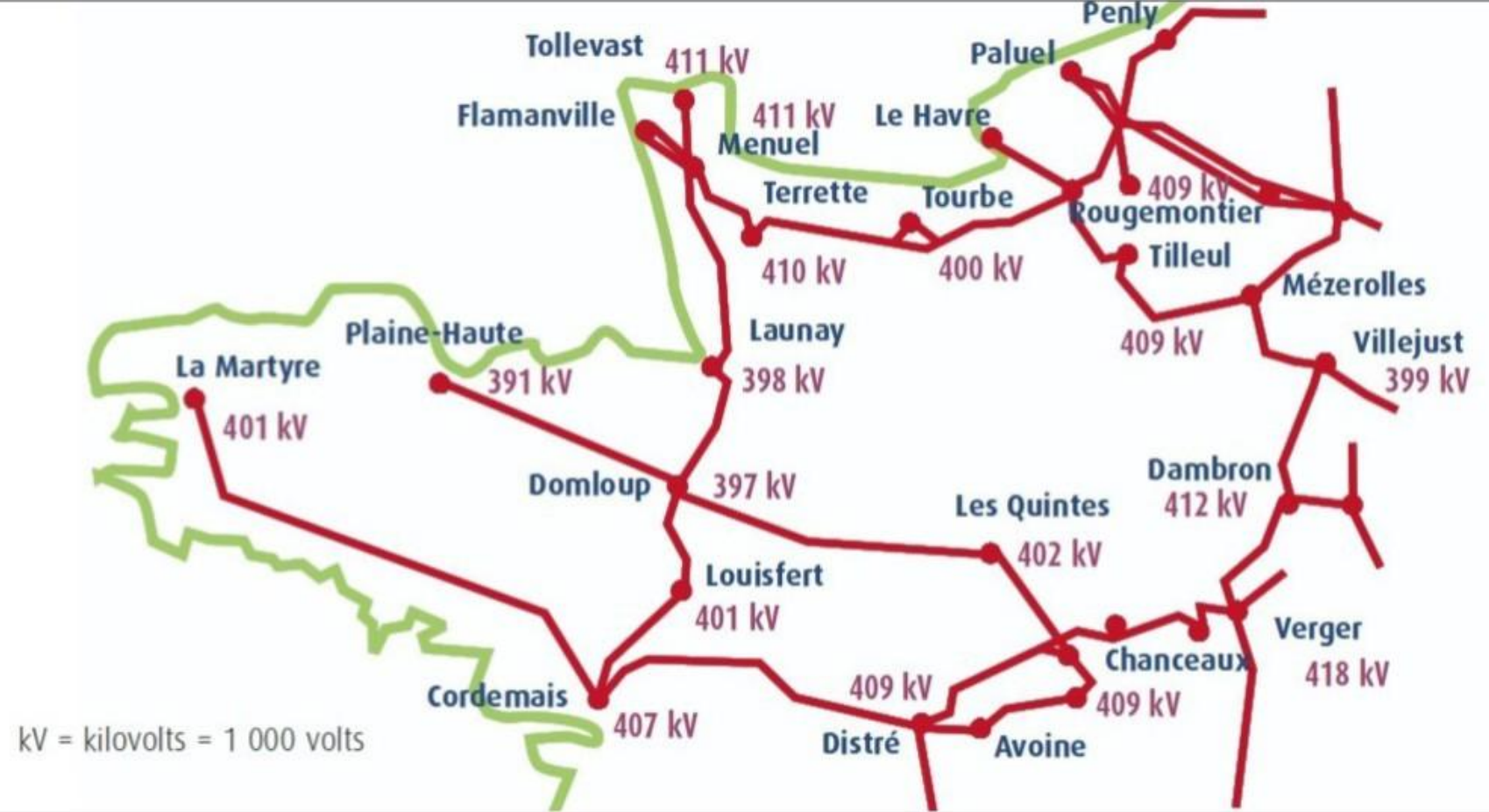


1. Cas d'une consommation alimentée par une ligne depuis une centrale

Un réseau dans lequel la consommation est éloignée de la production, présentera un profil de tension différent de celui d'un réseau dans lequel production et consommation sont uniformément réparties. **Chaque centrale impose la tension à sa sortie**, et la tension évolue dans le réseau en fonction de la consommation alimentée.



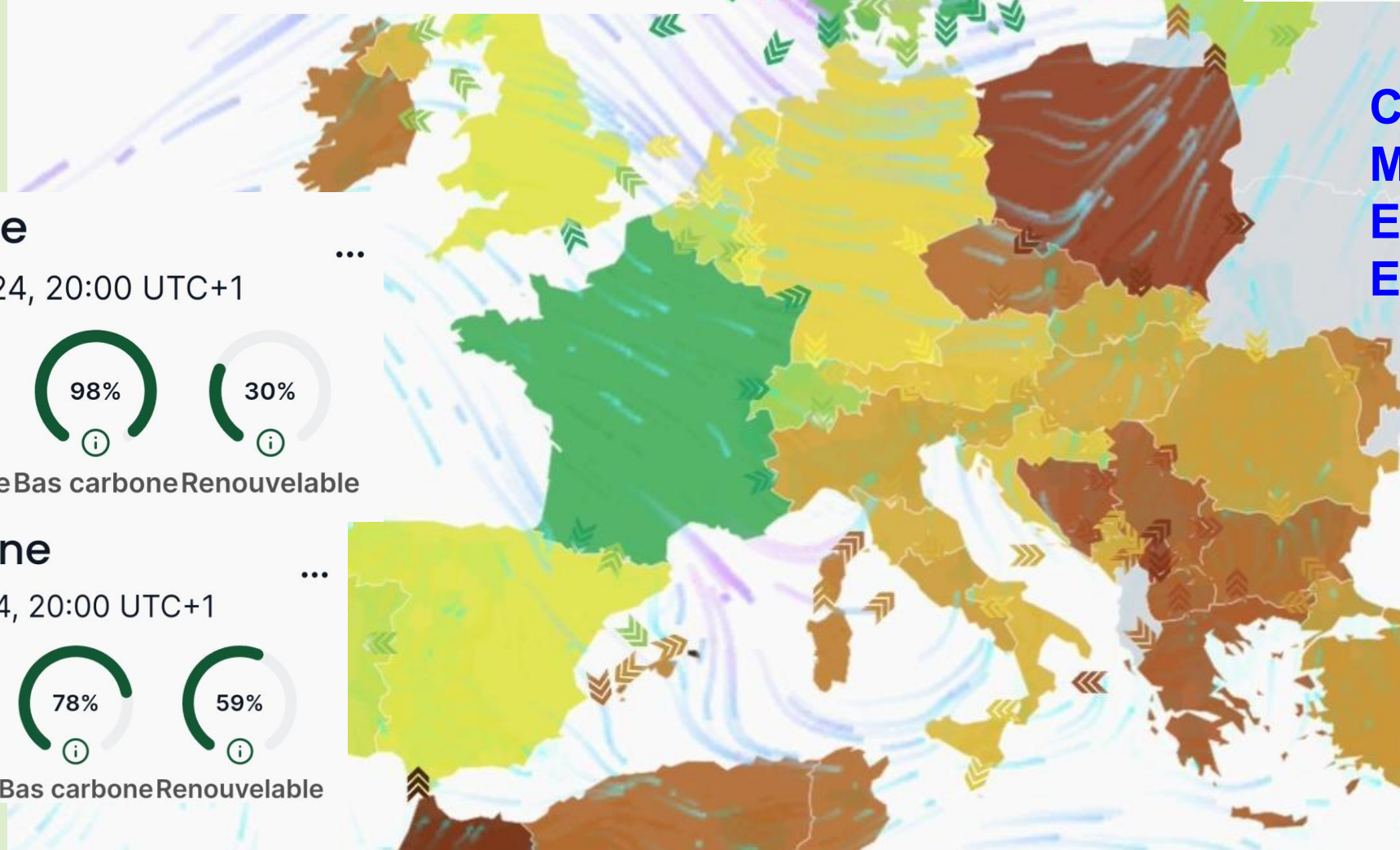
Plan de tension



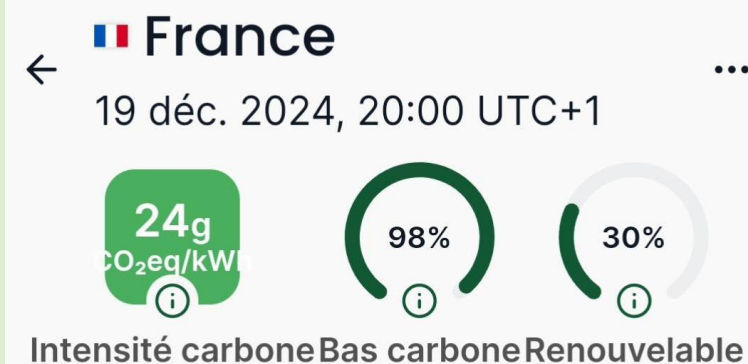
Pour que la tension reste à chaque instant dans une plage acceptable pour les matériels, des dispositifs de réglage automatique de la tension sont répartis sur le réseau de transport. Ils agissent principalement sur les groupes de production, qui peuvent réguler la tension au point du réseau où ils sont raccordés. Ces dispositifs sont importants pour la sûreté de fonctionnement du système électrique, car ils évitent l'apparition de phénomènes tels que les écroulements de tension. Pour fournir une tension supérieure à la tension minimale autorisée en tout point du réseau, même en bout de ligne, les groupes de production élèvent la tension à un niveau supérieur à la tension nominale. Le plan de tension sur le réseau à 400 000 volts est défini en temps réel par RTE, qui fixe les tensions à maintenir en un certain nombre de points dits « points pilotes », de manière à éviter les écroulements de tension.

EMISSIONS DE CO2 LIEES A LA PRODUCTION D'ELECTRICITE EN FRANCE

Nucléaire	5 g CO2 /kWh
Éolien	13 g CO2/kWh
Solaire	30 g CO2/kWh
Hydraulique	11 g CO2/kWh
Charbon	888 à 983 g CO2/kWh
Fioul	901 g CO2/kWh
Gaz	483 à 512 g CO2/kWh



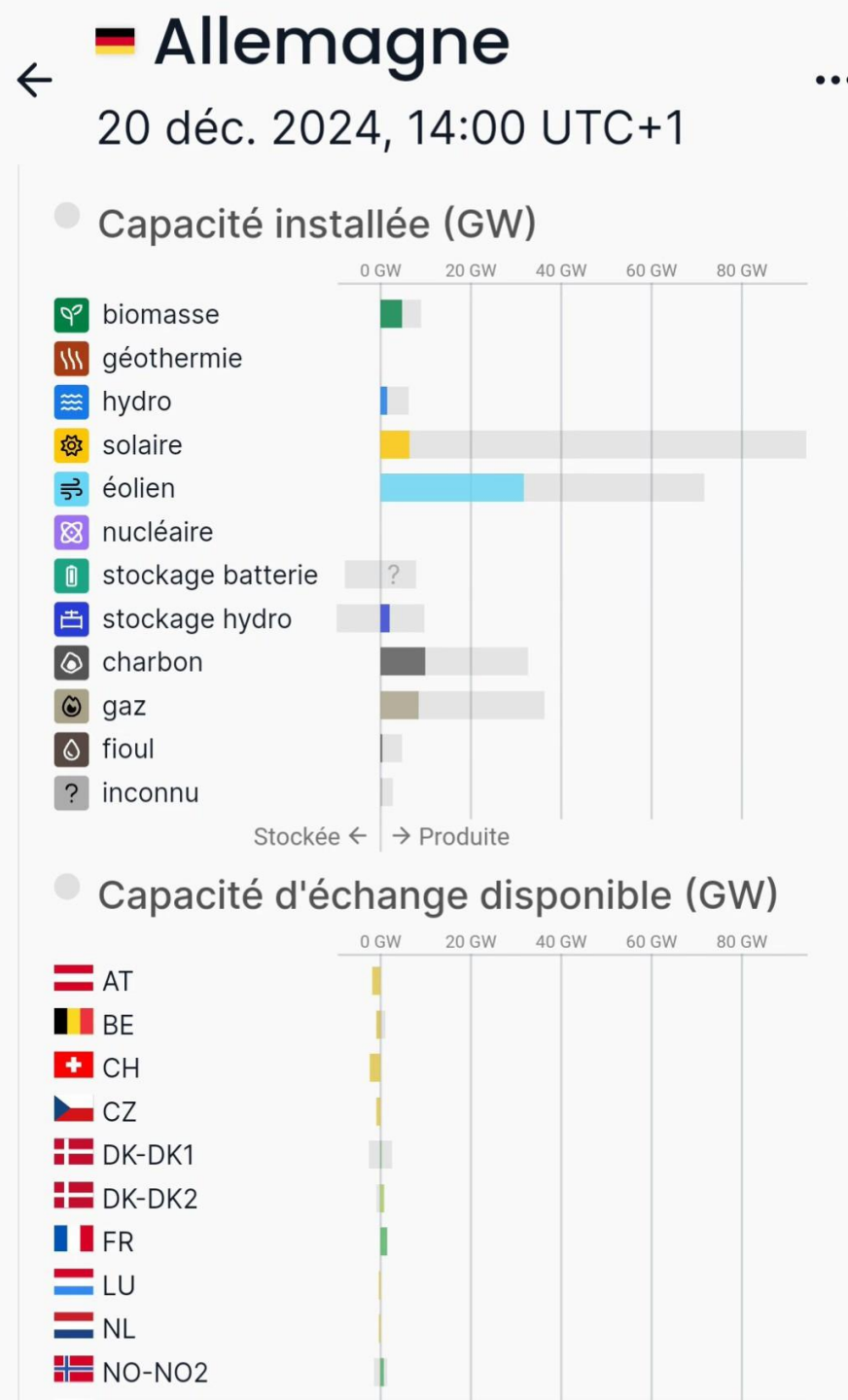
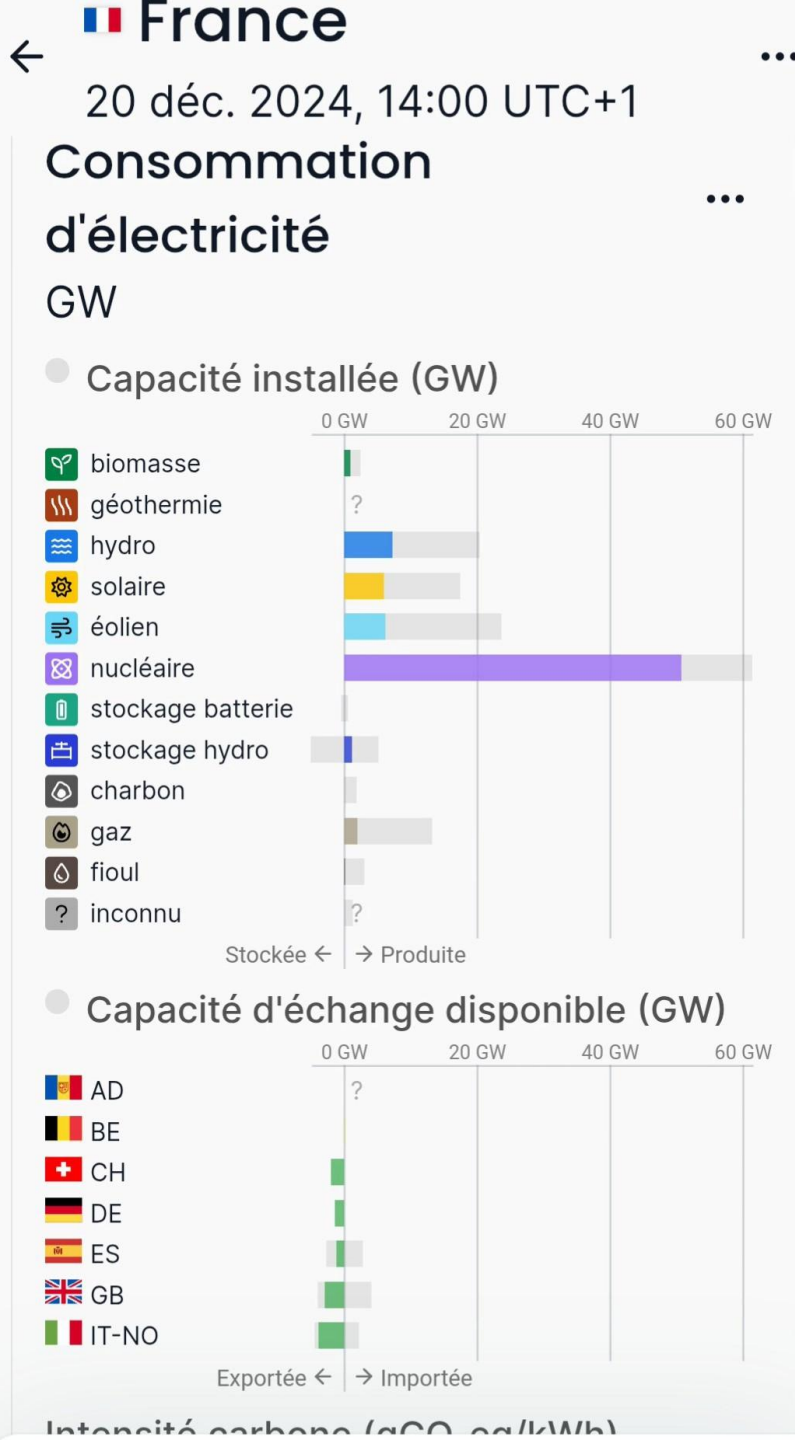
INTENSITE CARBONE DES MIX ELECTRIQUES EUROPEENS



Electricity Maps
19 déc 2024

20 /12/2024
14h00

Electricity Maps



LES CHIFFRES-CLÉS 2024 DE LA PRODUCTION

Provisoires : janvier 2025

Production totale d'électricité

536,5 TWh

Taux de décarbonation

95 %



Légende :

Filtre

Volume de production en 2024 / Part dans le mix électrique en 2024
(écart par rapport à la valeur 2023 en volume / en pourcentage)

Solde des échanges
transfrontaliers
d'électricité

89 TWh

Exportations
101 TWh
⊕ +34 % par
rapport à 2023
Importations
12 TWh
⊖ -51 % par
rapport à 2023



Intensité carbone
de la production
d'électricité

21,3 g_{CO₂eq}/kWh
⊖ -34 % par rapport à 2023

Émissions évitées à l'étranger

16,5 Mt_{CO₂eq}
(moindre sollicitation de moyens
thermiques à l'étranger du fait
des exportations nettes françaises)
⊕ +47 % par rapport à 2023

Émissions de gaz à effet de serre

11,3 Mt_{CO₂eq} liées à la production d'électricité en France
⊖ -30 % par rapport à 2023

Le système électrique français en 2024

France métropolitaine



Le solde des imports exports de 88 TWh a été valorisé à 5 milliards €

	TWh 2024	Evol. vs 2023	g. CO2e /kWh (ACV)
Nucléaire	362	+41	3.7
Hydro - fil de l'eau	49	+11	6.0
Hydro - lacs	19	+4	6.0
Eolien - terrestre	43	-6	14.1
Eolien - en mer	4	+2	15.6
Solaire	23	+2	43.9
TOTAL sans combustion	500	+54	6.9
Biomasse et déchets	11	-	230.0
Fossiles	20	-12	460.7
TOTAL production	531	+42	28.4
Solde import-export	-88	-39	
Pertes du réseau électrique	-35	+1	
Consommation nette	408	+4	34.0



+ 2.1 > Imports (115.8 gCO2e/kWh importé*)
+ 0.8 > Stockage (44 gCO2e/kWh déstocké)
Hydro - Turbinage: 8.4 TWh
Batteries - Décharge: 0.07 TWh
+ 2.7 > Pertes réseau
Pertes de transport (RTE): 2.2%
Pertes de distr. (ENEDIS, ELO): 0.8%
NB. ACV réseau non inclus

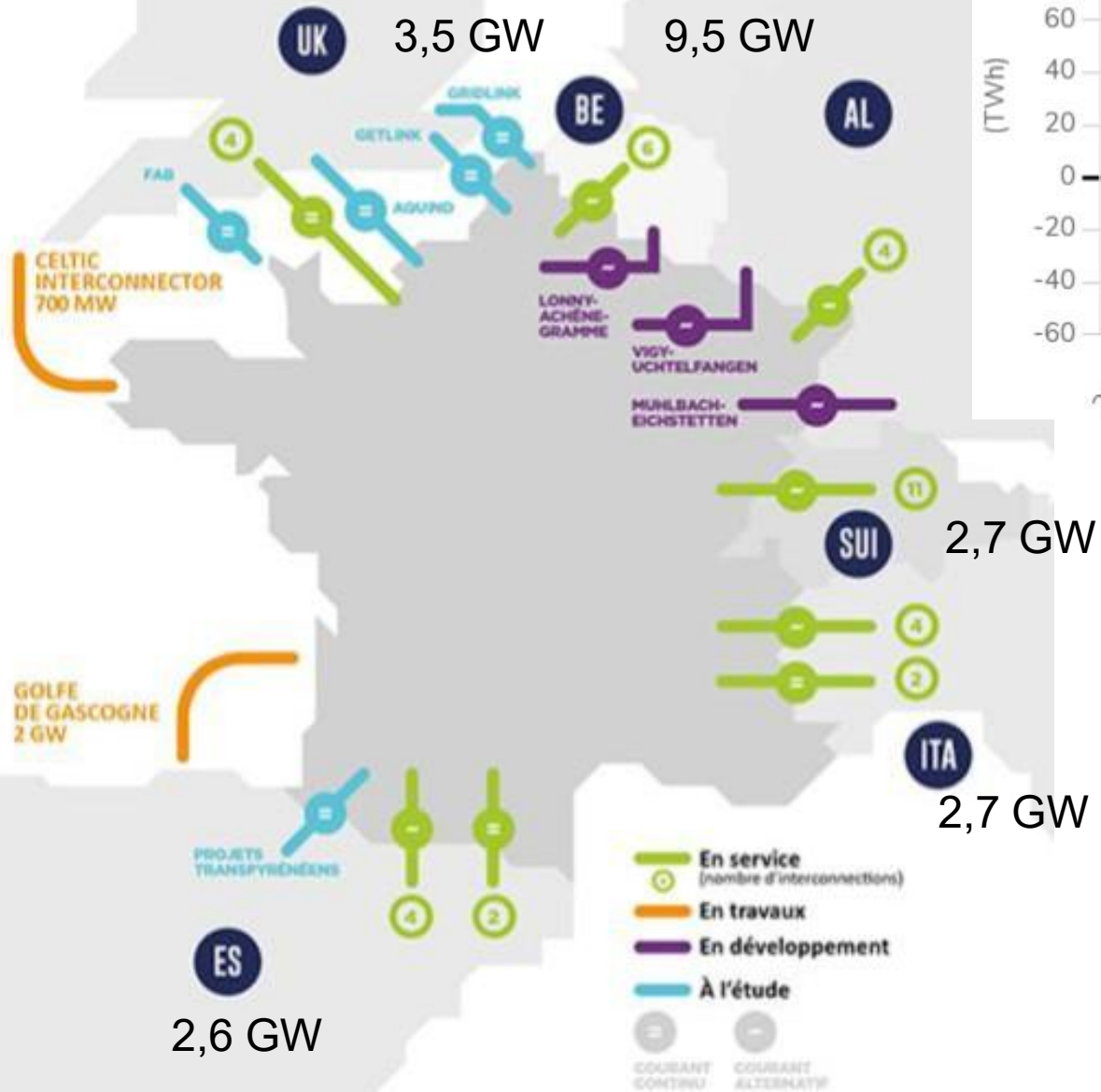
2024

2018

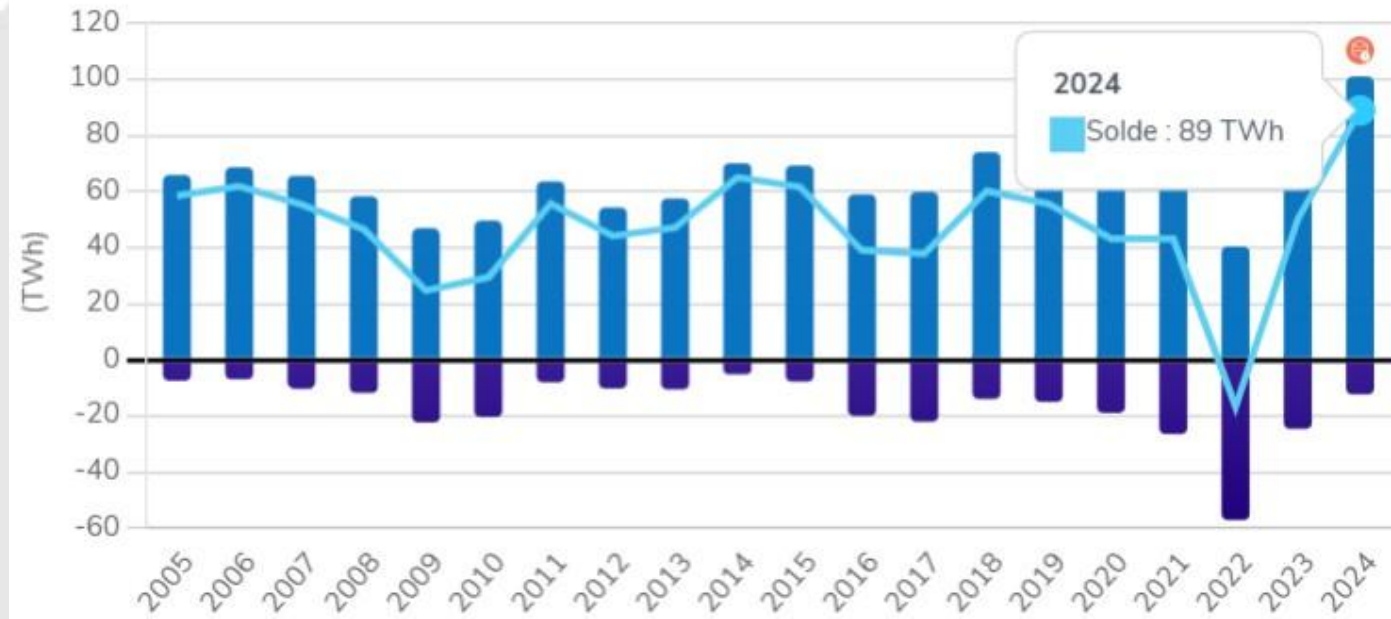
Production totale d'électricité
549 TWh
+ 3,7 %



CARTE DES INTERCONNEXIONS



Solde des échanges annuels France



Les interconnexions européennes existent depuis les années 50. Eurelectric a été fondée en 1989. Tous les pays européens de fréquence 50 Hz sont interconnectés

- Mutualisation des moyens de production
- Secours mutuel en cas de difficulté sur un pays
- Assurer les échanges contractuels entre électriciens

Les gestionnaires de réseau sont regroupés dans ENTSO-E

Attention ne pas confondre Puissance et Energie électriques

Unité de puissance le Watt (W)

1000 W = 1 kW - 1 million de W = 1 MW

Unité d'énergie électrique le Watt heure (Wh) = puissance de 1 Watt développée pendant 1 heure.

1000 Wh = 1 kWh - 1 million de Wh = 1 MWh

Exemples pour la production:

Puissance de la centrale de CRUAS : $4 \times 900 \text{ MW} = 3600 \text{ MW}$

Energie fournie pendant 1 an (46 semaines) soit **7 800 heures**

$3600 \times 7800 = 28\,080\,000 \text{ MWh}$ ou **28 milliards de kWh**

Puissance des 2 éoliennes de 3 MW = 6 MW

Une éolienne terrestre fournit de l'énergie environ **pendant 20% de sa capacité nominale** (25% pour une éolienne off shore)

Energie fournie pendant 7 800 heures * 20% = **équivalent à 1560 heures**

$6 \times 1560 = 9\,360 \text{ MWh}$

Puissance et Energie électriques (suite)

Exemples pour la consommation :

Tarif de base EDF en €/kWh : ? ? ? ? ? ?

Puissance d'un fer à repasser (en W) : ? ? ? ? ? ? ? ?

Coût en énergie d'une heure de repassage : ? ? ? ? ? ? ?

Puissance d'une ampoule basse consommation : ? ? ? ? ?

Coût d'une demi journée d'éclairage : ? ? ? ? ? ? ?

Puissance et Energie électriques (suite)

Exemples pour la consommation :

Tarif de base EDF en €/kWh : **0,15** (Prix HT et hors abonnement annuel)

Puissance d'un fer à repasser (en W) : **2 000 W soit 2 kW**

Coût d'une heure de repassage : $2 \times 1 \times 0,15 = 0,30$ € (HT et hors abonnement)

Puissance d'une ampoule basse consommation : **20 W soit 0,020 kW**

Coût d'une demi journée d'éclairage : $0,020 \times 12 \times 0,15 = 0.036$ €

CE QUE PREVOYAIT LA LOI DE TRANSITION ENERGETIQUE N° 2 A L'HORIZON 2035

REDUCTION DE LA PART DU NUCLEAIRE DE 70% à 50% DE LA PRODUCTION :

Fermeture de 14 réacteurs : $14 * 900 \text{ MW} = - 12\,600 \text{ MW}$

Doublement des installations d'éoliennes : + 15 000 MW

Mutiplier par 5 les installations solaires : + 40 0000 MW

En bilan énergétique **moyen (en MWh)** ça semble équilibré mais

On compare une énergie commandable et pouvant participer au réglage du réseau avec une énergie intermittente non commandable et ne participant pas au réglage du réseau.

Ceci va nécessiter des investissements colossaux pour adapter le réseau de transport à des points de production centralisés en peu d'endroits à des multitudes de petits producteurs disséminés sur le territoire :

Coûts estimés sur 15 ans : 33 milliards d'€

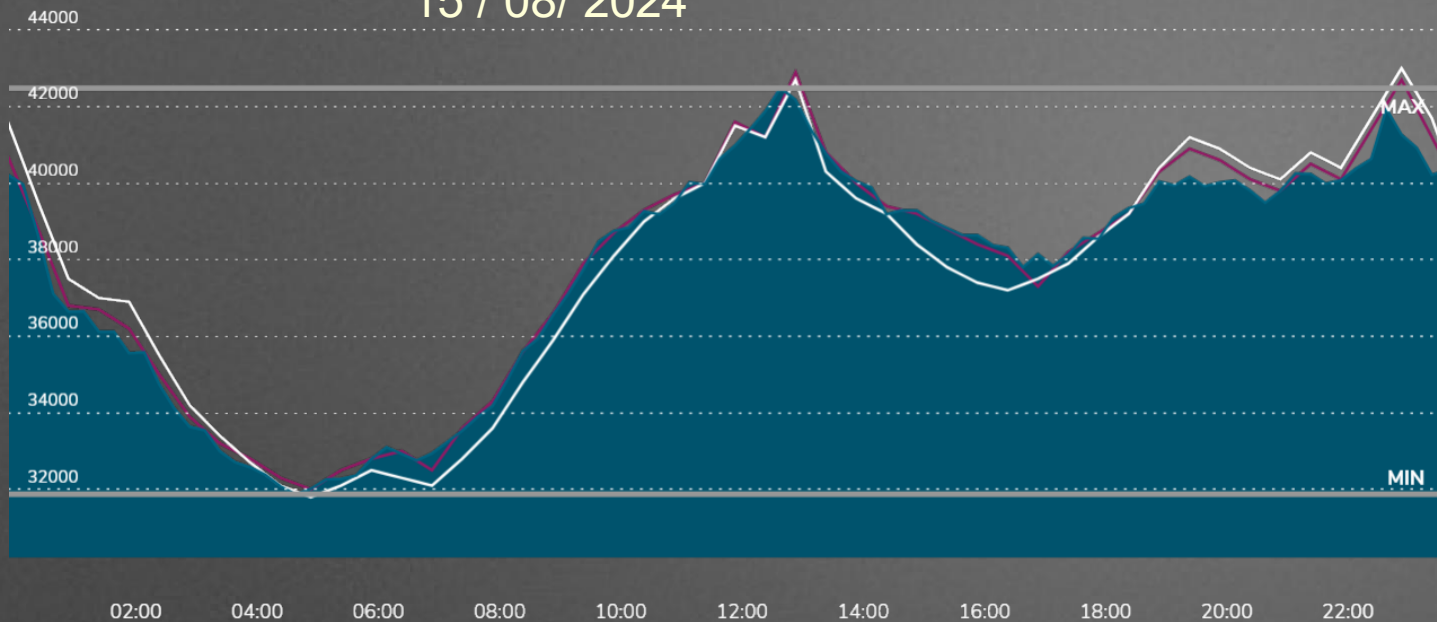
Ceci sans tenir compte des oppositions aux passages des lignes, des recours en justice qui vont obliger à passer les lignes en souterrain à certains endroits (coûts * 7)

Le plan à 94 milliards d'euros de RTE pour adapter le réseau d'ici à 2040



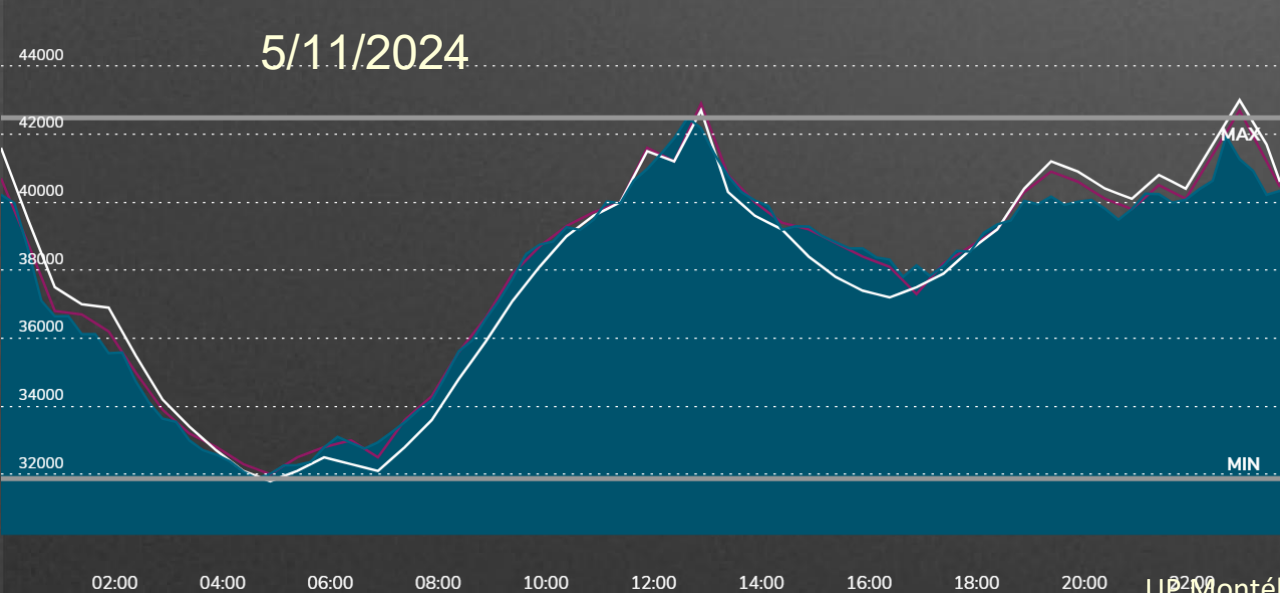
Faire face au vieillissement du réseau et sa vulnérabilité face au réchauffement climatique. D'ici à 2040, renouveler 23 500 kilomètres de lignes aériennes et 85 000 pylônes, et d'adapter 80 % du réseau – l'adaptation complète devant être achevée d'ici à 2060. Les régions Nouvelle-Aquitaine, Auvergne-Rhône-Alpes, Occitanie et Bourgogne-Franche-Comté concentreront, à elles seules, la moitié de ces travaux.

15 / 08 / 2024

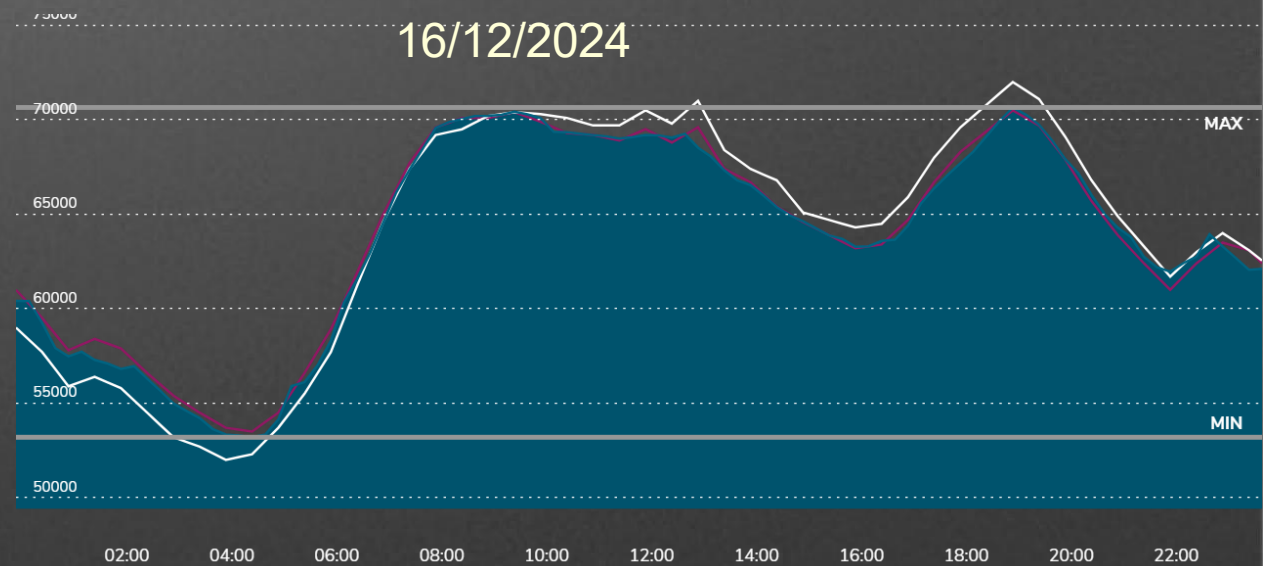


PROFILS DE CONSOMMATION
JOURNALIERE SELON LES
SAISONS

5/11/2024



16/12/2024

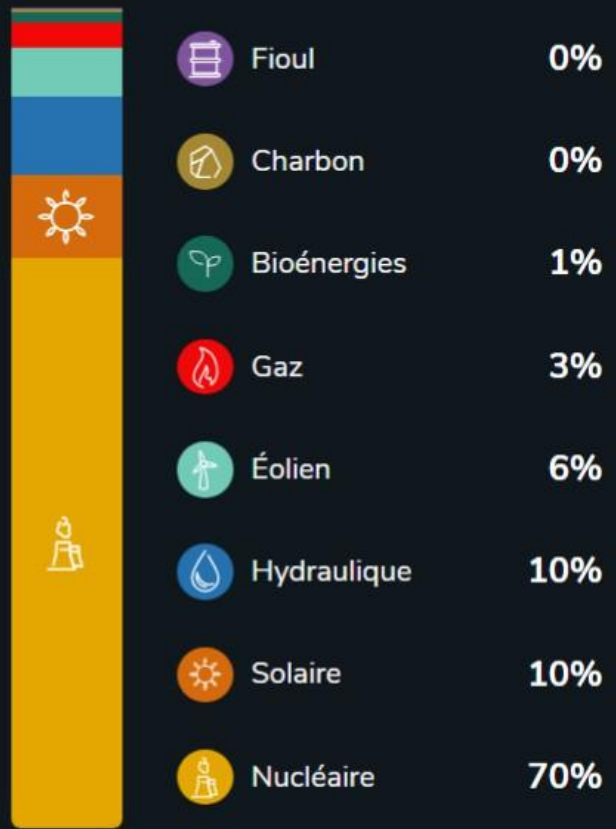
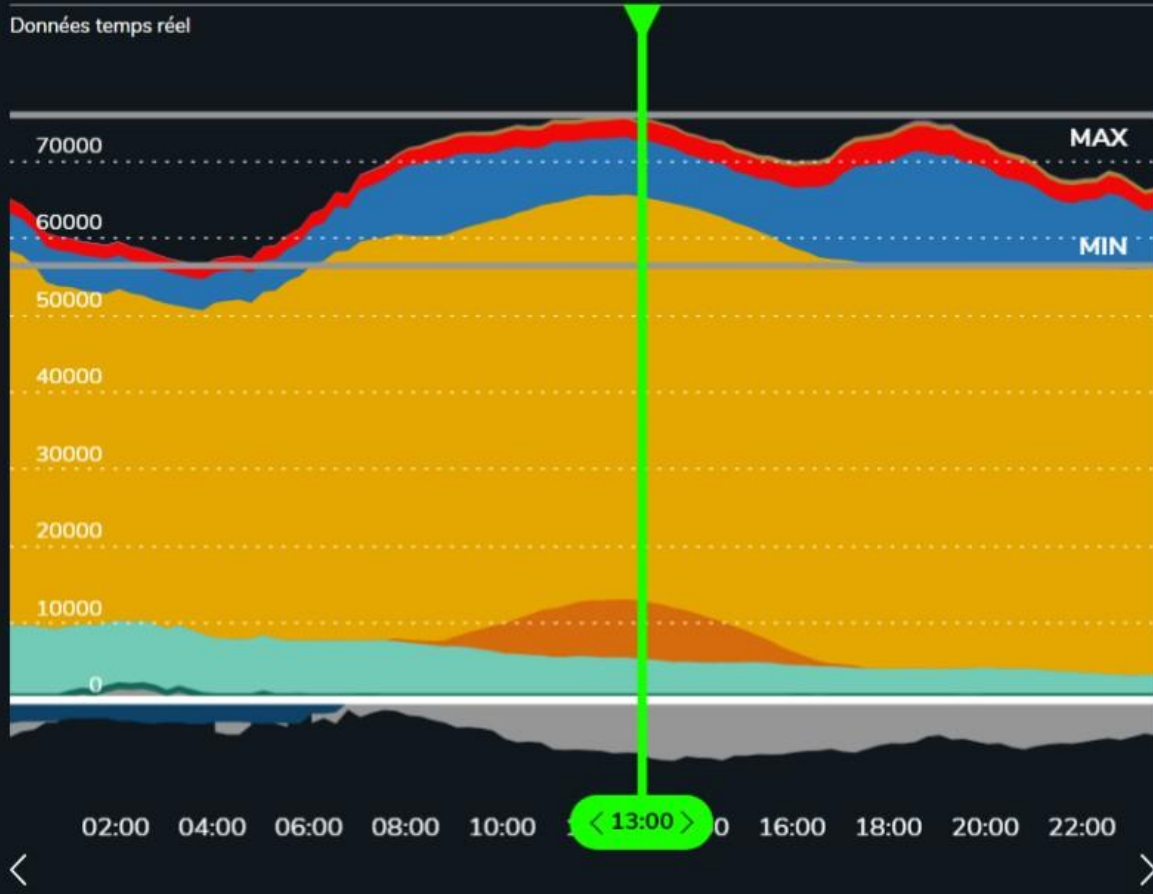


UP Montélimar 2026



Profil de production du 16 décembre 2024

Données temps réel



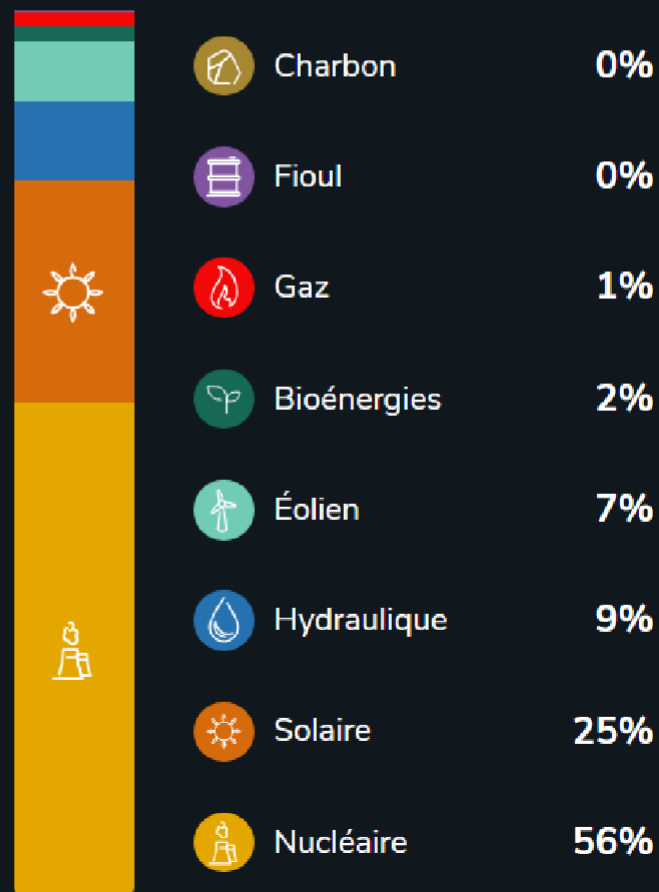
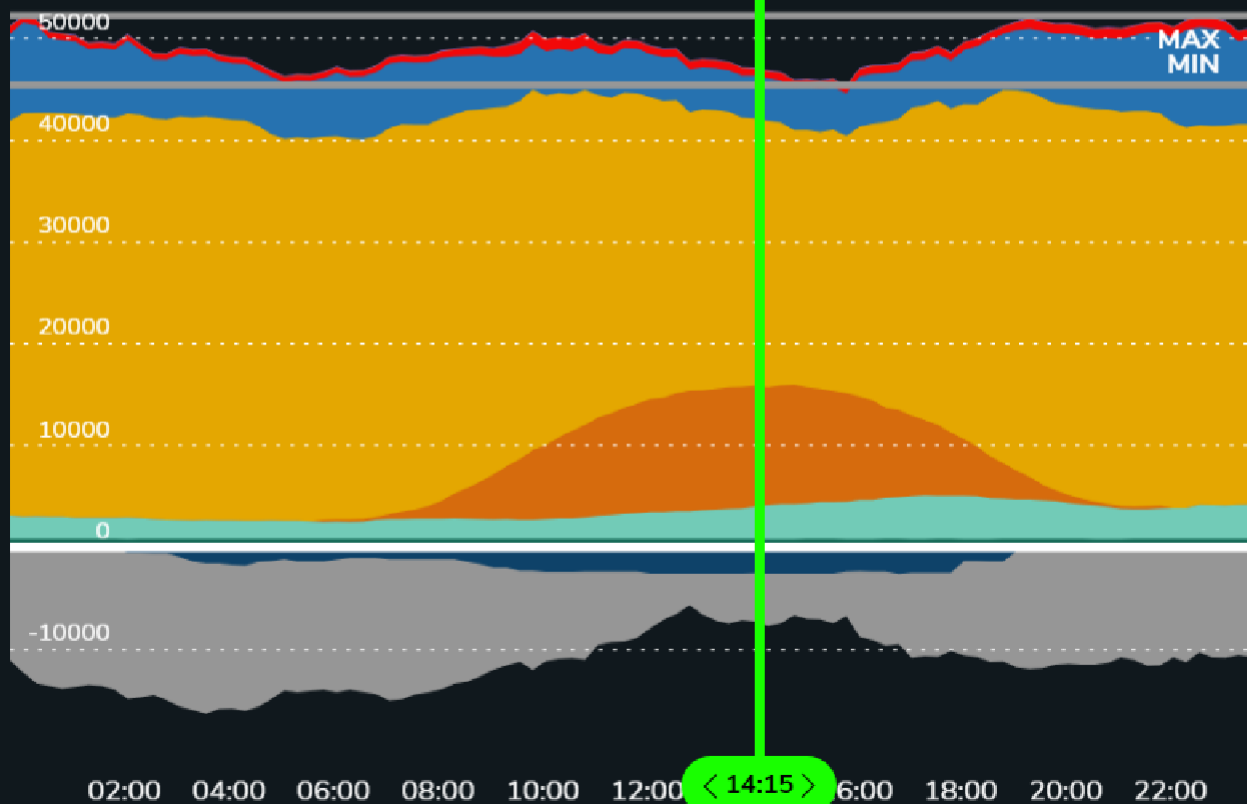
Source EcoMix RTE

▼ Import 0MW 🏠 Fioul 124MW 🏠 Charbon 0MW 🔥 Gaz 699MW 💧 Hydraulique 4177MW ⚡ Nucléaire 26286MW 🌊 Pompage 2518MW ⬆️ Export 4731MW

☀️ Solaire 11854MW 🌬️ Éolien 3185MW 🌿 Bioénergies 824MW

Profil Production Consommation on 15 Août 2024

Données temps réel



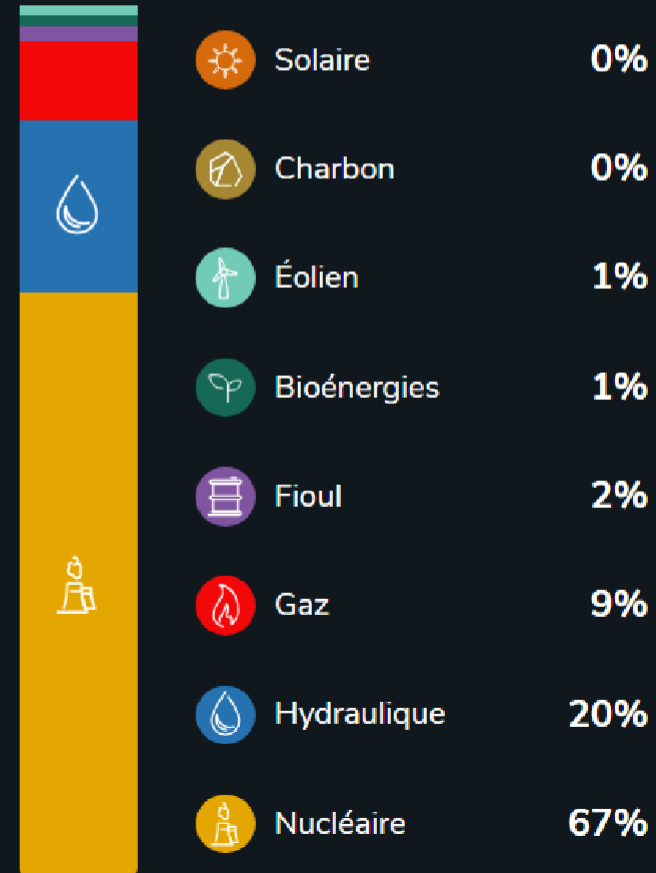
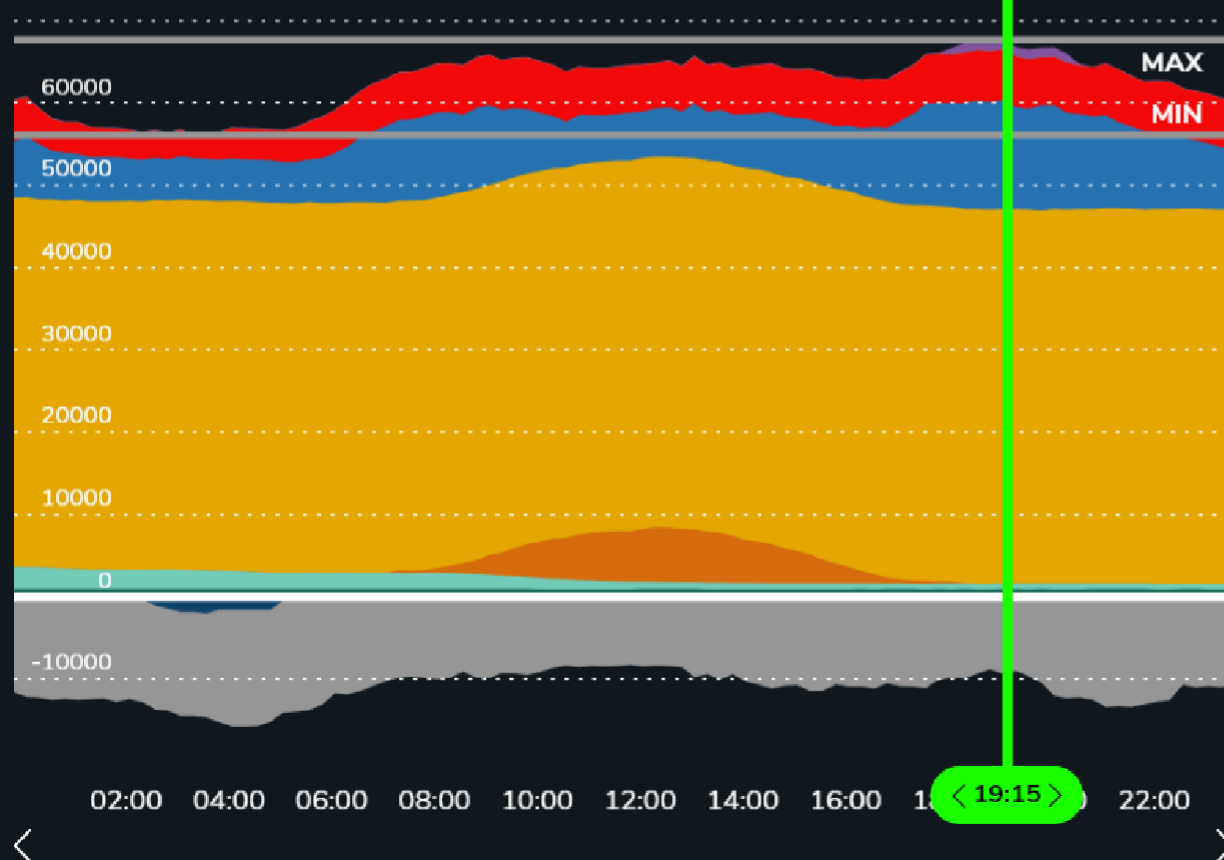
Source EcoMix
RTE

▼ Import 0MW 🏠 Fioul 1199MW 🏠 Charbon 0MW 🔥 Gaz 6125MW 💧 Hydraulique 13240MW ⚡ Nucléaire 45517MW 🌊 Pompage 1MW ▲ Export 9403MW

☀️ Solaire 0MW 🌬️ Éolien 709MW 🌱 Bioénergies 912MW

Profil Production Consommation 5 Novembre 2024

Données temps réel



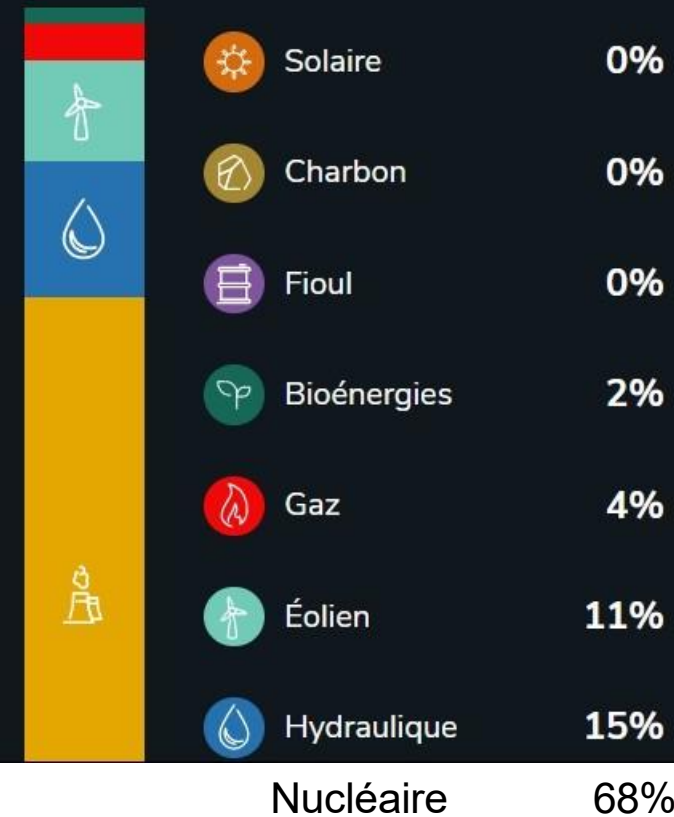
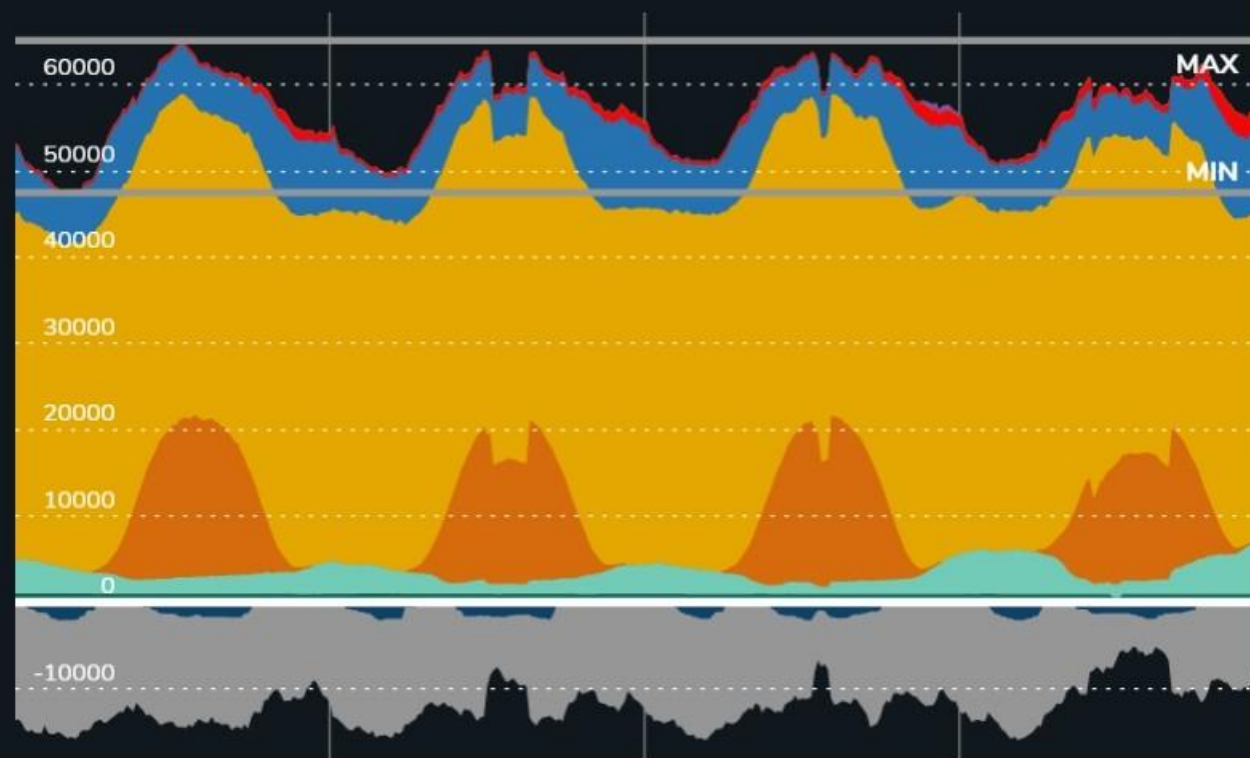
Source EcoMix
RTE

Import 0_{MW} Fioul 69_{MW} Charbon 0_{MW} Gaz 2320_{MW} Hydraulique 8619_{MW} Nucléaire 37913_{MW} Pompage 10_{MW} Export 9135_{MW}

Solaire 0_{MW} Éolien 6453_{MW} Bioénergies 1022_{MW}

Journées des
17-18-19-20
juin 2025

Données temps réel



Source Eco
Mix 2 du site
RTE

Interconnexions européennes



Samedi 8 février 2025, le réseau électrique des trois pays baltes (Lituanie, Lettonie, Estonie) a été déconnecté de celui de la Russie. Après une journée à fonctionner en autonomie, il a été raccordé au réseau européen, dimanche 9 février. Le centre d'Alytus, situé à une cinquantaine de kilomètres de la frontière polonaise, est en première ligne. Il reçoit les lignes à haute tension qui viennent de Pologne, et au-delà d'Europe, assurant le raccordement.

Following an urgent request by Ukrenergo and Moldova for emergency synchronisation, the TSOs of Continental Europe agreed to start on 16 March 2022 the trial synchronisation of the Continental European Power System with the power systems of Ukraine and Moldova. This acceleration of the synchronisation project ongoing since 2017 has been possible thanks to the previous studies carried out and the adoption of risks mitigation measures

Formation des prix

Historique : le gouvernement de 1945 décide de nationaliser le secteur de production distribution pour : rebâtir les infrastructures détruites par la guerre et accélérer l'électrification urbaine ET rurale. EDF est créée en 1946 sur avec un statut entreprise nationalisée et aux activités intégrées - production, transport et distribution. Dès 1950 un grand plan de développement de l'hydro-électricité est initié. Dans les années 60 la tension de distribution est portée de 110 V à 220 V. La production se partage entre charbon, fioul et hydraulique. Dans les années 60 - 70 - 80 le mix de production a évolué du charbon vers le fioul puis du fioul vers le nucléaire. Le tarif de vente est calculé selon le principe du calcul du prix de revient de la production moyenne pondérée. Fin de la décennie 90 est créé le marché unique européen de l'électricité et l'avènement de la concurrence entre fournisseurs. Certains pays France, Allemagne et Italie conservent cependant un tarif dit « réglementé » pour les particuliers. Les moyens de production renouvelables font leur apparition dans la production avec comme objectif de remplacer les centrales charbon et gaz (notamment en Allemagne, Danemark, Espagne). Création de l'ARENH

Janvier 2026 : Le Versement Nucléaire Universel remplace l'ARENH

Versement Nucléaire Universel : le prix de l'électricité désormais entièrement libéralisé.

En place depuis 2011, l'Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique (ARENH) cède au 1^{er} janvier 2026, la place à un nouveau dispositif : le Versement Nucléaire Universel (VNU). Le feu dispositif d'ARENH permettait aux fournisseurs alternatifs d'acheter à l'électricien national jusqu'à 100 TWh d'électricité au prix de 42€/MWh sans que ceux-ci n'aient à assumer le coût des infrastructures et des investissements. Ce dispositif, censé encourager la concurrence sur le marché de détail de l'électricité, était de longue date, décrié de toute part avec de nombreux travers que nous avons dénoncés régulièrement dans nos publications. Ainsi en contrepartie de l'exposition de l'intégralité de la production nucléaire aux fluctuations des prix de marché, le nouveau dispositif prévoit de taxer une partie des profits qu'EDF réalise en vendant son électricité nucléaire. Lorsque celle-ci sera vendue au-delà de 78€/MWh, 50 % des revenus de l'énergéticien seront prélevés et au-delà de 110€/MWh, l'impôt passera à 90 % des revenus d'EDF. La rente ainsi dégagée par l'État devrait être redistribuée (selon un mécanisme encore flou) aux consommateurs.

Février 2026 : la PPE 3 adoptée par le gouvernement

Accord avec Bruxelles sur le régime des concessions hydrauliques

Nouvelle stratégie d'EDF sur l'hydraulique

EDF donne la priorité aux STEP

Bernard Fontana a indiqué vouloir lever le pied sur l'éolien et le solaire, mais mettre à niveau le parc hydroélectrique français avec une augmentation de 4 GW de capacité, ce qui représente 20 % de sa puissance totale. Cette hausse de puissance devrait être échelonnée en deux étapes, avec 2 GW d'ici 2035, et 2 GW après 2035.

Pour y parvenir, EDF compte d'abord sur la modernisation des centrales existantes. De nombreux projets de la sorte sont en cours, comme dans la centrale de Montahut, dans l'Hérault. Cette dernière va voir sa puissance passer de 90 MW à 96 MW. Dans ce cas précis, cette hausse de puissance est rendue possible par l'augmentation du débit turbiné grâce au remplacement des roues et à la modification des injecteurs. De la même manière, EDF Hydro procède actuellement à une modernisation de l'usine Laval de Cere 2 pour en augmenter la capacité de production de 10 %.

Face aux besoins de plus en plus importants en stockage d'énergie, EDF travaille également au déploiement de nouvelles STEP. Ces dernières devraient représenter 1500 MW, sur les 2000 MW prévus de nouvelles capacités prévues d'ici 2035. À Saut Mortier, des travaux vont bientôt démarrer pour y installer une turbine-pompe de 18 MW. Cette nouvelle pompe va faire du site, composé des retenues de Vouglans, Saut-Mortier et Coiselet, la première STEP à trois bassins. Mise en service prévue : 2030.

Formation des prix

	AVANT LIBERALISATION DU MARCHE	APRES LIBERALISATION
PRODUCTION	EDF,CNR, Charbonnages de France, SNCF, Houillères de Provence, Électricité de Strasbourg	EDF,CNR, Total Energie, Direct énergie, ENGIE, ,UNIPER, producteurs éolien et solaire
TRANSPORT DISTRIBUTION	EDF Direction du transport EDF Direction de la distribution Régies municipales (Strasbourg, Grenoble, La Roche sur Yon)	RTE ENEDIS Régies
COMMERCIALISATION	EDF Transport pour les clients THT EDF Distribution pour les clients BT Les régies municipales	RTE ENEDIS, et environ 100 fournisseurs dits « alternatifs »

La part transport d'électricité est payée par le TURPE (*) qui figure sur les factures

(*) Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité

TURPE HTB rémunère RTE

TURPE HTA - BT rémunère ENEDIS

Ces deux entités ne sont pas dans le marché concurrentiel. Le tarif est déterminé par la CRE.

Les prix payés sur les factures sont la somme des coûts de production, de transport (TURPE), de distribution, commercialisation et les taxes.

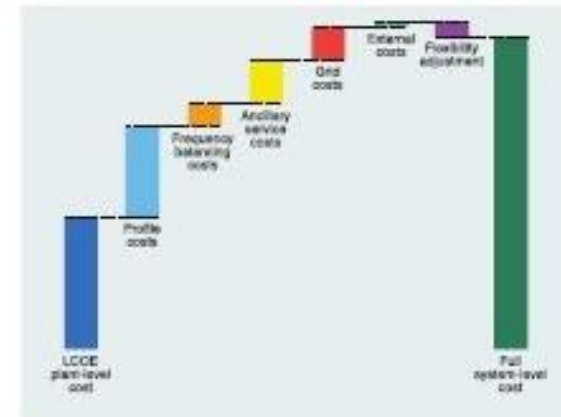
L'ordre d'appel des moyens de production selon leur coûts et leurs caractéristiques vis a vis du système électrique. Le « merit order »

Rang de la filière	Coût de production en c€/kW	Emission de GES	Caractéristiques
Solaire	Toitures : 24 Sol garanti : 10 Sol appels d'offres : 5,2 à 5,8	30 gCO2/kWh	Fatal et prioritaire - intermittent Possibilité de couper les gros producteurs en cas de besoin (en période de sur - production)
Eolien	Terrestre : 6,5 à 7,5 Maritime posé : 5 à 15 Maritime flottant : >20	13 gCO2/kWh	Fatal et prioritaire - intermittent Possibilité de couper les gros producteurs en cas de besoin(uniquement maritime)
Hydro de fleuve	2 à 5	11 gCO2/kWh	Fatal et prioritaire - continu Essentiellement Rhône et Rhin
Biomasse		230 gCO2/kWh	Selon disponibilité
Nucléaire	Historique : 3,3 EPR : 10 à 11 EPR 2 : 7 à 8	5 gCO2/kWh	Energie de base. Ajustable selon la consommation et les besoins du réseau(fréquence et tension)
Gaz	Cycle combiné : 5 à 7 Turbine AC : 14 à 18	512 gCO2/kWh	Energie de pointe. Ou soutien local en Bretagne, Méditerranée et Lorraine + co-génération en hiver
Hydro de barrages	Valorisé au prix de la centrale en marginal	-----	Energie de pointe
Fuel	8 à 9	901 gCO2/kWh	Energie de pointe surtout en soutien local
Charbon	6 à 7	983 gCO2/kWh	Une seule centrale en France - St Avold centrale Emile Huchet maintenue pour soutien de pointe Grand Est

1 Technology focused cost metrics, like LCOE, fail to capture system perspective

Too often, debates focus on one metric (like LCOE), ignoring the bigger picture. Moving beyond simple plant-level metrics to a full system cost approach means no more hidden costs. By including all elements like balancing, backup, grid, flexibility, externalities we avoid surprises, spikes, and disruptions.

We should stop evaluating the power system from the perspective of a single technology in isolation.



2 Different technologies provide valuable capabilities to the system

No one technology delivers sustainability, resilience, and competitiveness alone. Each technology offers unique strengths. A well-designed, diverse energy mix is not just safer, it's smarter. It minimizes over-investment, leverages synergies, and provides reliability even in extreme weather or market shocks.

How do we properly evaluate costs in power system studies?



Tableau 1 : comparatif technico-économique des différents moyens de production d'électricité

Moyen de production	Investissement par kW installé (€)	Durée de vie (années)	TEPP ou FC (%)	Productible annuel (kWh)	Coût fixe d'exploitation (c€/kW/an)	Coût du kWh produit (c€)	Surcoût réseaux + d'appoint/secours par kWh (c€)	Coût total du kWh (c€)	Emission de CO2
Nucléaire									
Actuel	760	10 à 20	80 %	7 000	120	3,3	0	3,3	NON
Prototype EPR	7 900	> 60	90 %	7 800	100	10 à 11	0	10 à 11	
« EPR2 » optimisé de série	5 000	> 60	90 %	7 800	100	7 à 8	0	7 à 8	
Grande hydraulique	1 300	> 75	33 à 40 %	2 900 à 3 500	18	2 à 5	0	2 à 5	NON
Eolien									
Terrestre	1 400	20 à 25	23 %	2 000	47	6,5 à 7,5	1,5 à 2,4	8 à 9,9	NON (*)
En mer (posé)	4 100	20 à 25	32 %	2 800	150	5 (**) à 15	3,5 à 4,4	8,5 à 19,4	
En mer (flottant)	6 400	20 à 25	> 32 % ?	2 800	190	> 20	4 à 5	24 à 25	
Photovoltaïque									
Toitures domestiques	2 600	20 à 25	13 %	1 150	70	24	3 à 4,6	27 à 28,6	NON (*)
Grandes toitures	1 600	20 à 25	13 %	1 150	50	15	3 à 4,6	18 à 19,6	
Au sol (tarif garanti)	1 200	20 à 25	13 %	1 150	30	10	3 à 4,6	13 à 14,6	
Au sol (appels d'offres)	1 100	20 à 25	13 %	1 150	30	5,2 à 5,8	3 à 4,6	8,2 à 10,4	
Centrales au gaz (***)									
Cycles combinés	1 100	20 à 25	35 à 70 %	3 000 à 6 000	36	5 à 7	0	5 à 7	OUI
Turbines à combustion	600	20 à 25	< 3 %	< 250	26	14 à 18	0	14 à 18	

(*) : hors appoint/secours par des moyens pilotables émetteurs de CO2 ; (**) : cas particulier du parc de Dunkerque ; (***) : avec prix du gaz < 20 €/MWh d'avant la crise actuelle sur les marchés du gaz

NB : à titre indicatif, les coûts de la colonne « coût total du kWh » peuvent être comparés aux prix de la part énergie du tarif domestique réglementé (6 KVA) avant la crise actuelle sur les marchés du gaz, de l'ordre de 5,5 c€/kWh HT.

LA PANNE GEANTE EST ANNONCEE EN EUROPE DEPUIS LONGTEMPS

Personne n'y croit et pourtant !!!

BLACK-OUT ITALIEN NUIT BLANCHE 28-09-2003

à 3 h du matin l'Italie importe 6,951 GW d'électricité de France, de Suisse, d'Autriche, de Slovénie et de Grèce (concernant la Suisse, une surcharge de 0,542 GW est demandée). À 3 h un incident (arc électrique) sur une des lignes à haute tension de 380 kV surchargée conduit progressivement, à une douzaine d'autres délestages en cascade et, dès 3 h 25, à un effondrement complet du système électrique italien en quelques minutes. Ce sont bien 56 millions d'Italiens qui sont alors plongés dans le noir, du Nord du pays à la Sicile.



TAIWAN Août 2018

30/11/2018

Taïwan: le peuple taïwanais abroge par référendum la sortie du nucléaire.

La nouvelle présidente de l'île-état de Taïwan (23 millions d'habitants) avait dans son programme la sortie du nucléaire. Après une panne géante d'électricité le 15 août dernier, un puissant mouvement pro-nucléaire s'est constitué. Le 24 novembre 2018, par un référendum d'initiative populaire, cette sortie a été repoussée par 59% des votants contre 41%. La participation ayant été largement suffisante (nettement plus de 50%), le vote permet d'invalider les lois correspondantes.

LA PANNE GEANTE EST ANNONCEE EN EUROPE DEPUIS LONGTEMPS

Personne n'y croit et pourtant !!!

Grande Bretagne Août 2019

Vendredi 9 août 2019 à 16h54, une importante panne d'électricité a touché près d'un million de foyers en Angleterre et au pays de Galles et créé d'importantes perturbations, notamment dans les transports.

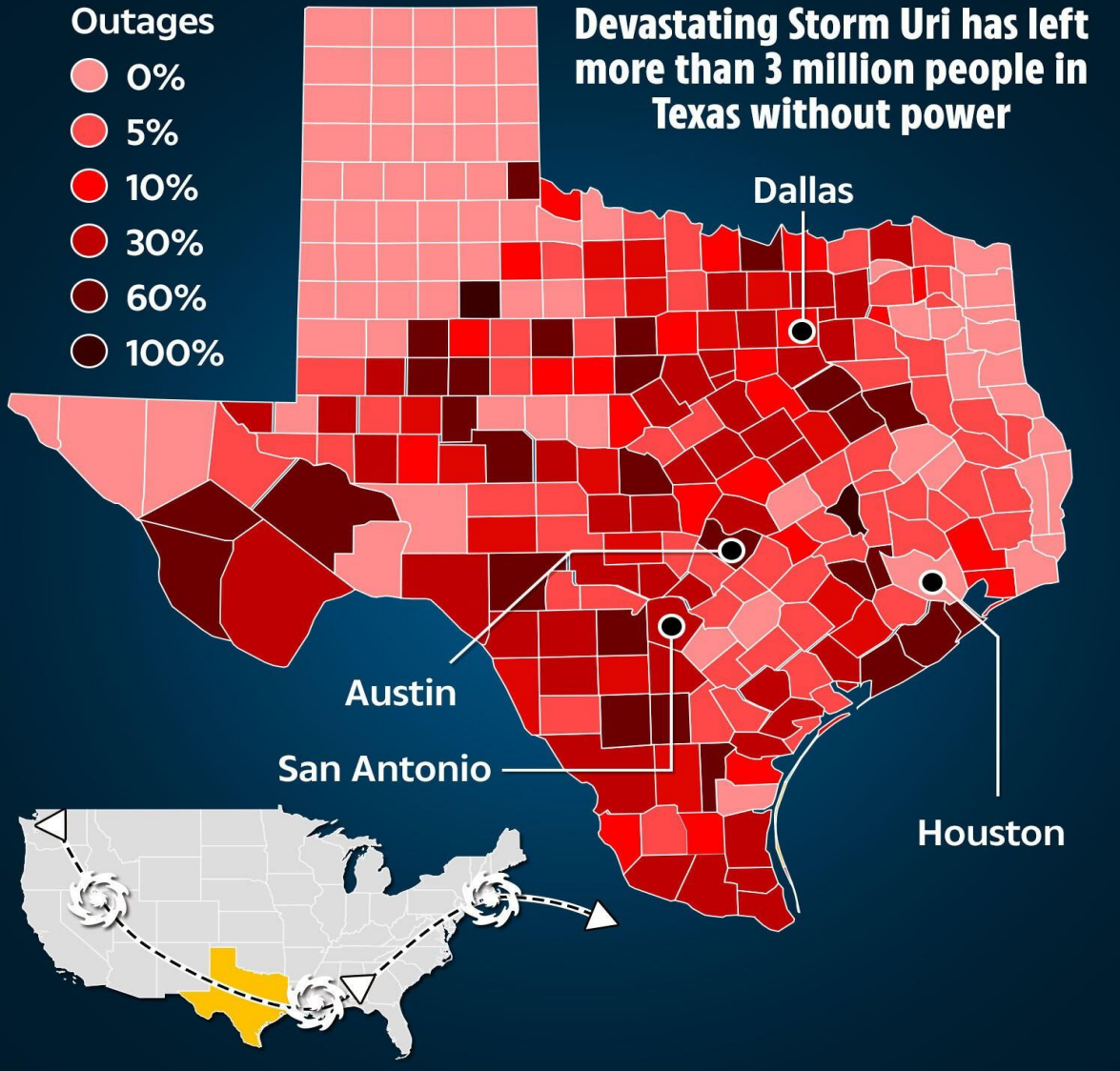
National Grid Electricity System Operator (ESO), explique que l'origine de l'évènement est la perte presque simultanée de deux importants générateurs, l'un au gaz et l'autre éolien offshore, à 16h54. National Grid ESO explique que les autres groupes de production ont alors répondu de manière appropriée en augmentant leur production mais que, comme la perte initiale était trop importante, cela n'a pas suffi. Afin de protéger le réseau et d'assurer un retour à la normale aussi rapide que possible, une protection de secours s'est enclenchée, ce qui a déconnecté une partie de la demande à travers le Royaume-Uni, ajoute l'opérateur. Ce processus automatique de sécurité de délestage a permis d'assurer l'approvisionnement au reste de la population. Toutes les demandes ont ensuite été reconnectées par les opérateurs du réseau de distribution en moins d'une heure, à 17h40. D'après EnAppSys qui surveille les réseaux électriques, les deux générateurs en question sont la centrale à gaz de Little Barford détenue par RWE et deux unités du parc éolien offshore Hornsea 1 géré par le groupe danois Ørsted. Le même jour, le directeur des opérations de National Grid System Operator, Duncan Burt, a déclaré sur la BBC que le dernier évènement comparable s'était produit en 2008 avec la perte presque simultanée de deux générateurs et un déroulement des faits similaires.

POWER OUTAGES

Outages



Devastating Storm Uri has left more than 3 million people in Texas without power



Du 15 au 18 février 2021, une grande partie du **TEXAS** s'est vu totalement privée d'électricité. Souvent pointée du doigt, l'énergie éolienne a tout autant failli que les centrales à gaz, charbon et une unité nucléaire sur 4. L'effondrement du réseau électrique n'a donc pas qu'une seule cause et dépend en réalité d'une multitude de facteurs.

- Froid intense de **-25° sous les normales**
- L'électricité est majoritairement produit par charbon et gaz. **Le froid entraîne le gel des tuyaux et des centrales.**
- L'énergie éolienne représente 40% du mix électrique. **Absence de vent due au froid anticyclonique et gel des éoliennes**
- Il y a 4 unités nucléaires dont **1 a déclenché** suite au gel d'un capteur de mesure
- Pour des raisons historiques et anti fédéralistes le **Texas n'est pas interconnecté** avec les états voisins qui auraient pu le secourir.

Pertes de 130 milliards de \$ - entre 250 et 700 morts essentiellement hypothermie

28 avril 2025

Le système électrique ibérique s'effondre à 12h33 et 27 secondes : blackout jusqu'au lendemain 0h22 au Portugal et 4h00 en Espagne.

Vers 9h la puissance solaire augmente de 13 GW puis 18 GW vers 10h15

L'éolien reste stable autour de 2,5 à 3,5 GW sur toute la matinée

La consommation baisse de 27 à 25 GW au cours de la matinée.

La forte pénétration des ENR (autour de 70% du mix) empêche les producteurs dits « classiques pilotables » de pouvoir contenir les surtensions qui apparaissent sur le réseau certains secteurs atteignant des tensions de 435 kV au delà du seuil d'acceptabilité de 420. Automatiquement les exportations vers la France passent de 1 GW à 5 GW vers 11h.

Entre 12h03 et 12h22 deux épisodes d'oscillations de fréquence de 0,63 Hz et 0,21Hz ont lieu. Les opérateurs réussissent difficilement à les stabiliser compte tenu du peu de moyen de stabilisation conventionnels à leur disposition

Vers 12h32 la charge sur le réseau augmente de 317 MW (peut-être lié à des PV sur toitures qui déclenchent par surtension) alors que des fermes solaires et éoliennes déclenchent entraînant une perte de 208 MW.

A 12h33 d'autres fermes solaires et éoliennes déclenchent : chute de fréquence et effondrement total du réseau. A 12h33 et 24 sec les lignes depuis la France sont coupées par perte de synchronisme.

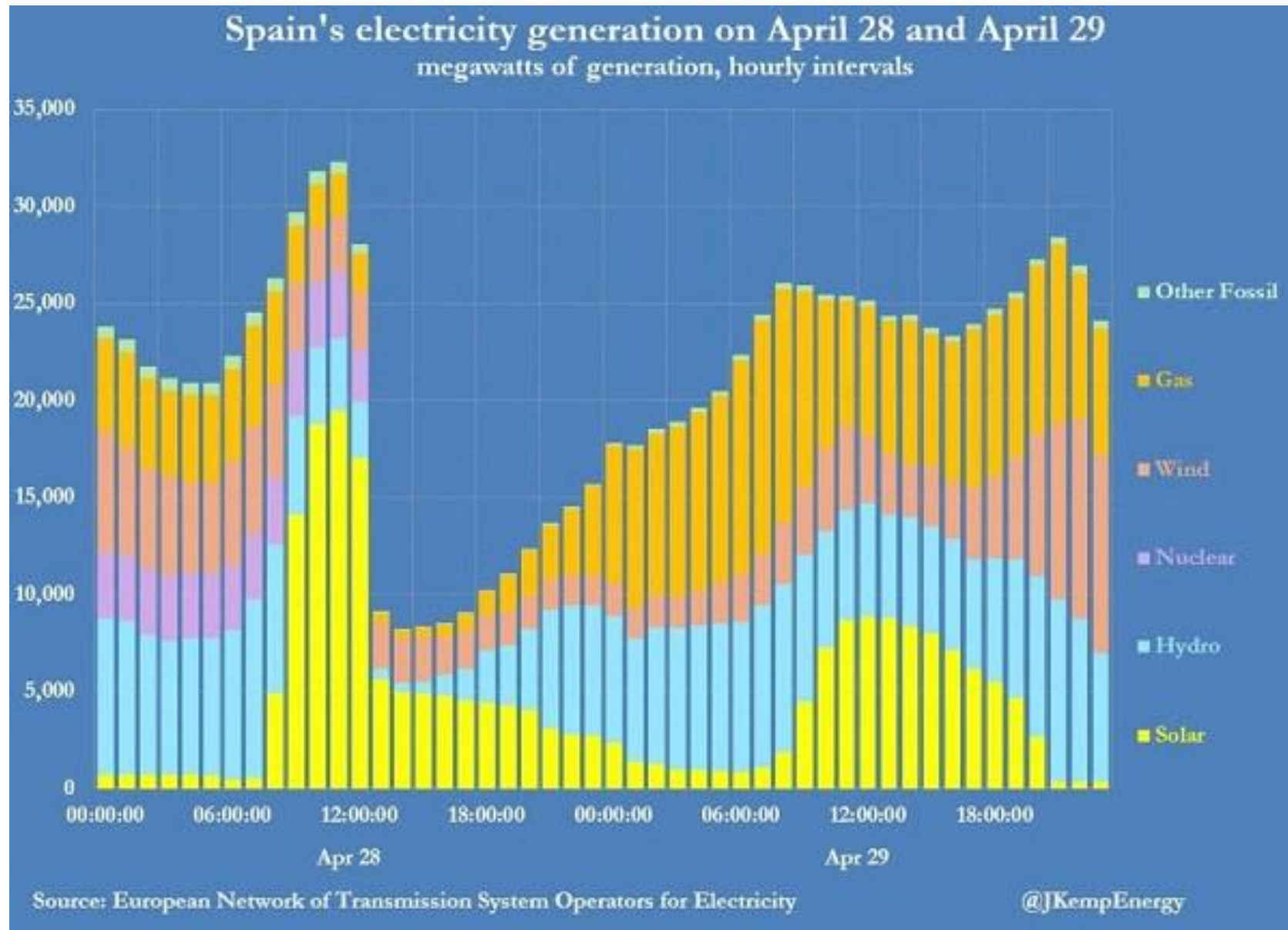
L'incident cause sept morts dont six en Galice (dont 3 par asphyxie par un générateur électrique défectueux)

Des millions de personnes sont prises au dépourvu, notamment les voyageurs : les aéroports doivent fermer en urgence, le trafic ferroviaire s'interrompt brutalement, les lignes de métro des grandes villes doivent être évacuées dans la confusion et les feux de circulation routiers cessent de fonctionner[18].

Les antennes relais sont dépourvues de générateur de secours (? ?)]. Les utilisateurs d'Internet se trouvent déconnectés et certains sont incapables de rentrer chez eux faute d'accès à leur GPS.

28 avril 2025

Le système électrique ibérique s'effondre à 12h33 et 27 secondes : blackout jusqu'au lendemain 0h22 au Portugal et 4h00 en Espagne.



Merci de votre attention

Alain HUCHET