

Cycle Energies du Futur

Economie du système électrique et **prise en compte des énergies renouvelables**

Quelques éléments de réflexion et de compréhension

Georges Servièrè
SFEN RAL
ancien d'EDF

- Créée en 1973, **association loi 1901 de personnes physiques**, la SFEN est un lieu d'échanges pour celles et ceux qui s'intéressent à l'énergie nucléaire et à ses applications avec 3 600 adhérents: professionnels, ingénieurs, techniciens, chimistes, médecins, professeurs, et étudiants, chercheurs, concernés par le nucléaire français.
- Missions principales :
 - **Partager, informer, publier** : la Revue Générale Nucléaire (RGN)
 - **Valoriser l'excellence scientifique** et la **rigueur technique** de la filière
 - **Contribuer aux débats sur les énergies, le mix énergétique, le changement climatique,**
 - **Fédérer les femmes et les hommes du nucléaire**avec la mise en commun des connaissances scientifiques et la confrontation des points de vue techniques pour innover et progresser sur tout type d'énergies.

Economie du système électrique et **prise en compte des énergies renouvelables**

Quelques éléments de réflexion et de compréhension

Georges Servièrè
SFEN RAL
ancien d'EDF

- Systèmes électriques
- Prix, coûts et marché de l'électricité,
- Fonctionnement et physique du système électrique
- Réseaux
- Production
- Stockage
- Quelques conclusions

Systèmes électriques

Par Système Électrique on entend l'ensemble des activités liées à l'industrie électrique :
la production d'électricité, son transport, sa distribution, et sa fourniture.

ou plutôt les Systèmes Électriques

Plusieurs composantes:

- Production ou approvisionnement en électricité,
- Transport, distribution, Commercialisation
- Consommateurs/Clients

Plusieurs niveaux:

- Local ou individuel
- Pays (France, ...), Insulaire (DOM-TOM,)
- Europe

Les systèmes électriques

- Ensemble de Moyens Physiques (centrales, réseaux, ...)
- mais aussi outils de solidarité technique, économique et sociale

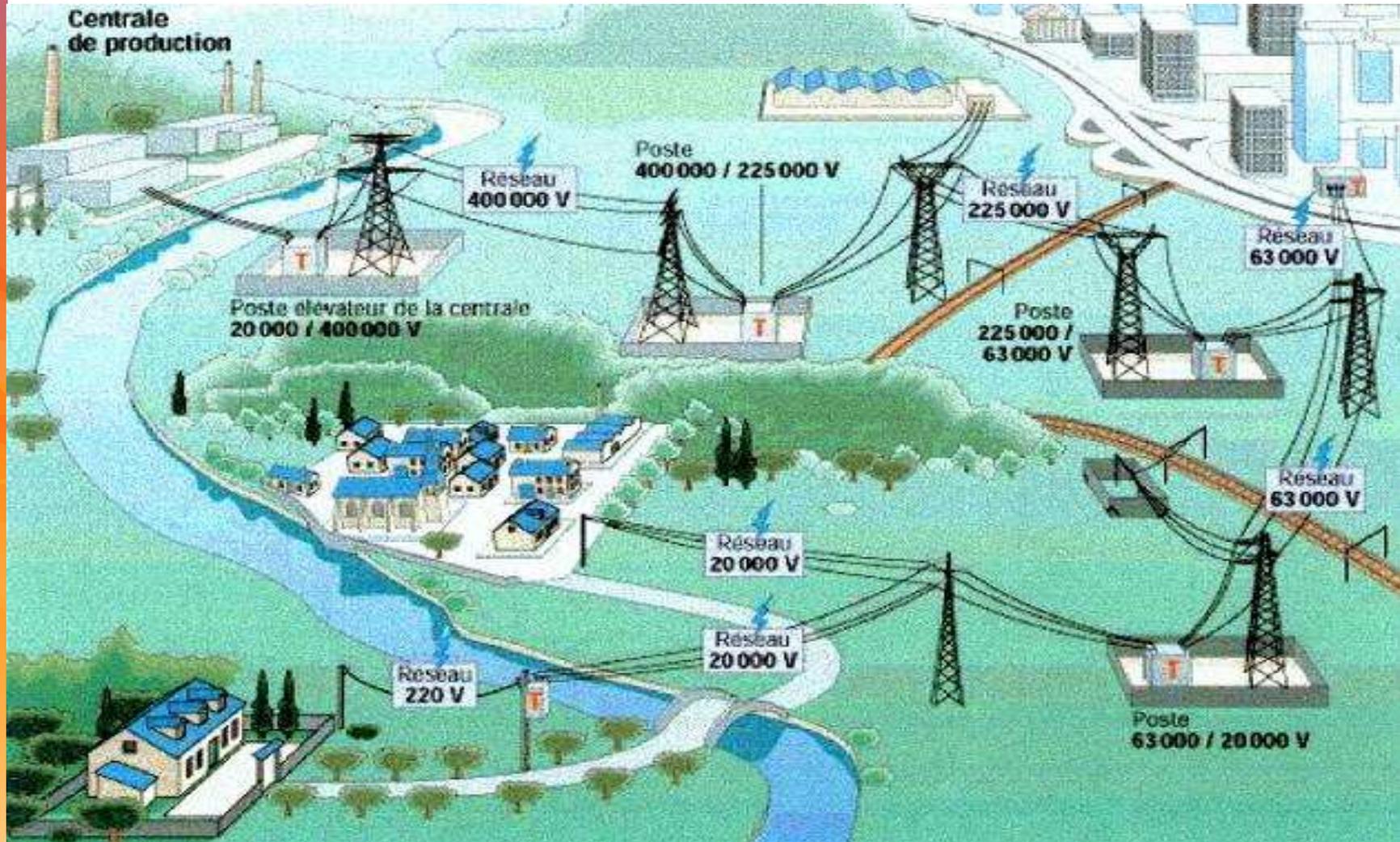
Quelques particularités de l'électricité:

L'électricité c'est à la fois

- Un produit
 - Il faut le fabriquer → moyens de production
 - Valeur marchande, marché,...
- Un service, ... public
 - Devenu indispensable
 - Sécurité d'approvisionnement/fourniture et de distribution
 - Solidarité (sociale, économique,...)

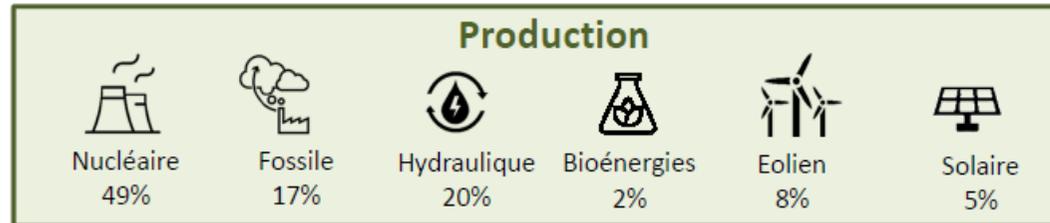
L'électricité ne se stocke pas:

- Production = consommation
à tout instant
- On peut stocker de l'énergie, ce qui implique une transformation
Electricité ↔ Energie (mécanique, chimique, ...)

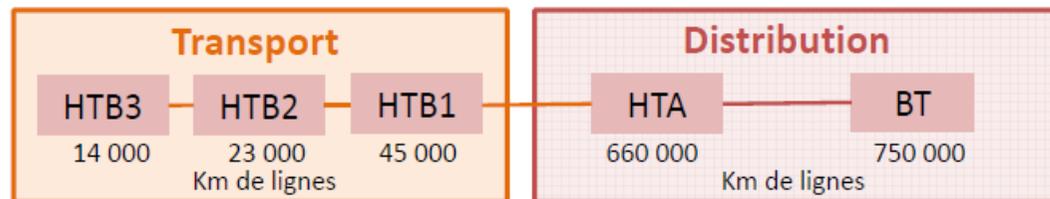




Le système électrique Français



**129
GW**



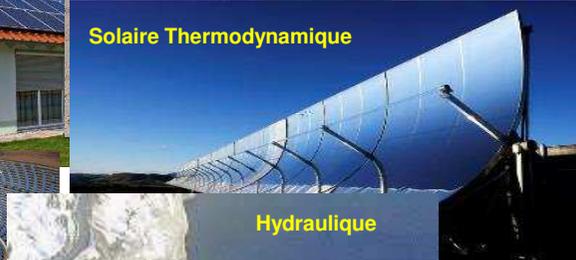
**1,5
Millions
de km**



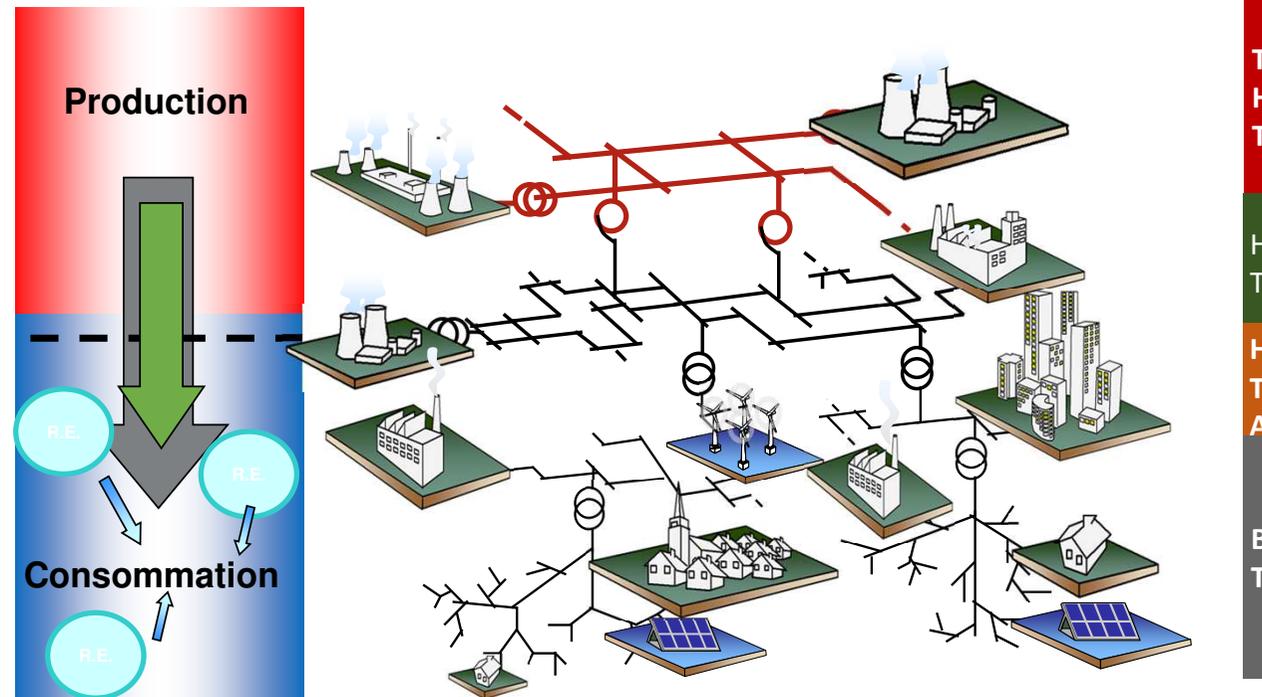
**37
Millions
de sites**

Données : RTE (bilan statistique 2015) + CRE (observatoire)

BT: <1 kV; HTA: <63 kV; HTB1: 90 kV-63 kV; HTB2: 225 kV-150 kV; HTB3: 400 kV



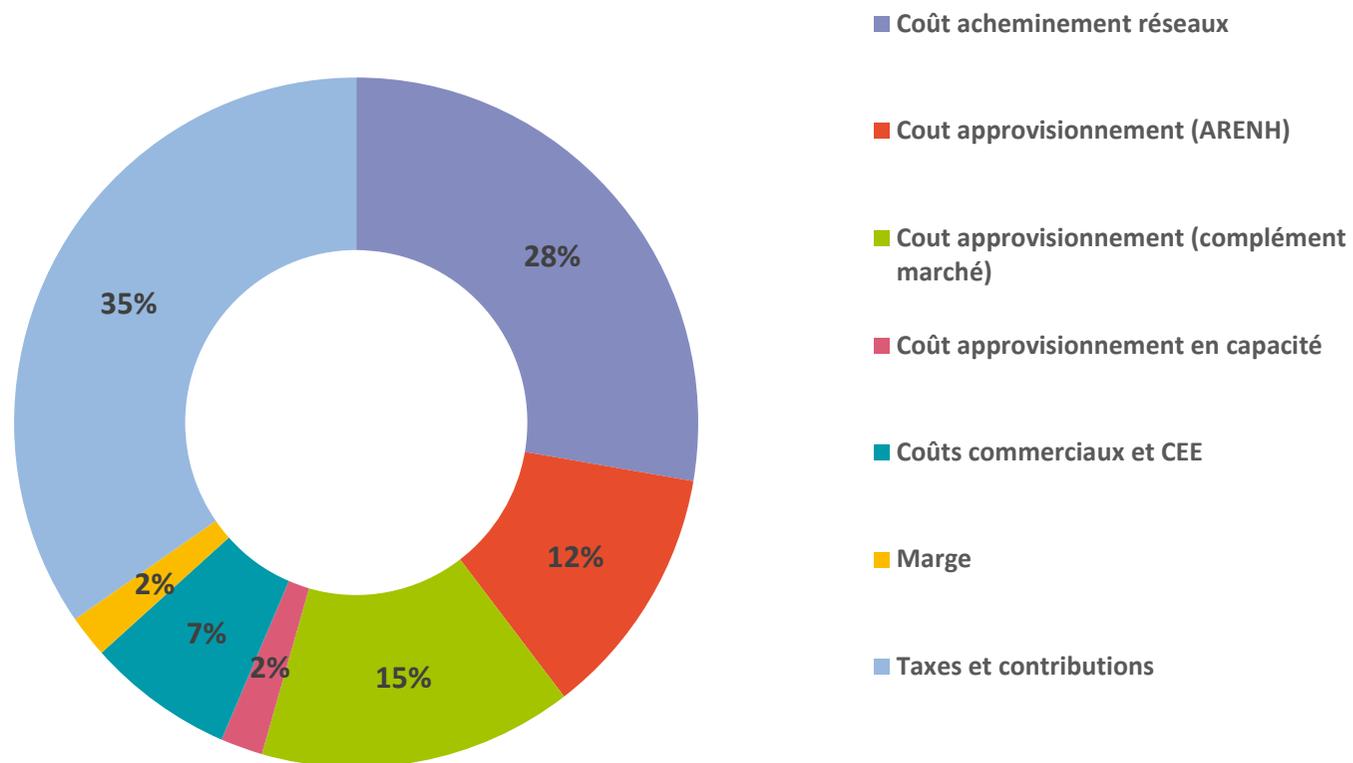
Comment adapter les systèmes énergétiques et les infrastructures sous jacentes à l'arrivée des sources réparties et des sources intermittentes ?



Prix et coûts de l'électricité

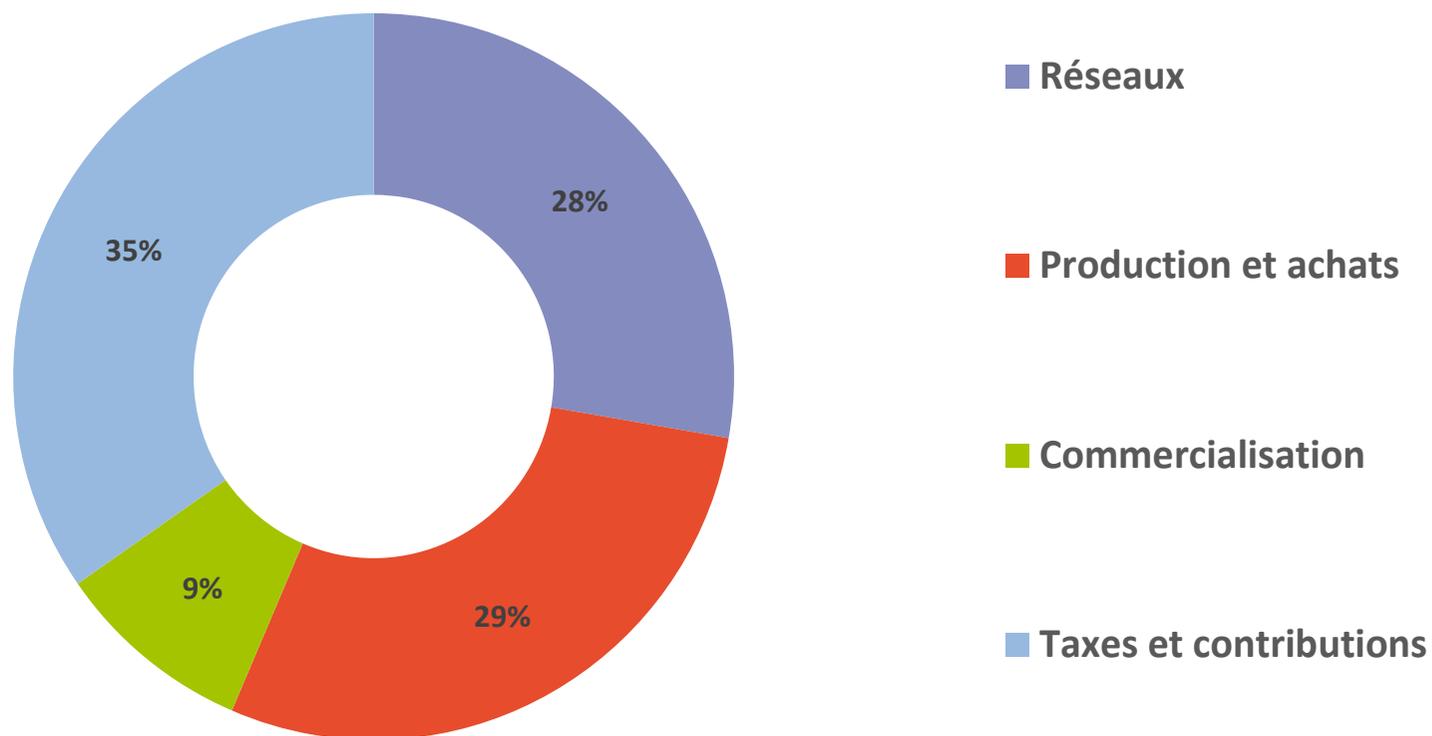
Composition des tarifs réglementés de vente

(sur la base du TRV résidentiel moyen au 1^{er} juin 2019)

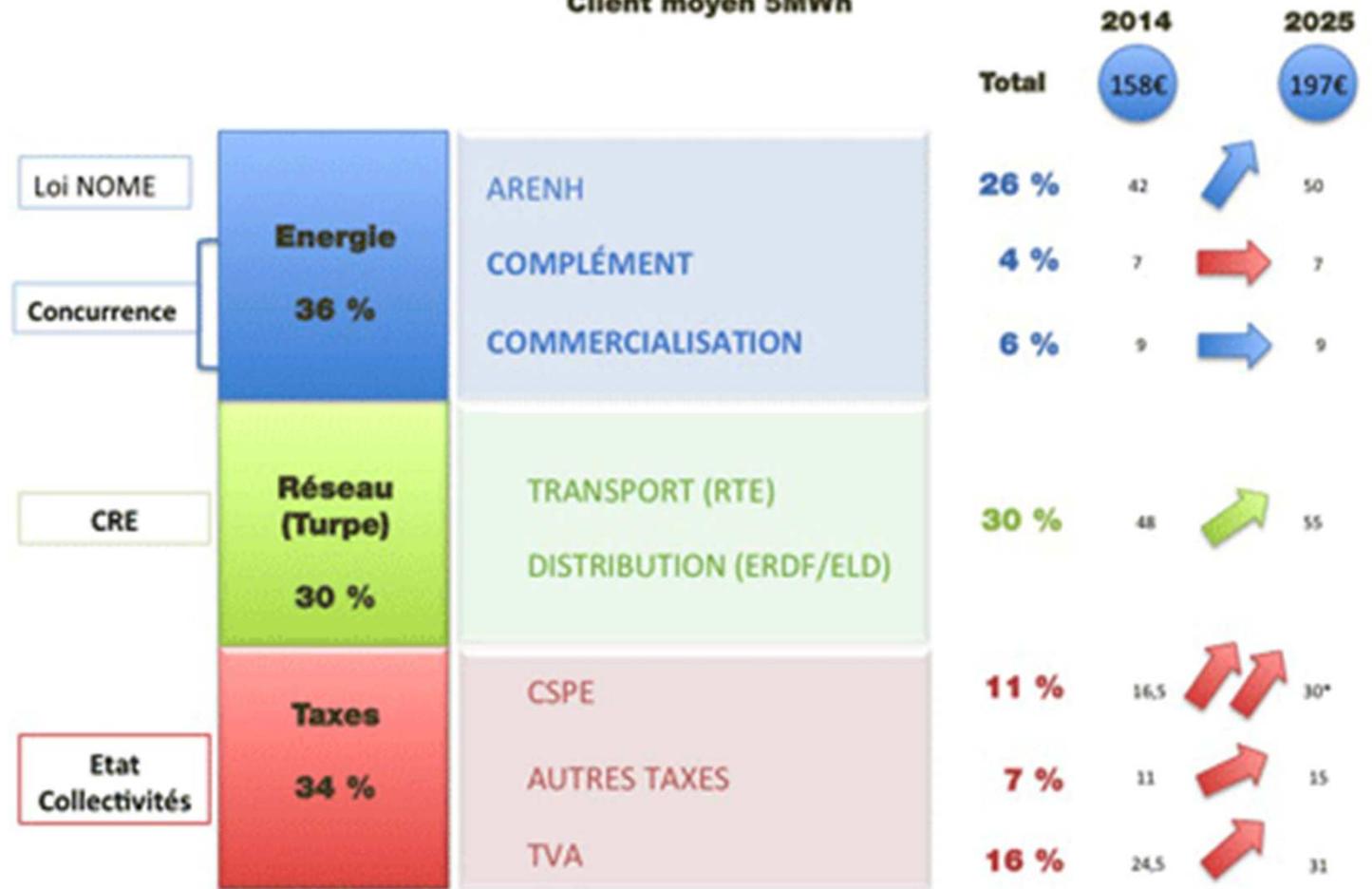


Données CRE

Composition des tarifs réglementés de vente (sur la base du TRV résidentiel moyen au 1^{er} juin 2019)

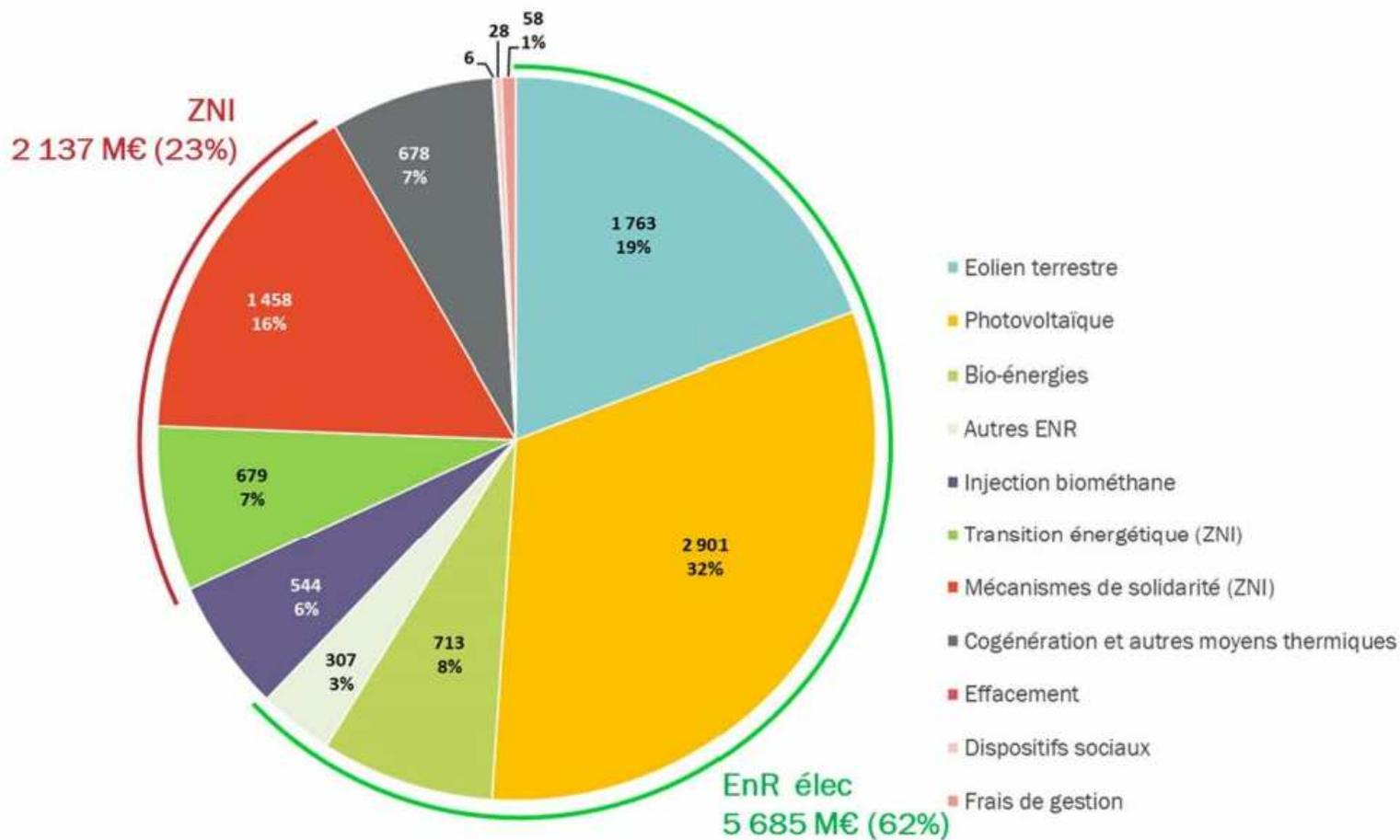


COMPOSANTES DU TRV BLEU Client moyen 5MWh

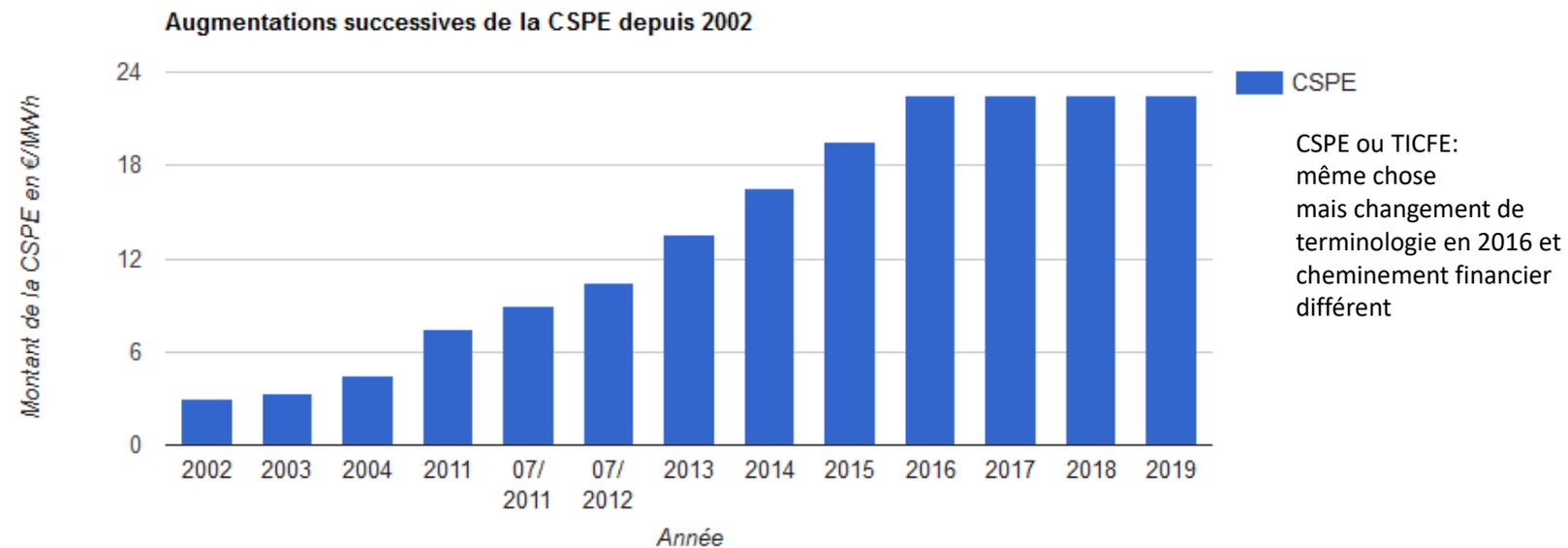


* Hors impact réduction parc nucléaire

Charges de service public de l'énergie prévisionnelles au titre de 2021 (total 9 135,4 M€)



Evolutions du montant de la CSPE



La CSPE représente **100 euros en moyenne par an et par ménage.**

CSPE sur factures plafonnée à 22,5 €/MWh soit ~ 5,2 G€

Charges CSPE supportée par EDF ~ 9,1 G€

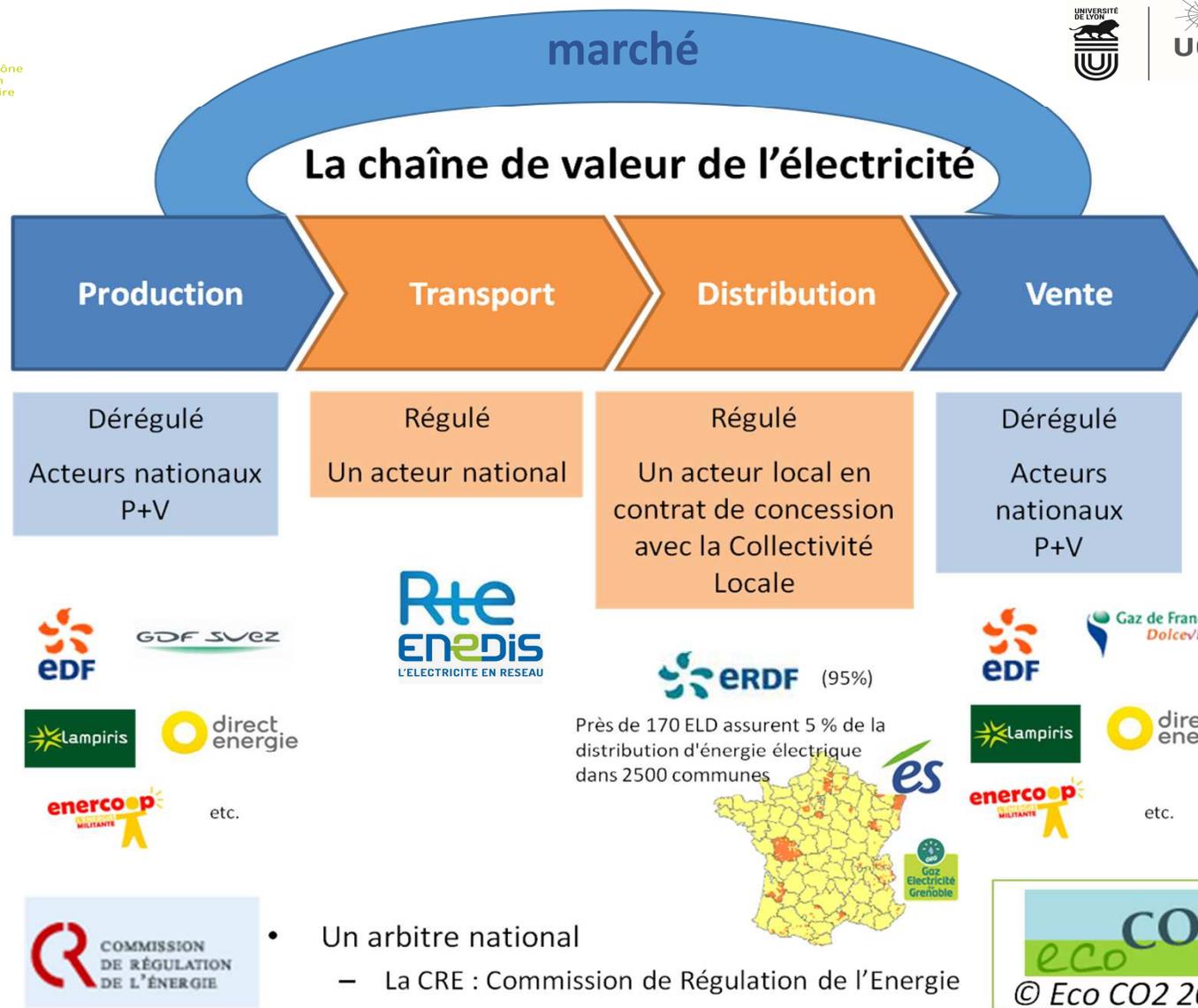
Une partie seulement supportée par les consommateurs, le reste par le budget (= impôts)

Evolution des taxes type CSPE France et Allemagne

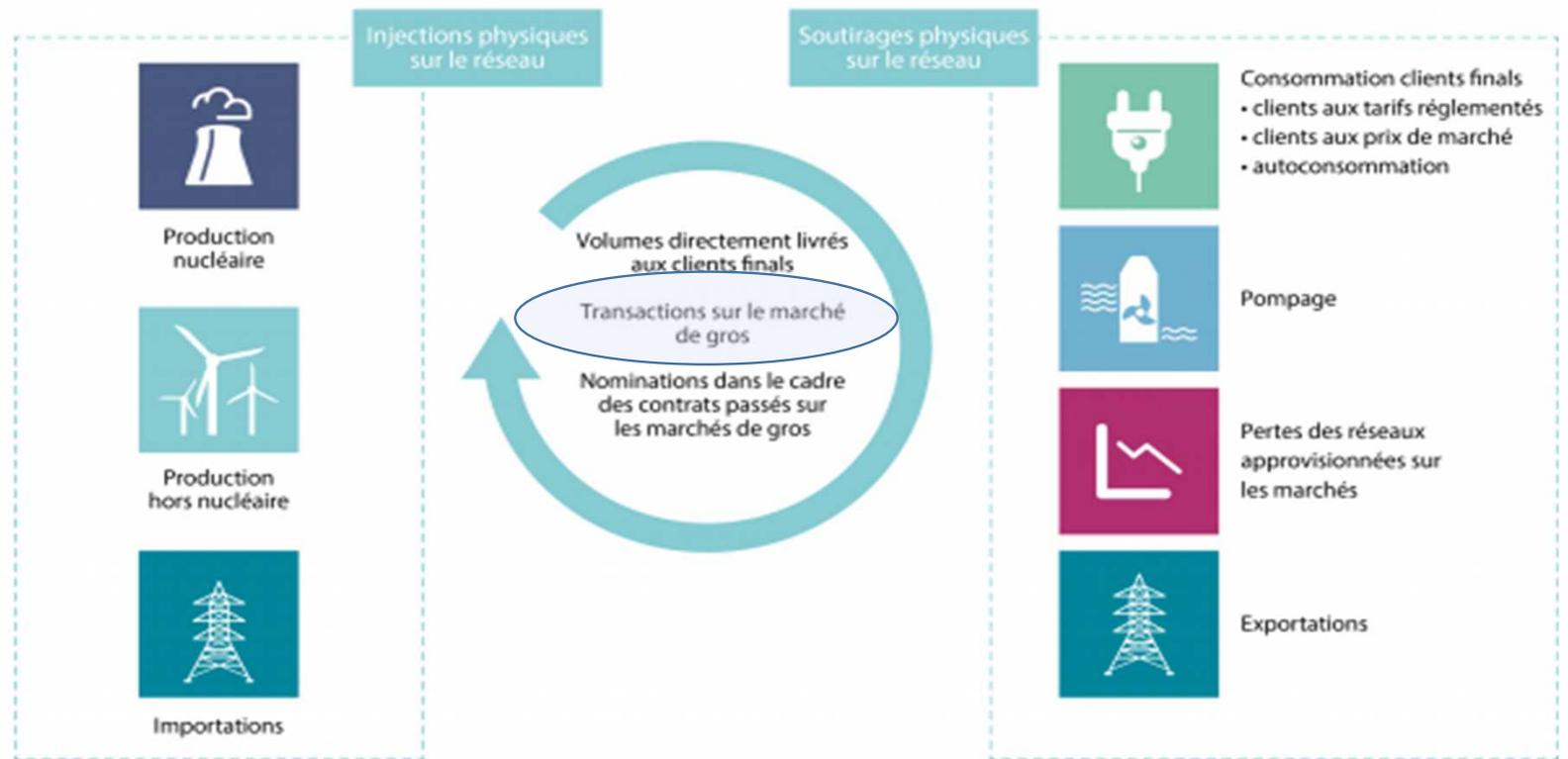


Figure 11 : Historique des charges de soutien aux énergies renouvelables (axe gauche) et tarifs de CSPE et EEG-Umlage après compensation (axe droit)

Marché de l'électricité



Le marché de l'électricité en France marché de gros



Dispositif central d'un système qui se veut concurrentiel
(pour la partie production)

Le marché de l'électricité en France marché de gros

Les échanges peuvent se faire :

- sur des bourses ;
- de gré à gré intermédié (c'est-à-dire via un courtier) ;
- directement de gré à gré (bilatéral pur).

Les transactions peuvent être purement financières (si le produit induit uniquement un échange financier) ou déboucher sur une livraison physique sur le réseau français.

les produits du marché de gros: Spot ou à terme

produits spot ou au comptant (achetés pour une livraison le jour-même ou le lendemain)

- des produits journaliers (Day-ahead) ou week-end caractérisés par une livraison en "base" (24h/24, 7j/7) ou en "pointe" (de 08h00 à 20h00, du lundi au vendredi);
- des produits demi-horaires, horaires ou par blocs de plusieurs heures.

Ces prix de court terme sont très volatils.

Les produits à terme achetés pour une livraison sur une période plus lointaine fixée).

Ces contrats à terme ou futures portent sur des **produits standardisés** afin de faciliter leur échange, par exemple, la livraison de 1 MW d'électricité en base (pendant toutes les heures du mois), ou en pointe (de 8h à 20h du lundi au vendredi).

Le marché de l'électricité en France marché de gros

Ce dispositif, se veut concurrentiel, considérant que le fait d'avoir une concurrence doit faire baisser les prix,

Mais les coûts sont largement déterminés par les moyens de production et par la physique de fonctionnement du système électrique,

Une concurrence artificielle et biaisée

- **ARENH**
- **obligation et tarifs de rachat des ENRi (solaire, éolien)**

Des cours parfois très volatils (spot), notamment du fait des ENRi, parfois même négatifs (mais prix <0 ne veut pas dire coût nul)

Le marché de l'électricité en France marché de gros

ARENH



ARENH:

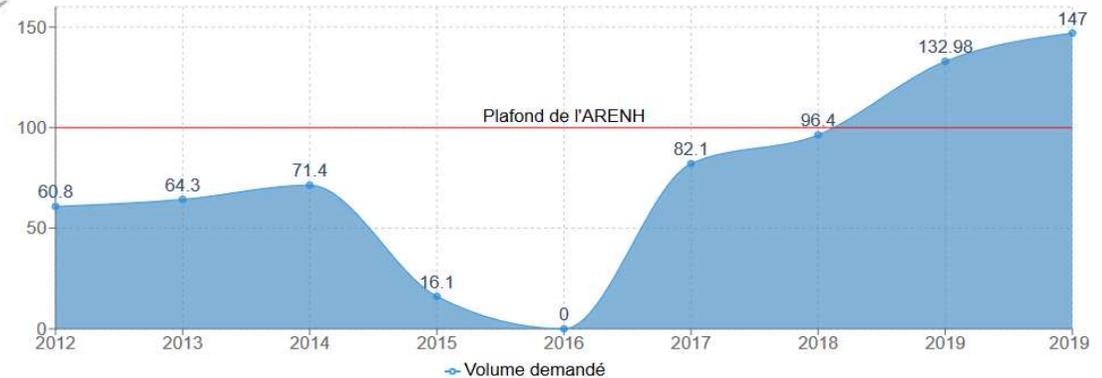
100TWh (~ 25% production du parc EDF)

Processus asymétrique

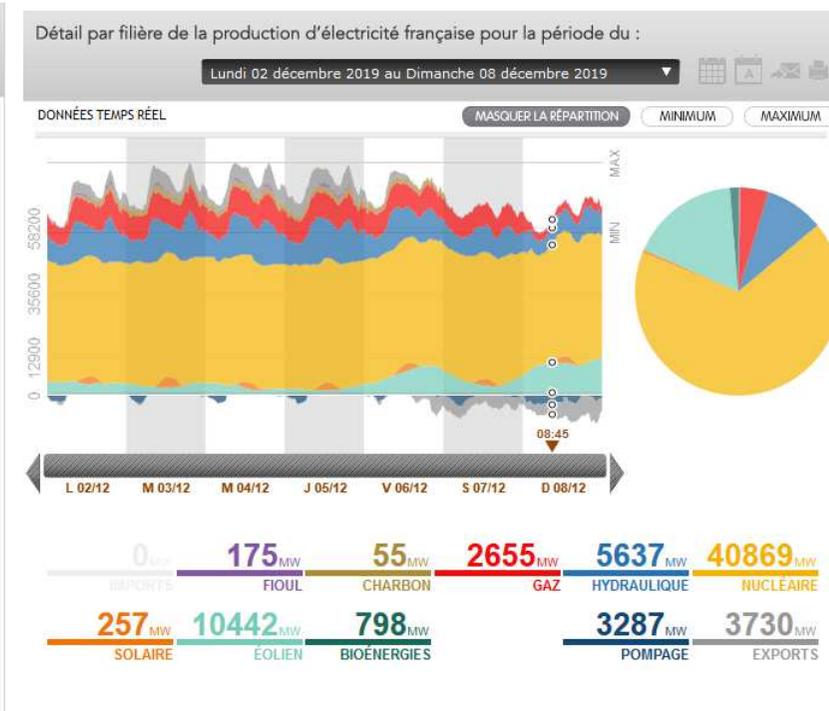
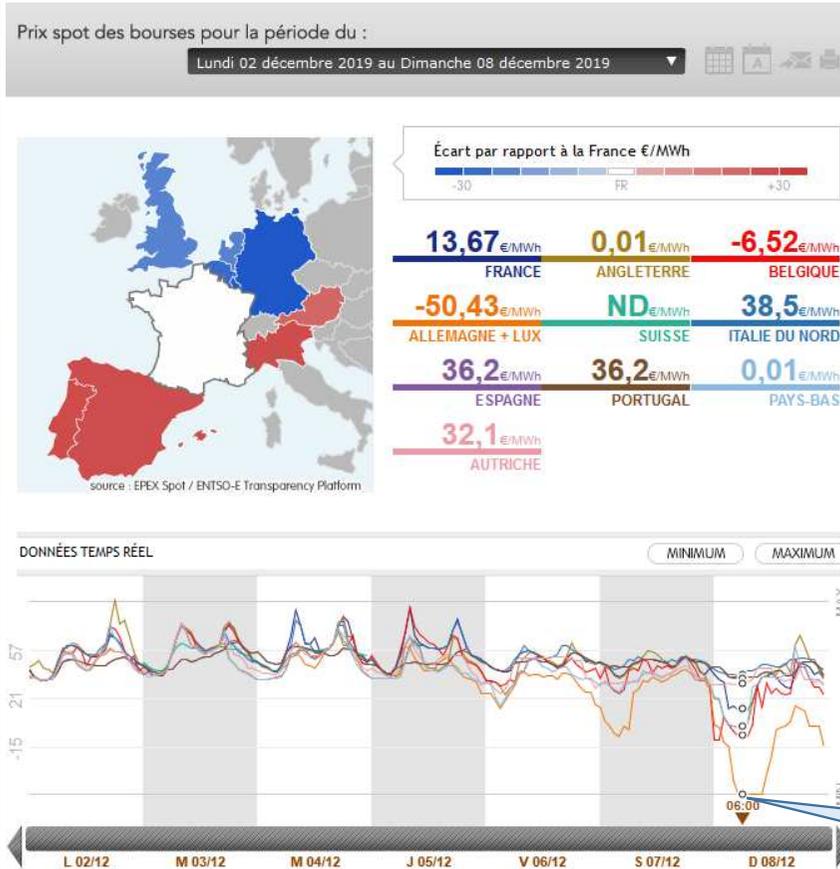
- Obligation de vente pour EDF
- Achat facultatif pour les fournisseurs alternatifs (quand ça les arrange)

42€/MWh

Volumes arbitrés par la CRE en cas de dépassement



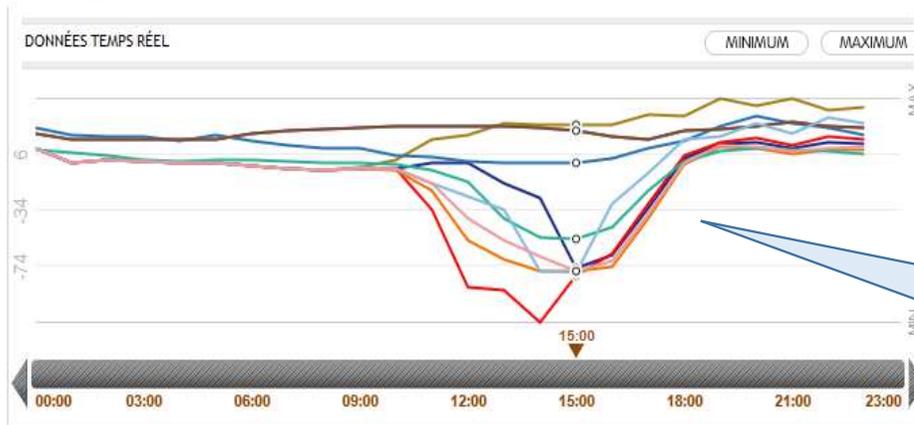
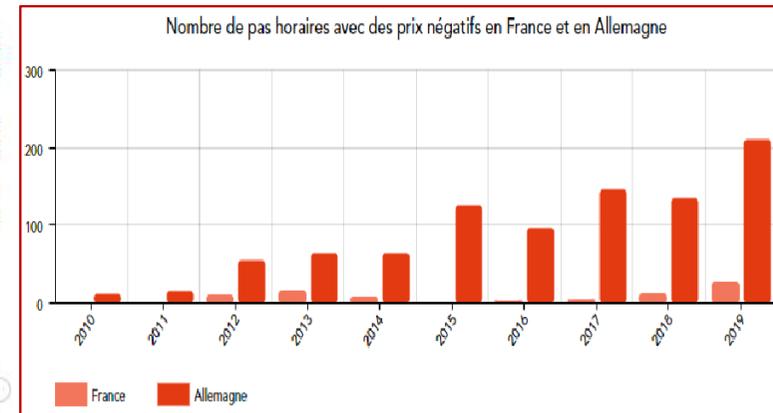
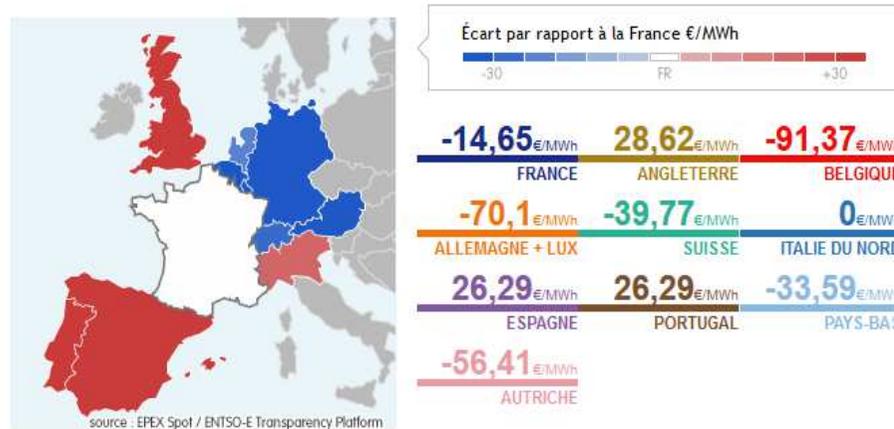
Des prix très volatils sur les marchés spot, notamment en Allemagne, du fait des ENRi avec l'obligation d'achat et d'enlèvement



mais prix <0 ne veut pas dire coût nul

Des prix très volatils sur les marchés spot, notamment en Allemagne, du fait des ENRi avec l'obligation d'achat et d'enlèvement

Courbe des prix spot du prix de l'électricité sur le marché de gros européen, par pays, le 13 avril 2020, lundi de Pâques



mais prix spot <0 ne veut pas dire coût nul

Le marché de l'électricité en France marché de gros

Ce dispositif, se veut concurrentiel, considérant que le fait d'avoir une concurrence doit faire baisser les prix,

Mais les coûts sont largement déterminés par les moyens de production et par la physique du fonctionnement du système électrique

Une concurrence artificielle et biaisée

- ARENH
- obligation et tarifs de rachat des ENRi (solaire, éolien)

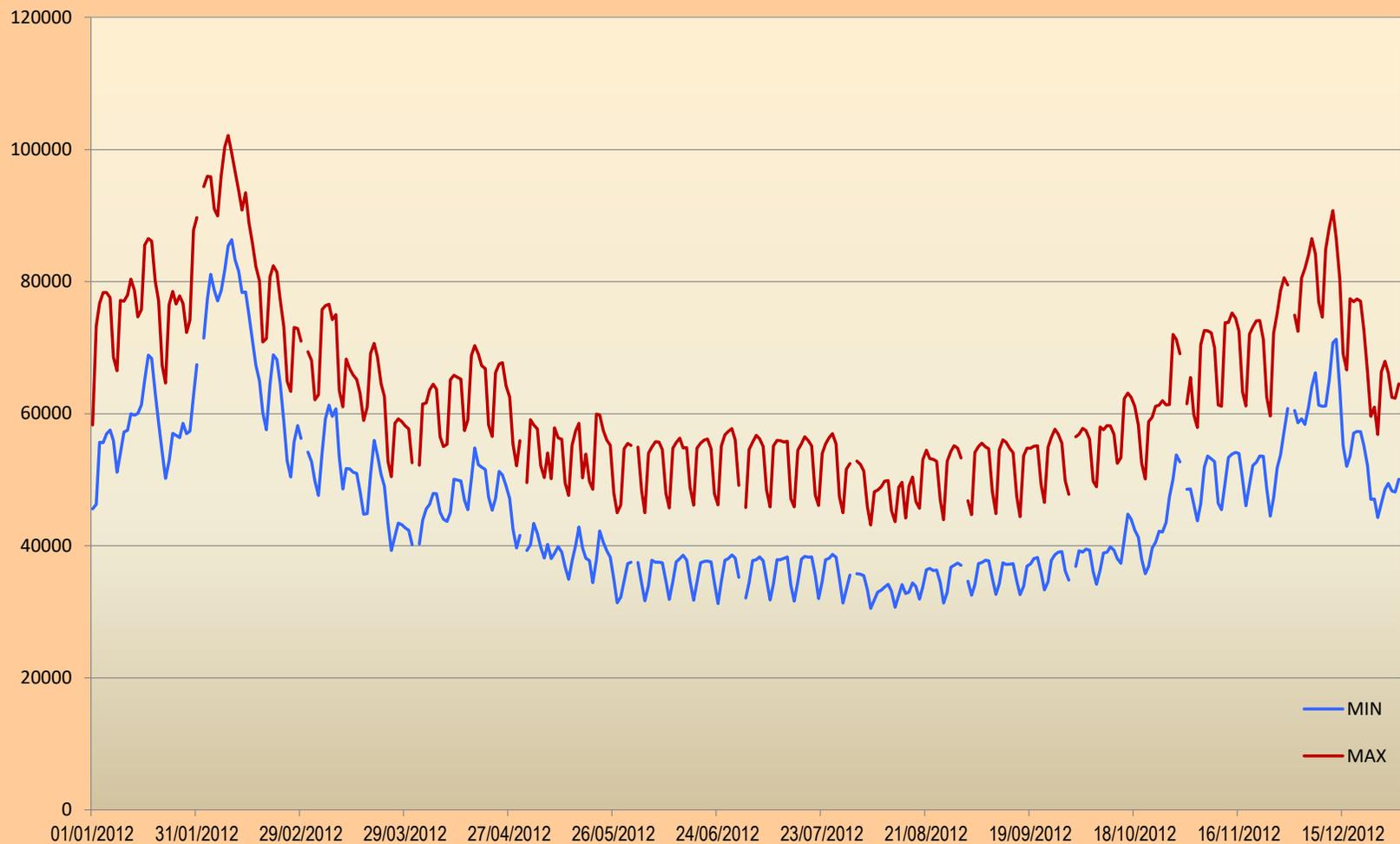
Des cours très volatils (spot) du fait des ENRi, parfois même négatifs (mais prix < 0 ne veut pas dire coût nul)

→ On invente des règles compliquées pour (re)tenter d'optimiser

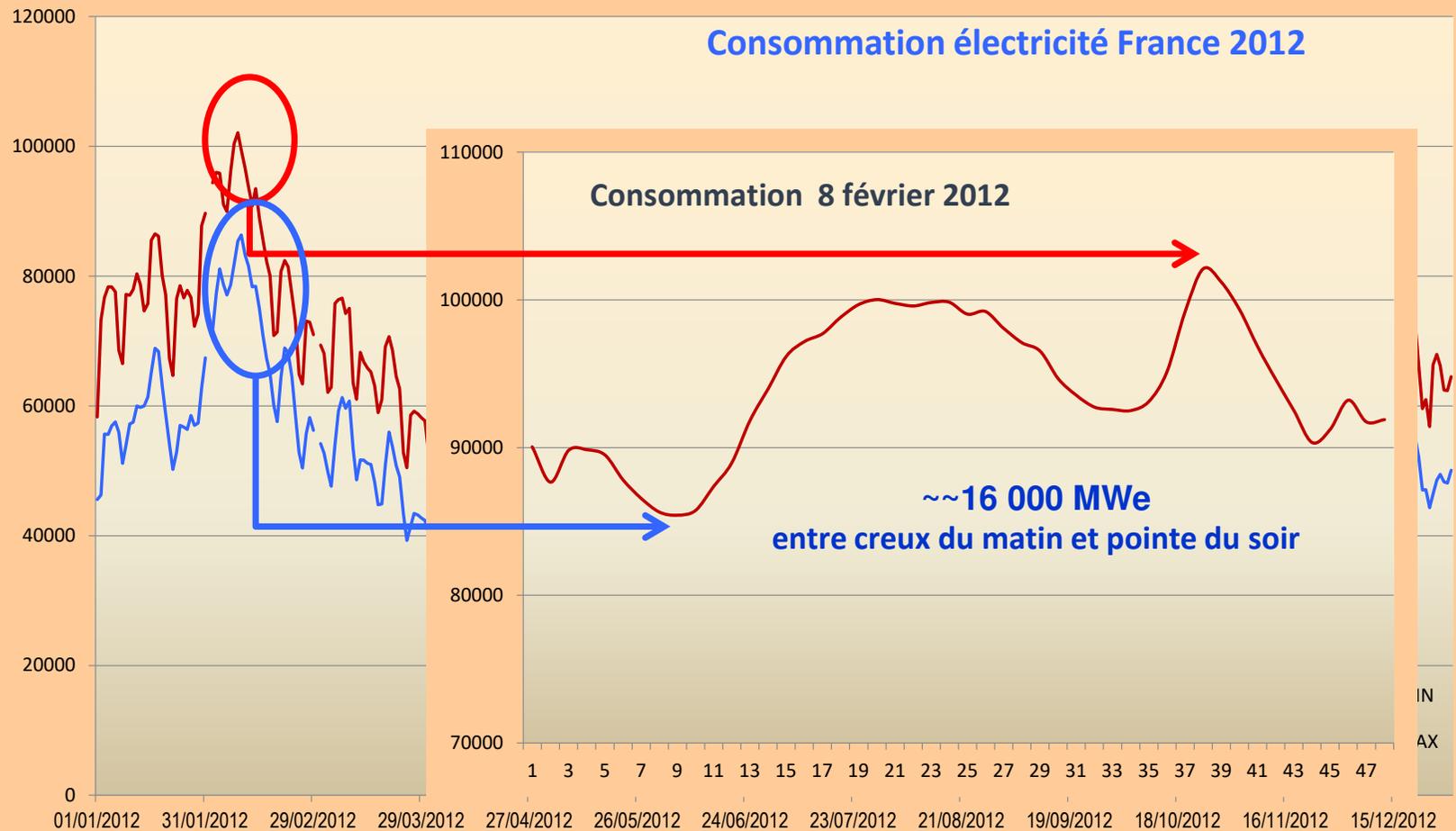
Un peu de physique

Fonctionnement du système électrique

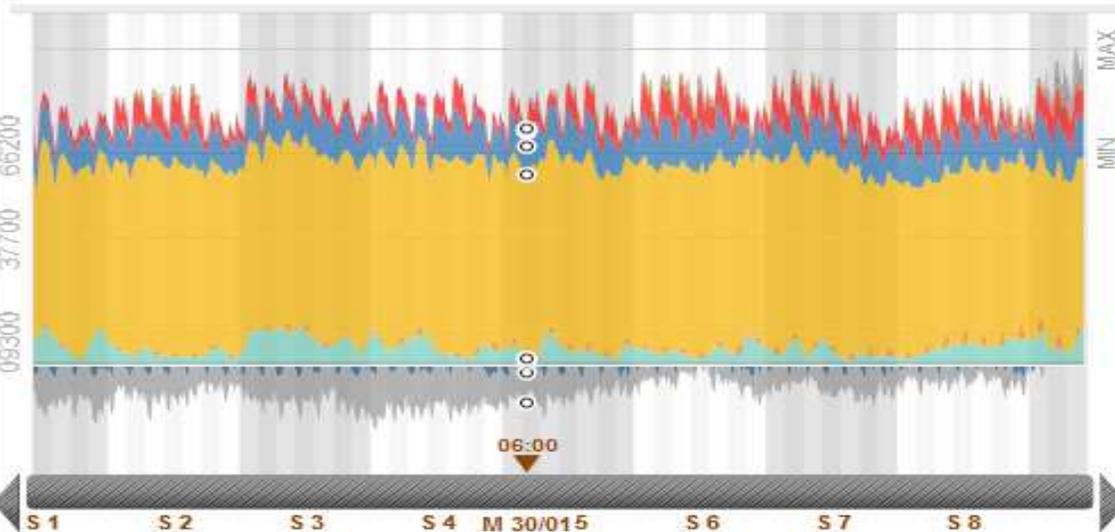
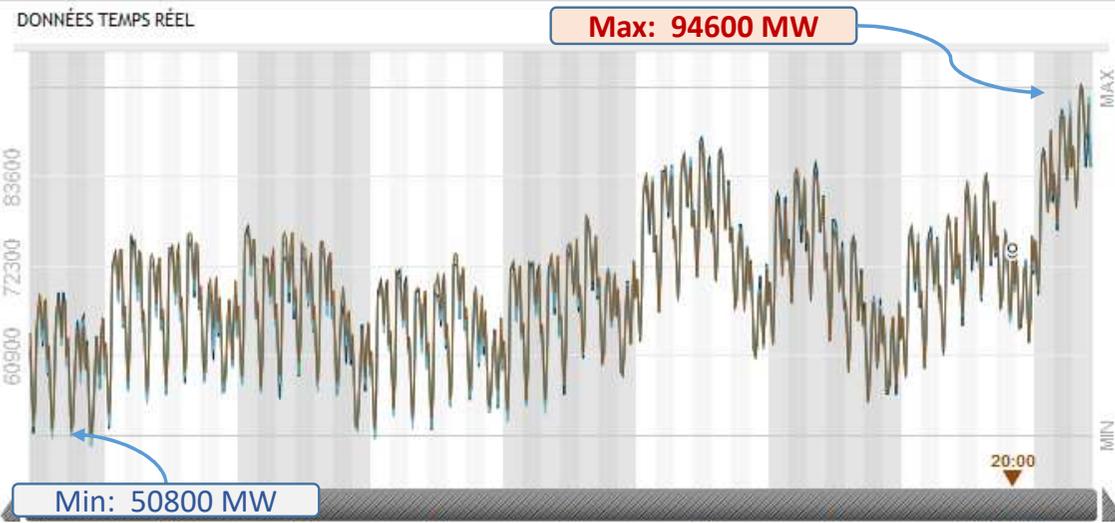
Des variations significatives journalières, hebdomadaires, saisonnières



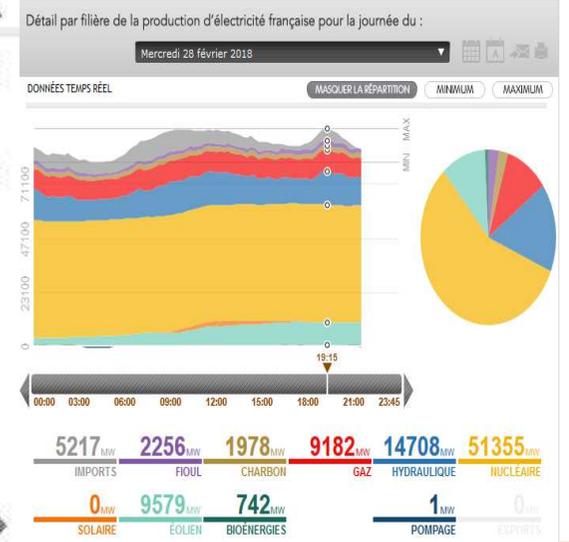
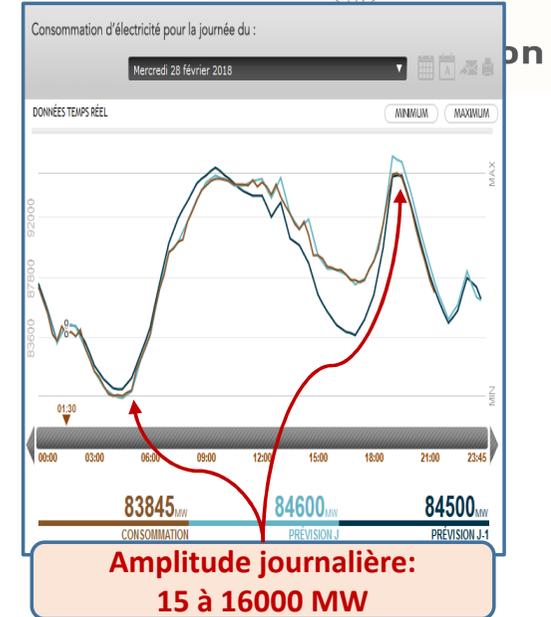
Des variations significatives journalières, hebdomadaires, saisonnières



Consommation d'électricité pour la période du :
 Jeudi 04 janvier 2018 au Mercredi 28 février 2018



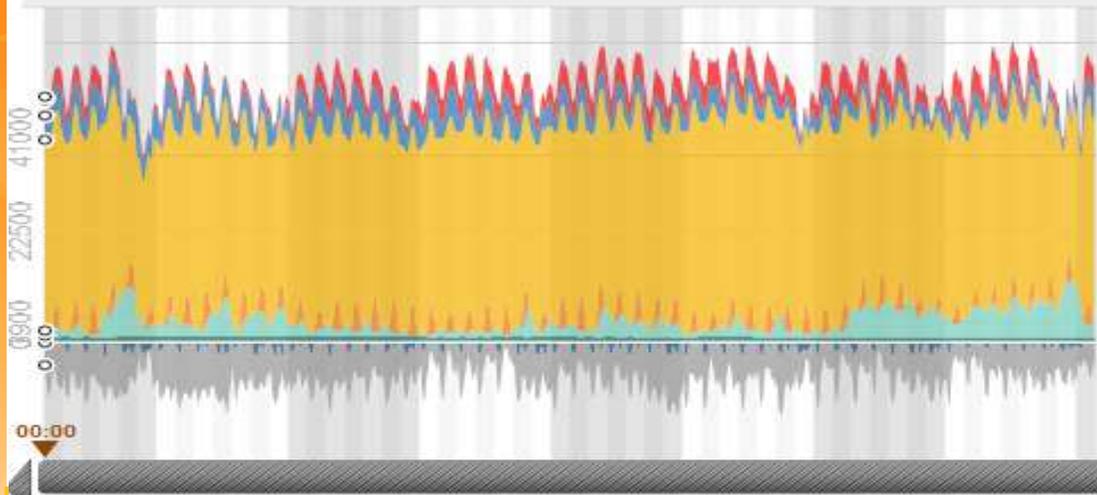
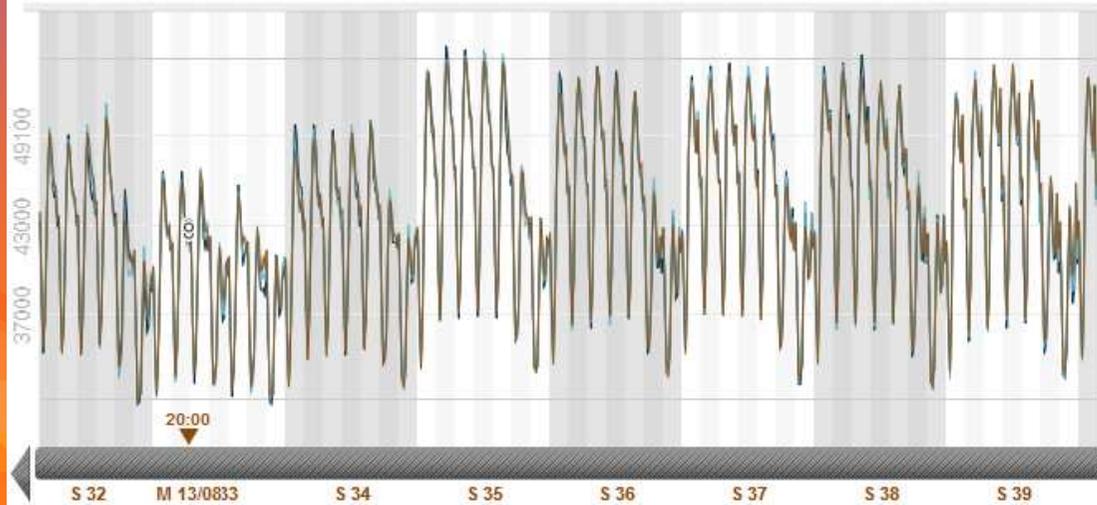
Université Ouverte Lyon 1 - 11 décembre 2020 - Georges Servière



Consommation d'électricité pour la période du :

Mardi 06 août 2019 au Lundi 30 septembre 2019

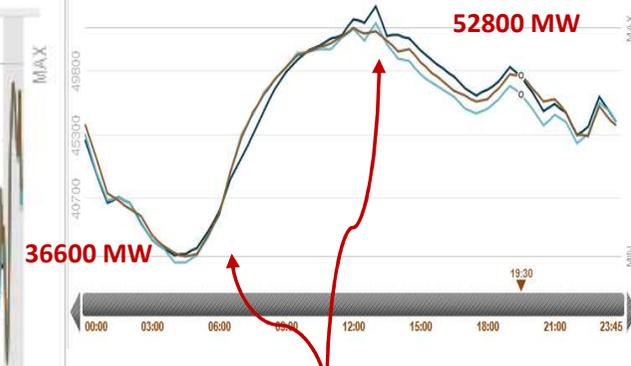
DONNÉES CONSOLIDÉES



Consommation d'électricité pour la journée du :

Jeudi 05 septembre 2019

DONNÉES CONSOLIDÉES

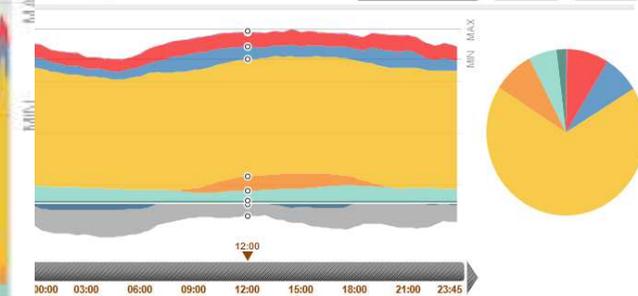


Amplitude journalière:
16200 MW

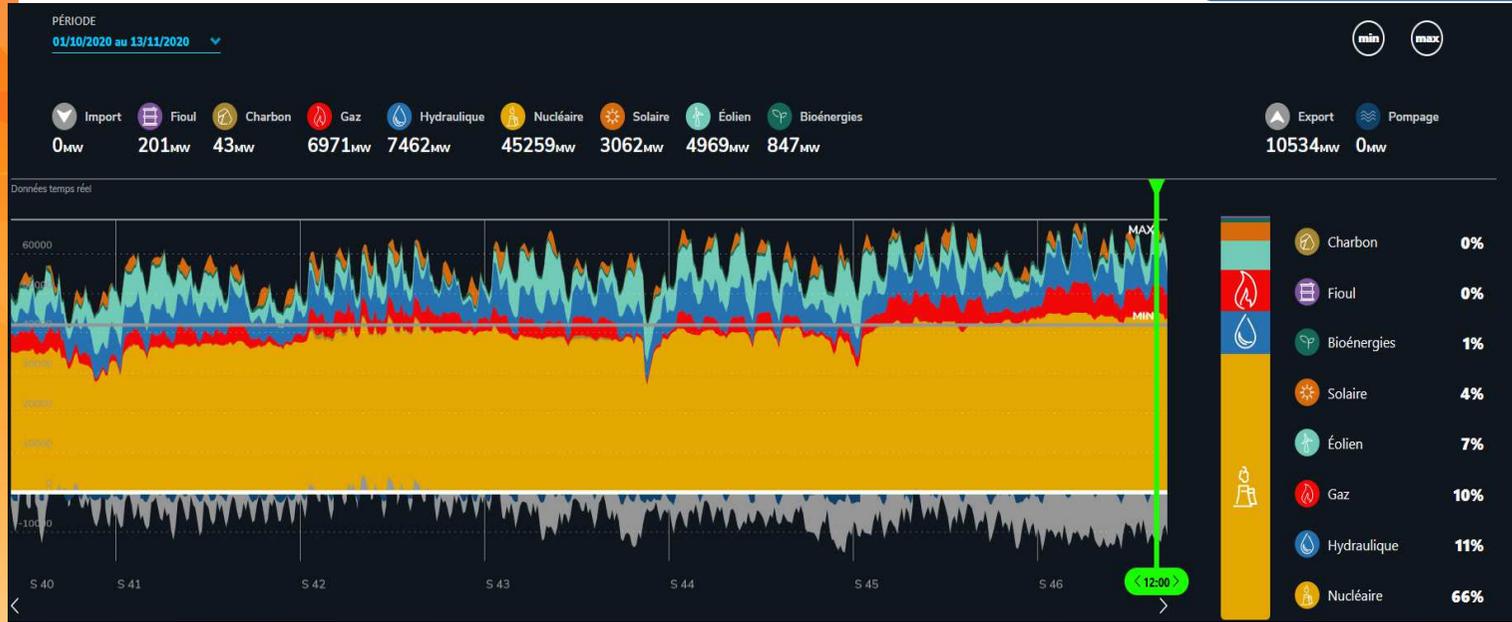
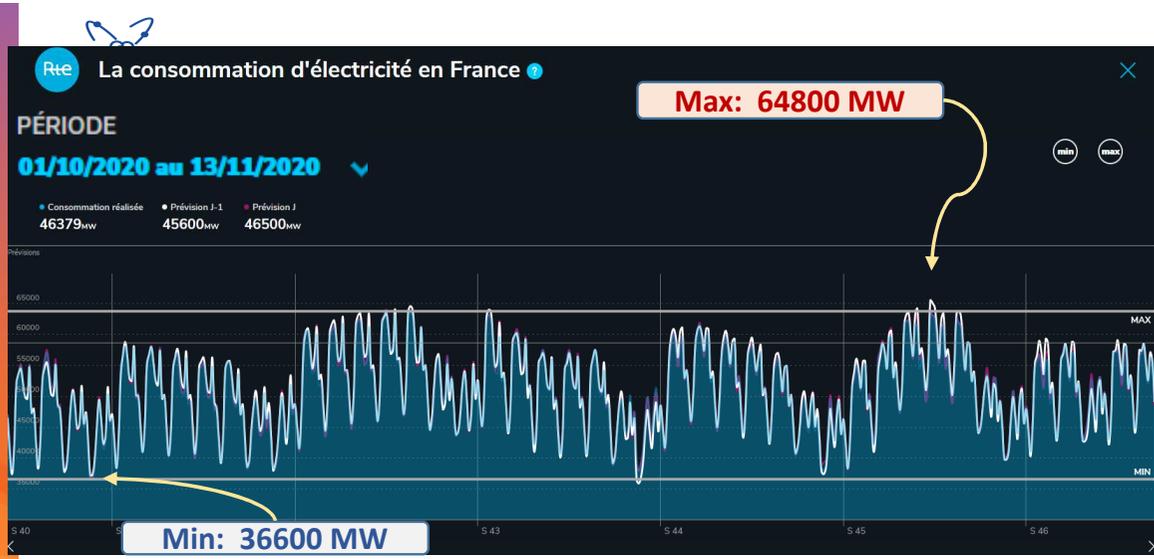
Détail par filière de la production d'électricité française pour la journée du :

Jeudi 05 septembre 2019

DONNÉES CONSOLIDÉES



0 MW	125 MW	21 MW	4853 MW	4194 MW	38514 MW
IMPORTS	FIUOL	CHARBON	GAZ	HYDRAULIQUE	NUCLEAIRE
4724 MW	3245 MW	1082 MW		102 MW	3883 MW
SOLAIRE	EOLIEN	BIOÉNERGIES		POMPAGE	EXPORTS



Equilibres du réseau:

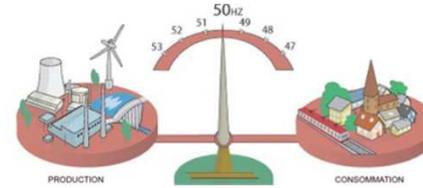
L'électricité ne se stocke pas

→ Production = consommation à tout instant

- Équilibres de court terme (stabilité réseau)
- Équilibres de moyen ou long terme

Des moyens distincts pour assurer ces équilibres face aux renouvelables intermittents ou non pilotables

Equilibres de court terme : Stabilité des réseaux



- Incidents réseau
- Perte d'un groupe
- Perte d'une ligne d'évacuation
- Aléa de production éolienne ou PV

3 – Bases fonctionnelles des réseaux en courant alternatif triphasé (3/3)

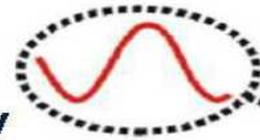
L'injection d'électricité intermittente RÉDUIT la stabilité des réseaux...

7/24

Raisons : **1) Variabilité des EnRi + 2) Couplages au réseau via onduleurs électroniques pilotables n'apportant naturellement NI INERTIE mécanique, NI AUTORÉGULATION**



Frequency



Synchronous generators

Couplage synchrone

Inertie des ROTORS APPORTÉE au système

Couplage « lâche » (non synchrone) :
Ne tient pas compte de la fréquence
→ Pas d'effet autorégulateur naturel
sauf ajout d'un automatisme de réglage primaire

Wind turbines

Inertie propre nulle

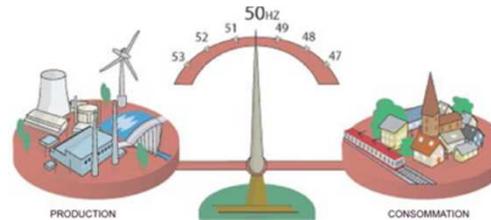
PV

Inertie propre des rotors importante mais... inutilisable
Sauf ajout d'un automatisme « d'inertie synthétique »

(Source EDF R&D)

Equilibres de moyen et long terme : Adéquation production ↔ consommation

DIFFÉRENTS LEVIERS POUR AUGMENTER LA PART D'ENR DANS LE SYSTÈME ELECTRIQUE



Hausse des débouchés
interconnexions
électrification
Déplacement de la demande



Flexibilité des moyens de production hydraulique



Manœuvrabilité des tranches nucléaires



Manœuvrabilité et Backup du thermique à flamme



Ecrêtement des EnR
Stockage



Equilibres du réseau:

Ni le solaire PV ni l'éolien
ne participent vraiment aux équilibres réseau

- Pas aux équilibres de court terme (stabilité réseau)
 - du fait des caractéristiques technologiques
- Pas aux équilibres de moyen ou long terme
 - du fait des obligations d'achat
 - du fait de leur disponibilité non programmable/garantie

Acceptable/gérable tant qu'il n'y en a pas trop

Transport et Distribution

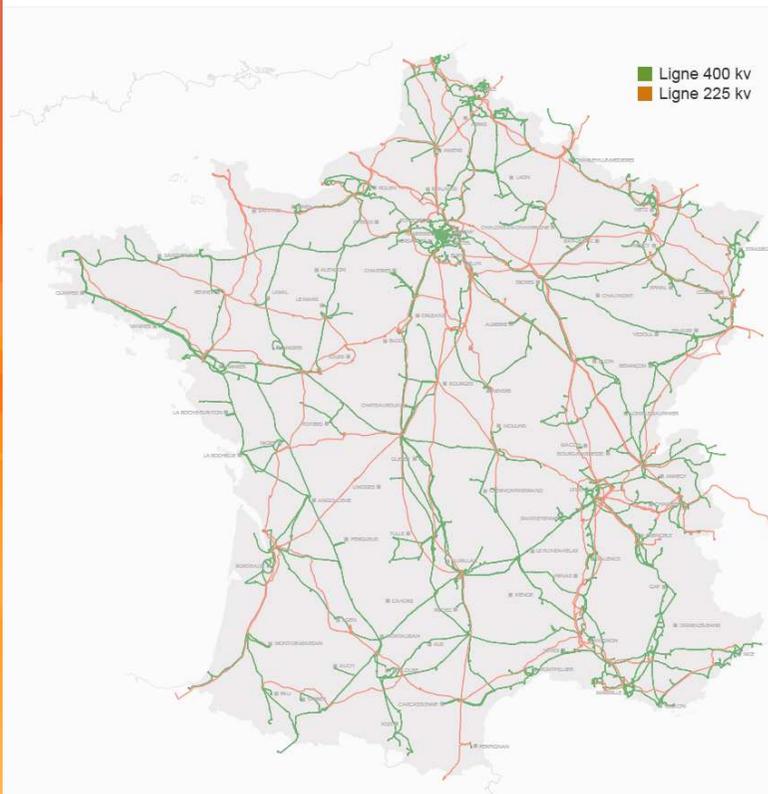
Les réseaux

Réseaux:

- Transport
 - RTE
 - Réseau maillé THT, HT
- Distribution
 - ENEDIS
 - Réseau maillé, arborescent, descendant (actuellement)
 - MT, BT
- Monopoles naturels
 - Un seul réseau sur une zone
 - Pas de concurrence, mais sous contrôle régulateur (CRE)
 - Tarification selon principe du timbre poste (# distance)
 - Tarifs uniques (par type de clients/opérateurs/raccordements)

Un réseau cohérent avec les principaux centres de production, de consommation et les interconnexions des pays limitrophes

pour optimiser le dimensionnement des ouvrages (investissement) et les pertes



Réseau Très Haute Tension (THT) en France
Source : RTE 2015



2 – L'organisation du système électrique européen : **ENTSO-E**

ENTSO-E: European Network of Transmission System Operators for Electricity

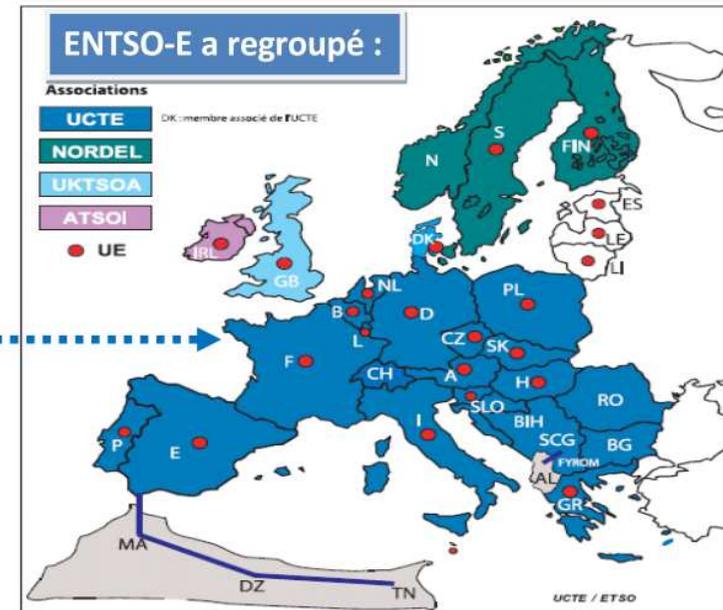
Regroupe depuis 2009 les gestionnaires des réseaux de transport d'électricité (GRT) de **36 pays** du **CONTINENT** européen avec deux objectifs :

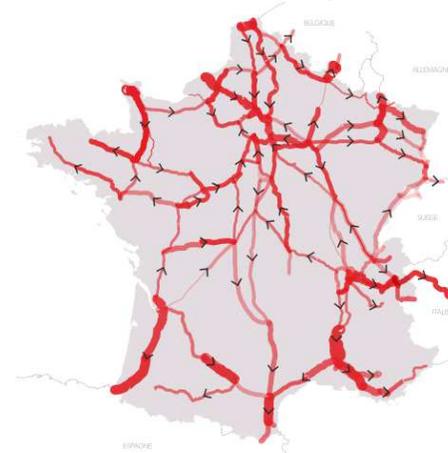
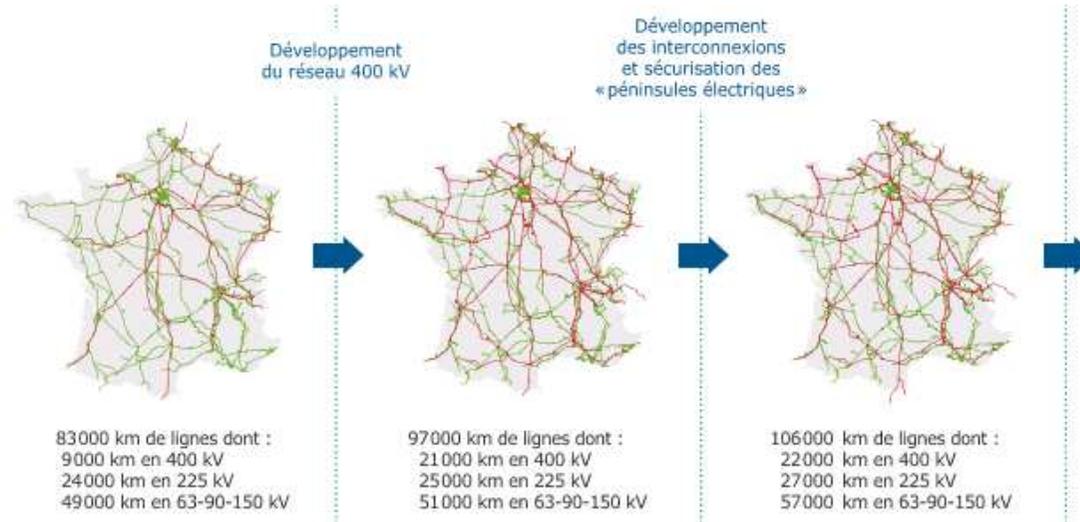
- 1) **TECHNIQUE** : coordonner, optimiser et sécuriser la gestion des réseaux nationaux
- 2) **COMMERCIAL** : faciliter les échanges via les **MARCHÉS** de l'électricité



➔ Réseau français : très fortement interconnecté au réseau européen

L'interconnexion du système électrique français avec les pays d'Europe de l'Ouest





Flux électriques - hiver

Modernisation et adaptation aux ENRi:

- Flux des interconnexions entre pays
- Déplacement des zones de production / zones de consommation
- Plus grande variabilité des flux électriques

France 2035
**RTE: 33 milliards d'euros pour moderniser le
réseau électrique**

Le Monde

La transition énergétique devrait coûter
33 milliards d'euros sur quinze ans au réseau
électrique

Selon le gestionnaire du réseau de transport d'électricité, l'intégration des énergies renouvelables et des voitures électriques devrait se refléter légèrement sur la facture des consommateurs.

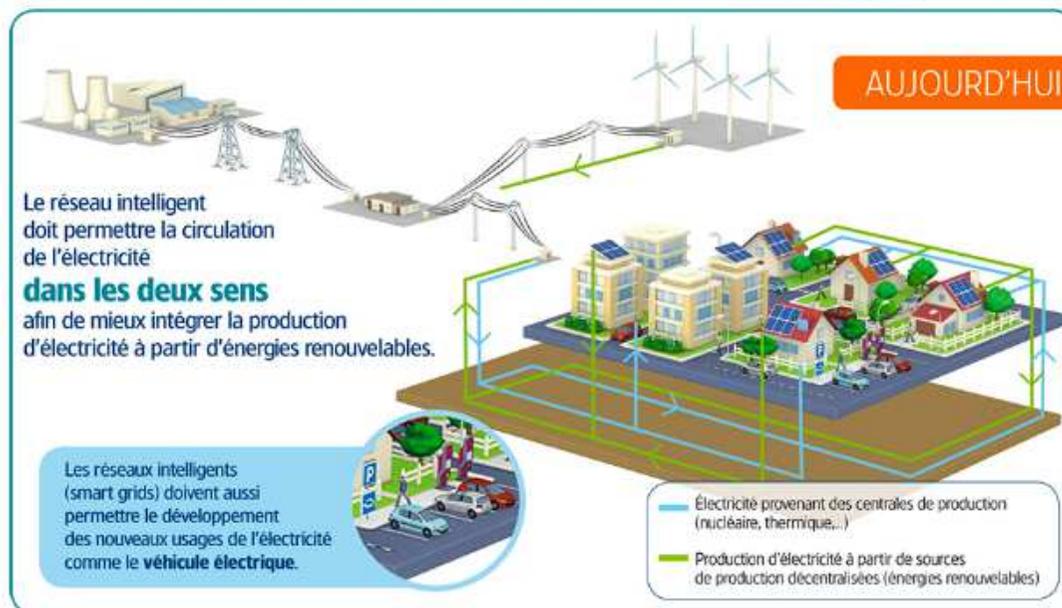
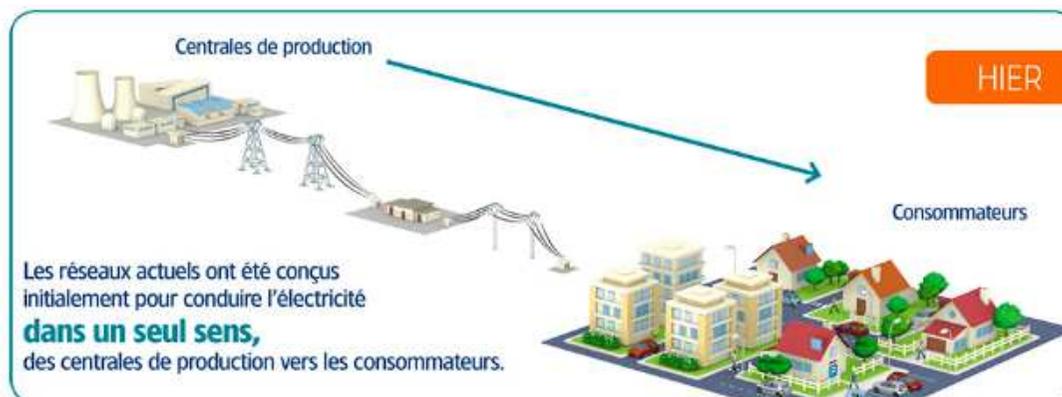
L'USINE NOUVELLE

France: Investissements de 33 milliards d'euros sur 15 ans dans le réseau électrique, selon RTE

PUBLIÉ LE 17/09/2019 À 09H16

PARIS (Reuters) - Le développement du réseau électrique français coûtera 33 milliards d'euros sur 15 ans, a annoncé mardi RTE, précisant que ces investissements permettraient de réduire les émissions de CO2 du système électrique européen.



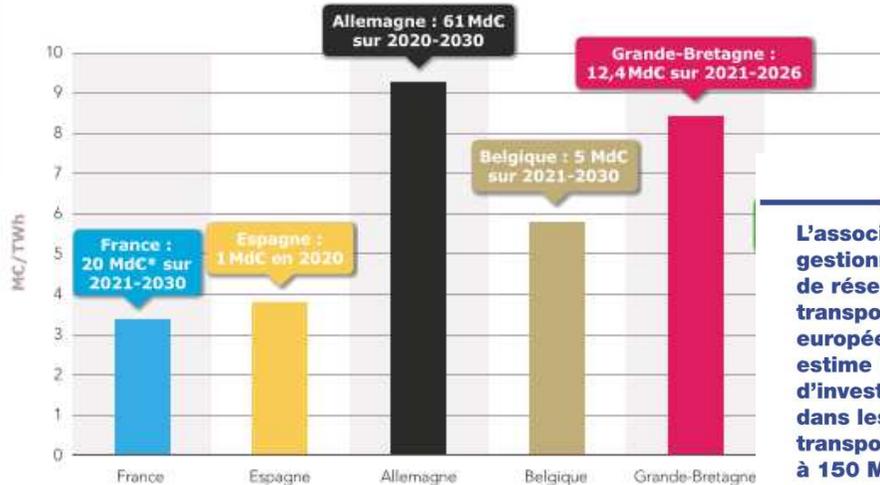


ENEDIS
RÉSEAUX D'AVENIR

Au titre de l'accompagnement de la PPE 2019 – 2028 Enedis annonce un rythme annuel d'investissements consacrés aux raccordements croissant (de 1,1 milliards à 1,8 milliards par an) sur la période longue (2019 – 2035), accordant une part croissante à la transition énergétique et permettant de raccorder au réseau plus de 67 GW d'énergies renouvelables et 12 millions de points de charge de véhicules électriques.

20 à 25 milliards d'euros sur 15 ans

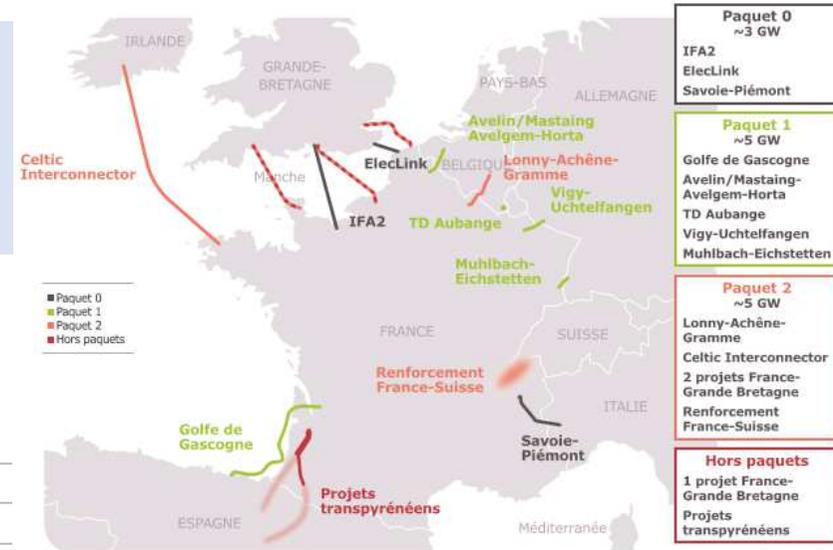
Une problématique à l'échelle du système électrique européen



* Pour la France, les dépenses considérées correspondent aux dépenses d'investissement présentée dans le SDDR pour la période 2021-2030

L'association des gestionnaires de réseaux de transport électriques européens ENTSO-E estime le besoin d'investissement dans les réseaux de transport paneuropéen à 150 Md€ d'ici à 2030

Figure 23. Illustration du programme séquencé de développement des interconnexions



Réseaux:

- **Transport**

- Des investissements lourds, souvent longs et difficiles à réaliser
- Un maillage cohérent avec les centres de production
- Des pertes, importantes pour fortes puissances et longues distances

- Adaptation aux renouvelables intermittents avec transferts massifs;
 - pb des interconnexions pays et/ou des transferts interrégionaux

- **Distribution**

- Un réseau actuellement arborescent descendant
- Fonctionnement "à l'envers" à intégrer
 - pb dimensionnement, réglages Tension et Fréquence, protections, ...
- Des investissements importants

➔ **renforcement significatif des réseaux**

(50 à 60 G€ sur 15 ans)

- Nécessaire mais pas suffisant
- Efficacité discutable
 - foisonnement national et européen incertains
 - Ne règle pas les pb de lissage/stockage journalier/hebdomadaire/ saisonnier
- Même si l'impact (relatif) sur le coût du KWh n'est sans doute pas dominant

Production d'électricité en France et ailleurs

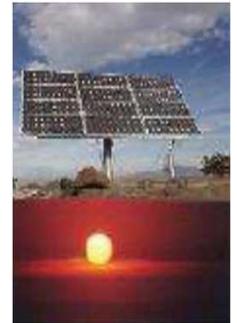
Différents moyens pour la production d'électricité principales caractéristiques

Hydropower
 Renewable resource,
 Regionally variable
 Continuous / peak
 CO₂: ~ 4 - 90g/kWh
 Cost of capital

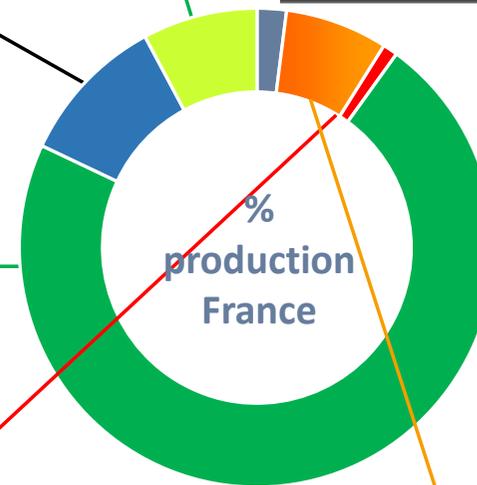
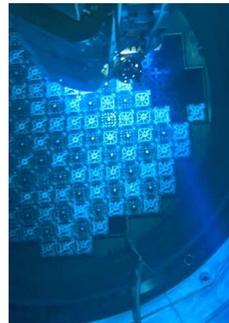


Wind, Solar

renewable resource, Intermittent
 CO₂: ~ 10 - 200g/kWh
 cost: capital, + system cost



Nuclear
 Medium/Large resource
 Available on demand
 CO₂: ~ 4g/kWh
 Cost of capital, O&M

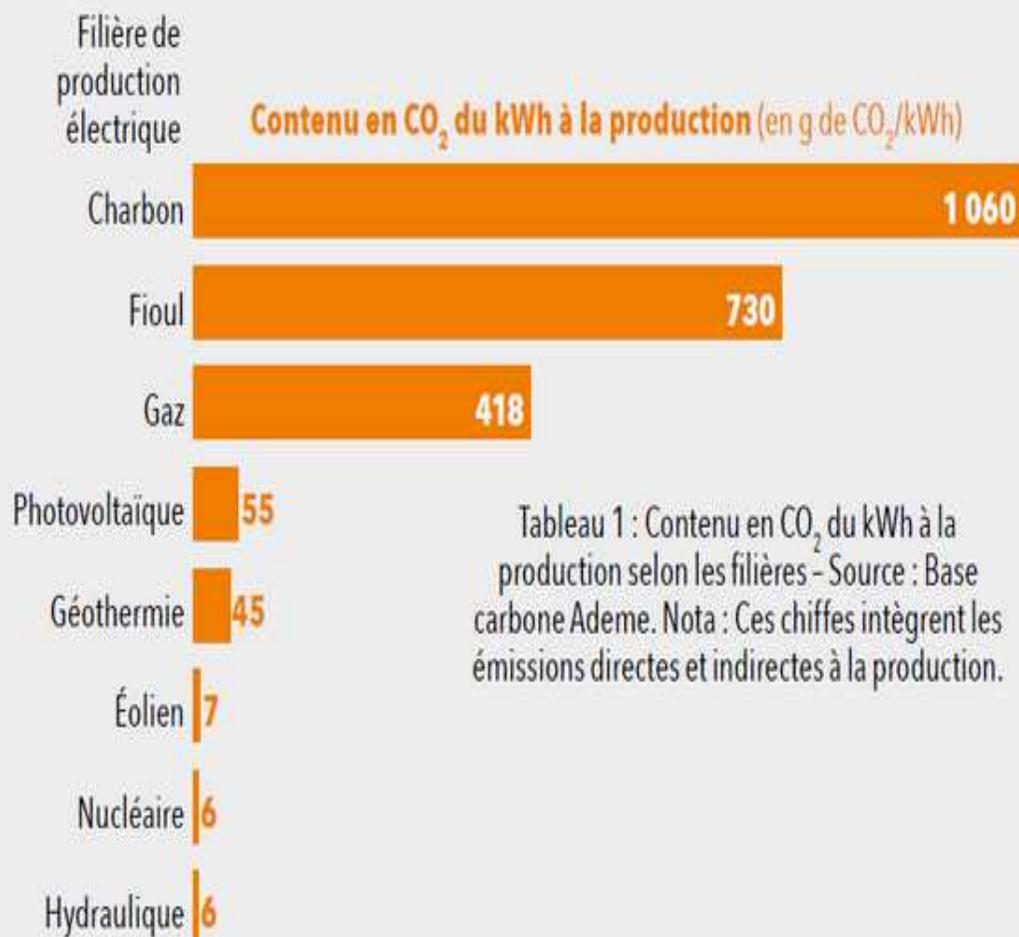


Coal
 Large resource,
 Available on demand
 CO₂: ~ 800g/kWh
 cost: fuel&CO₂ price
 CCS ?

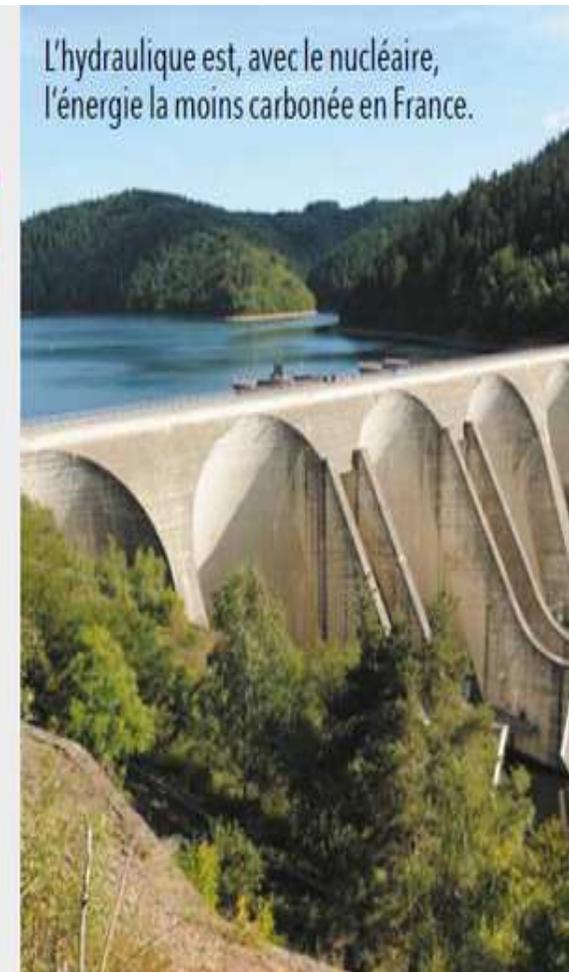
Oil
 Limited resource (peak oil)
 Available on demand
 CO₂: ~ 600g/kWh
 cost: fuel&CO₂ prices



Gas
 Medium resource
 Available on demand
 CO₂: ~ 400g/kWh
 cost: fuel&CO₂ price



L'hydraulique est, avec le nucléaire, l'énergie la moins carbonée en France.



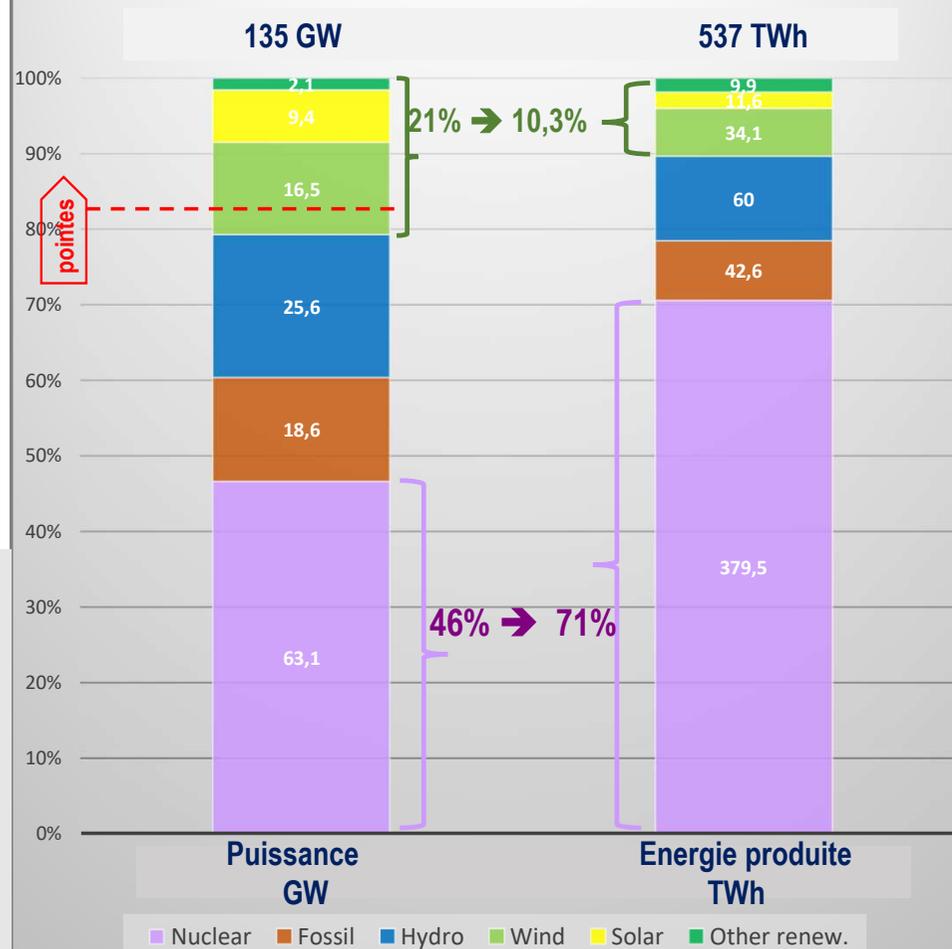


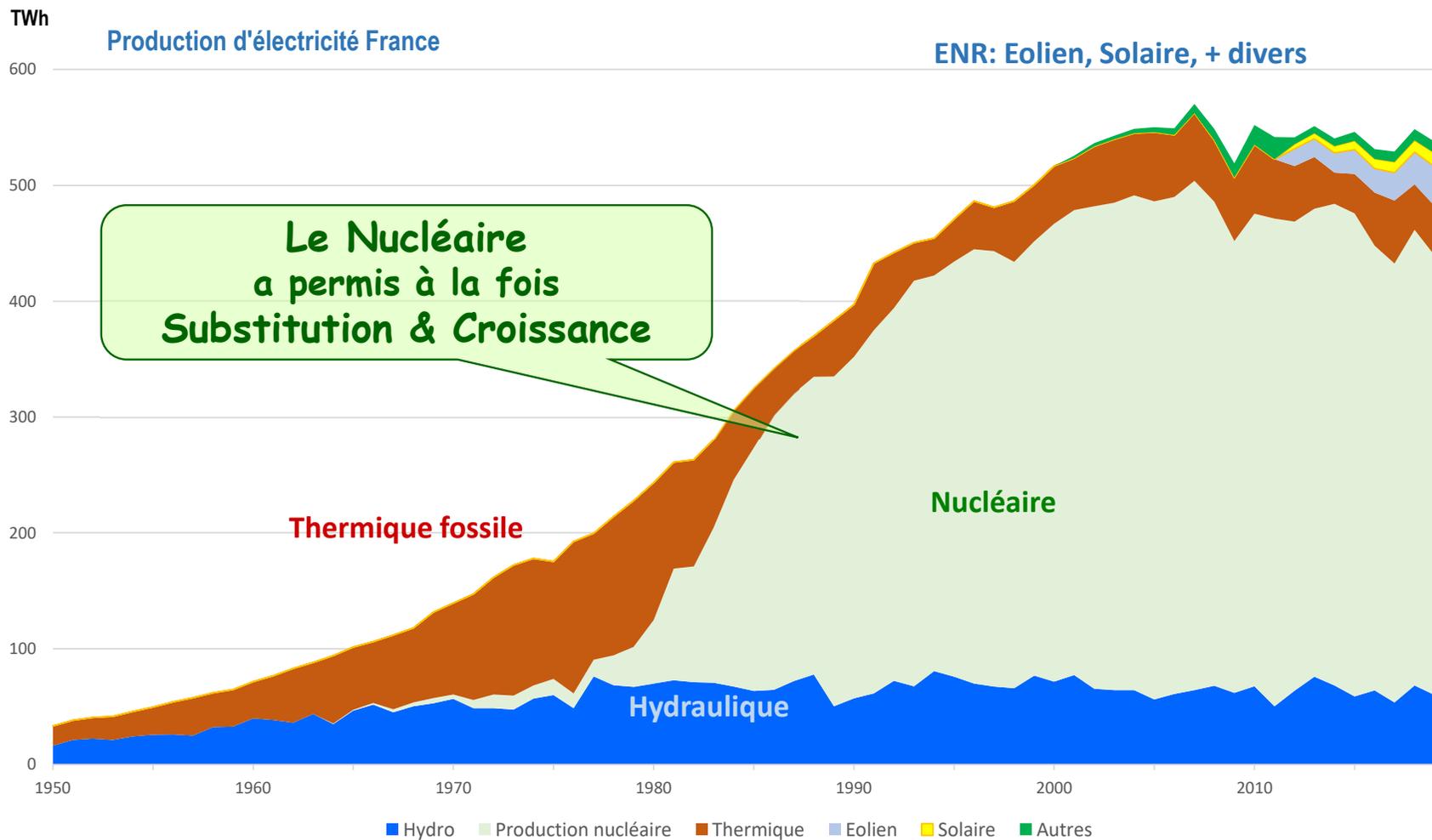
Dominante nucléaire ...

- 61 300 MWe Nuc. installés
- 58 56 réacteurs en exploitation, sur 18 sites
- 1 en construction (EPR)
- 9 en déconstruction

... mais pas tout nuc !

Puissance installée et Production France 2019

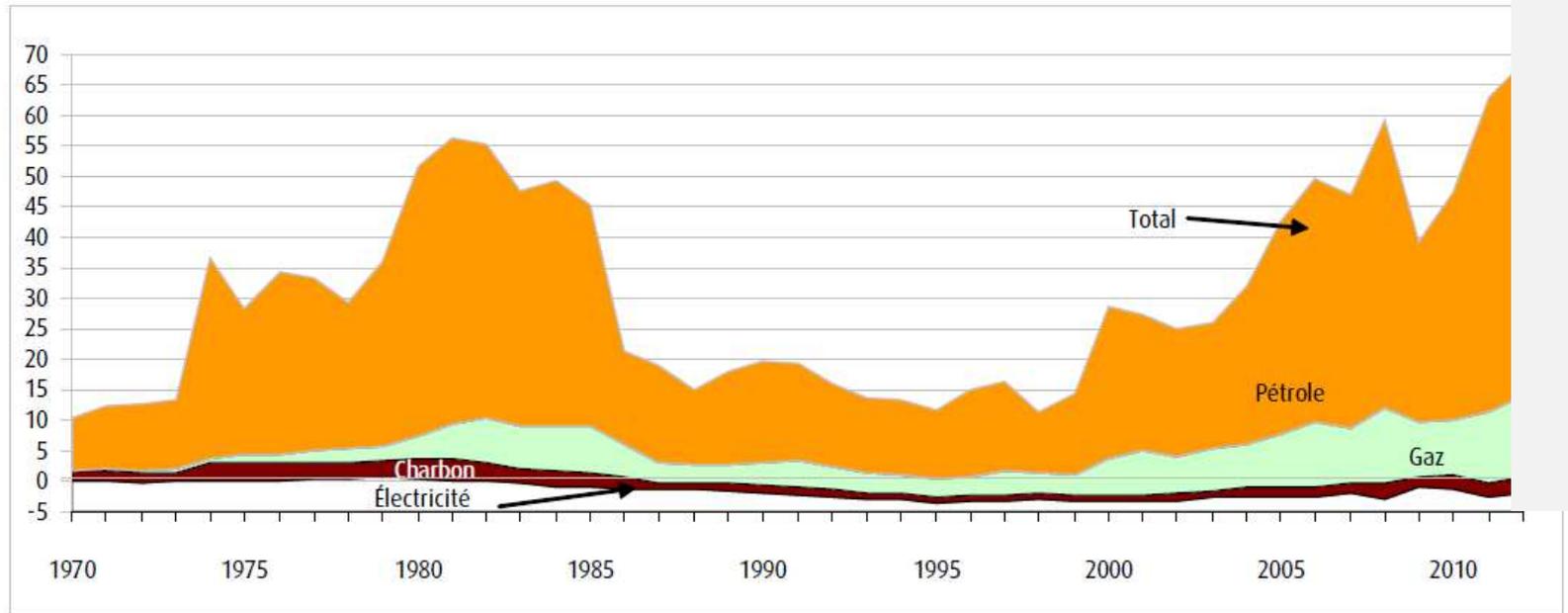




Facture presque doublée si nucléaire → Gaz/Pétrole

Facture énergétique de la France La facture énergétique déclinée par type d'énergie

En milliards d'euros 2012

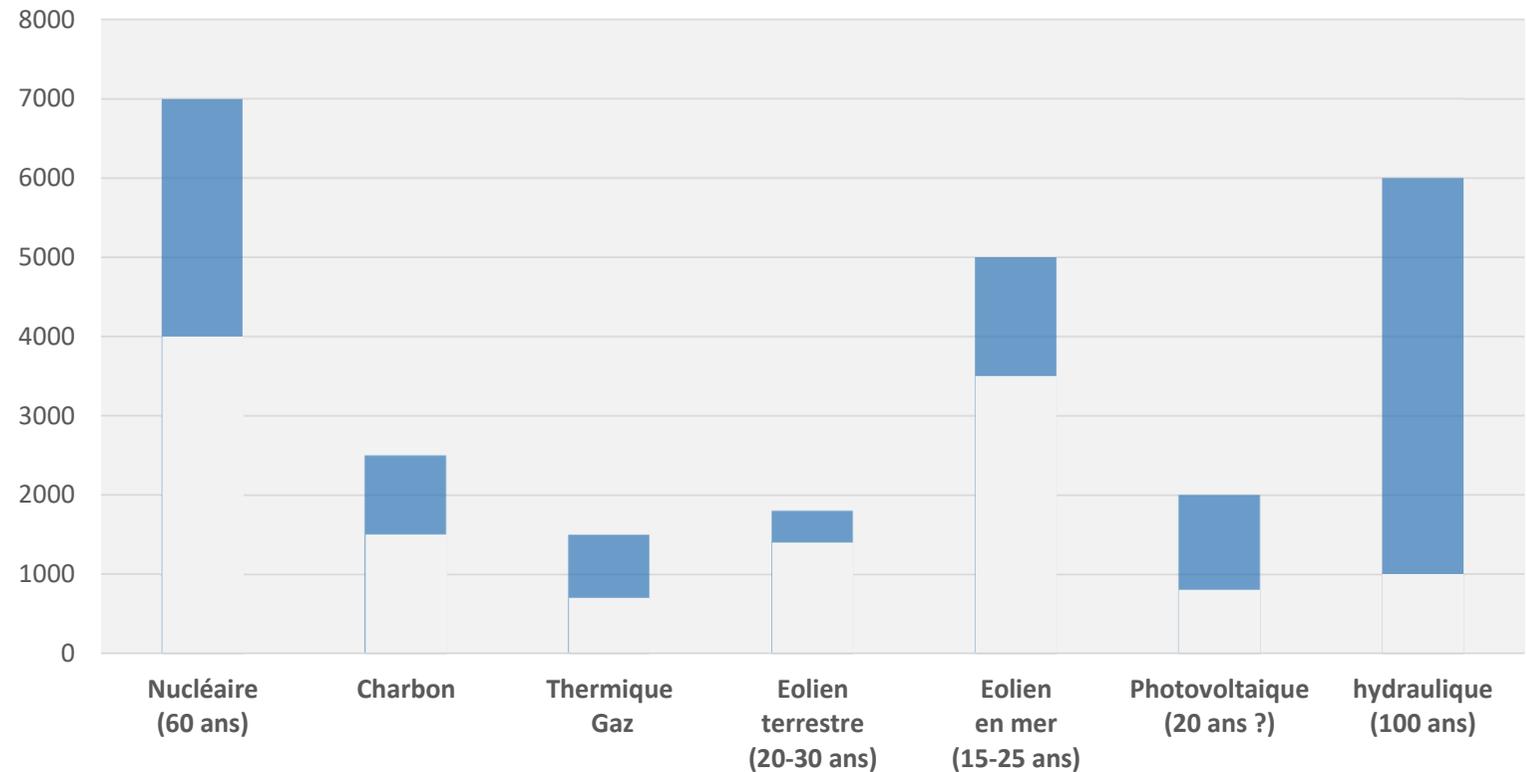


Source : données des Douanes, calculs SOeS

Source : données des Douanes, calculs SOeS

Investissements pour la production d'électricité (en France)

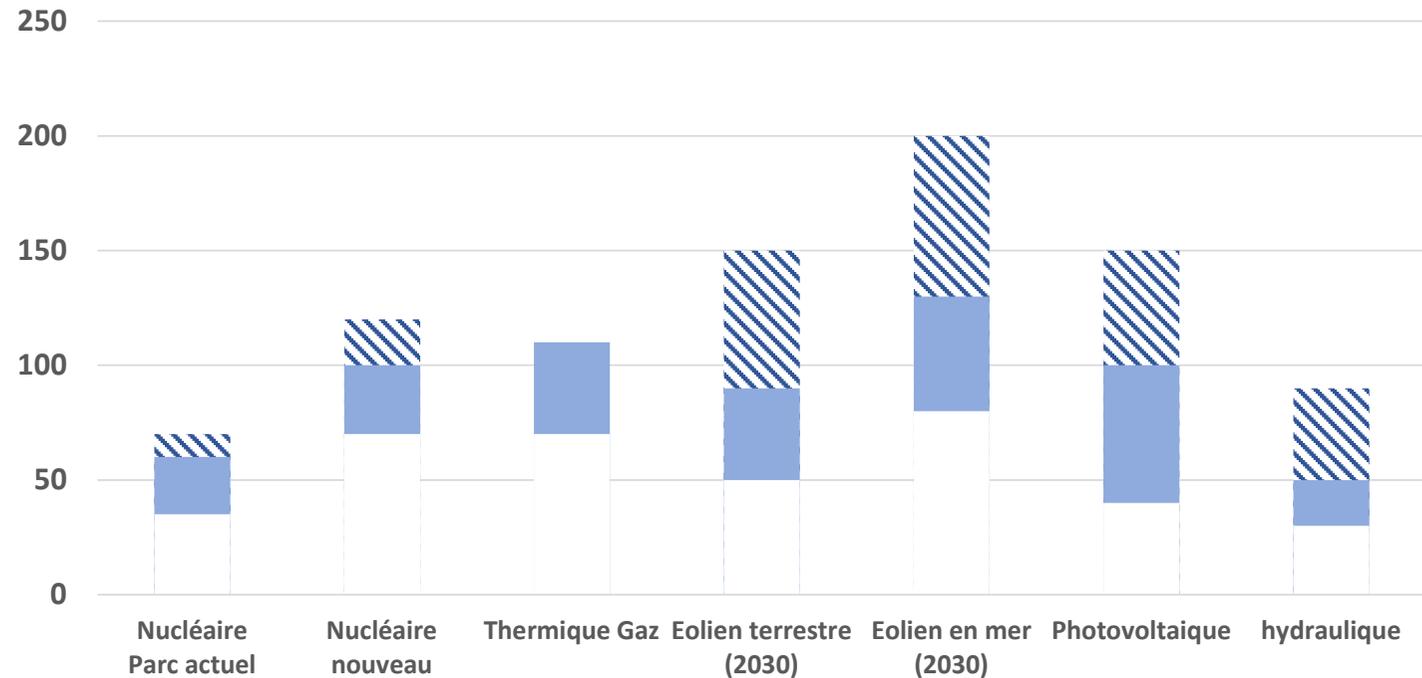
Coûts indicatifs des installations de production d'électricité
(€/kW installé)



Coûts de production de l'électricité (en France)

Coûts de production ou de rachat d'électricité indicatifs (€/MWh)

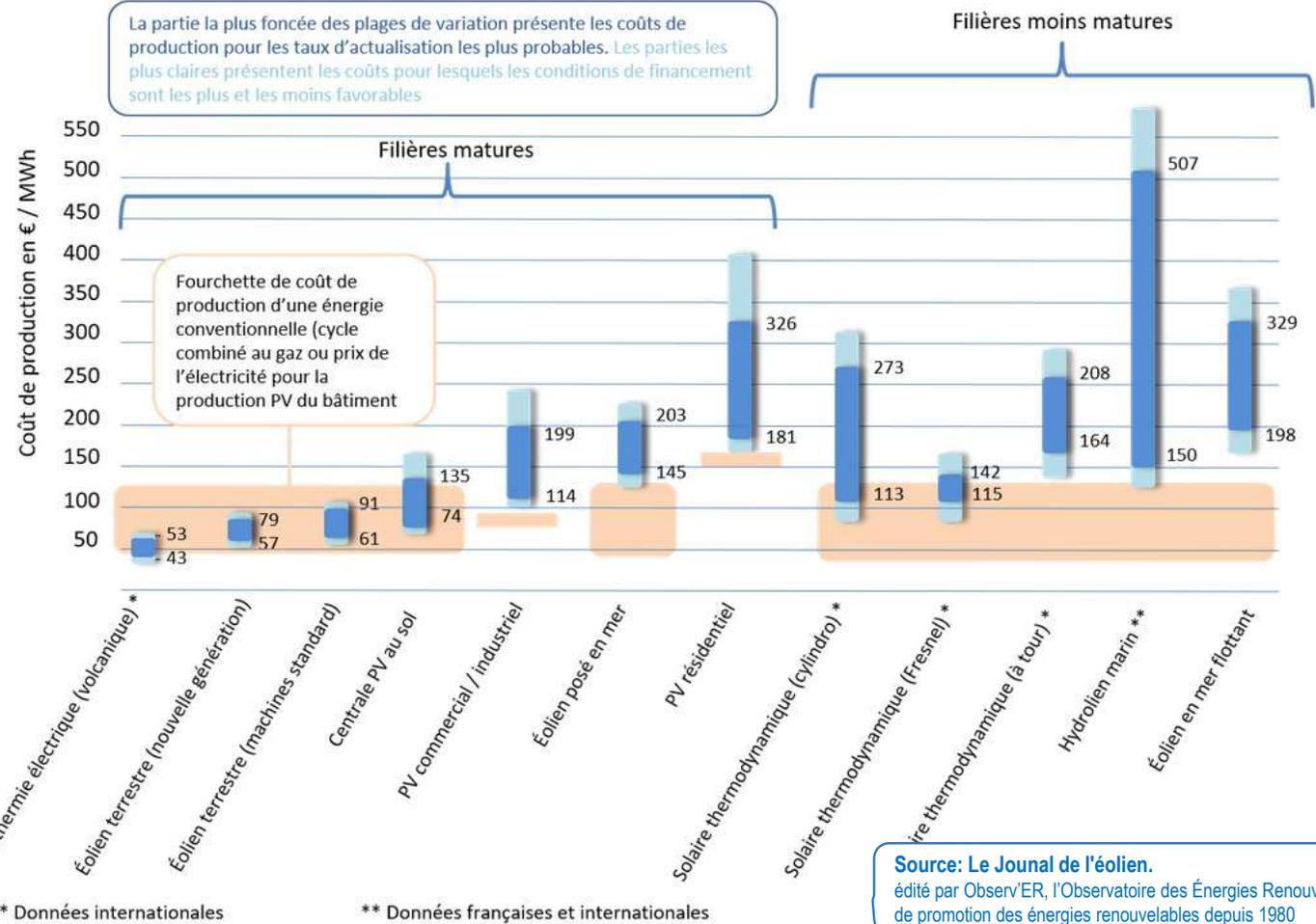
hors coûts système



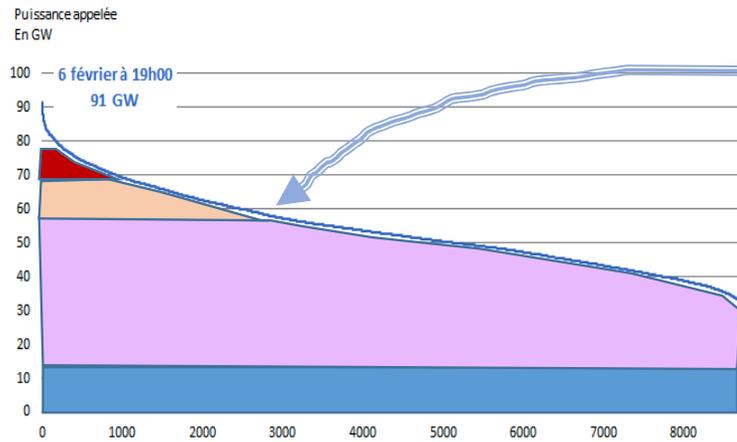
Coûts complets de production en France pour la production d'électricité renouvelable

Hors coûts système

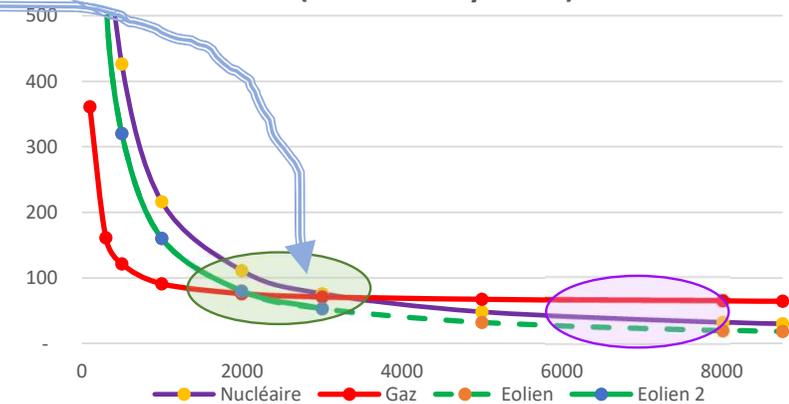
La partie la plus foncée des plages de variation présente les coûts de production pour les taux d'actualisation les plus probables. Les parties les plus claires présentent les coûts pour lesquels les conditions de financement sont les plus et les moins favorables



Source: Le Journal de l'éolien.
édité par Observ'ER, l'Observatoire des Énergies Renouvelables, organisme de promotion des énergies renouvelables depuis 1980



fonctions typiques de coût production (hors coûts système)



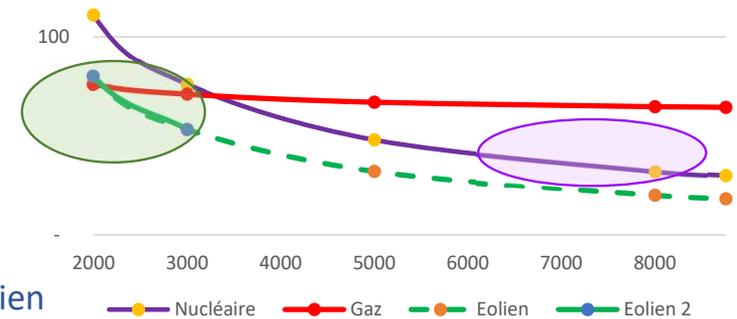
Pour décider des investissements on s'appuie normalement sur ces types de courbes en coûts complets mais ça devient inapplicable avec des ENRi
Il n'y a plus de logique économique décisionnelle !

En exploitation, on appelle en priorité les moyens en fonction du coût marginal (~ combustible)

- Hydraulique fil de l'eau, éolien, solaire
- Nucléaire
- Charbon, Gaz , Fioul

sauf qu'on est pas sûr de disposer du solaire et de l'éolien

fonctions typiques de coût production (hors coûts système) zoom

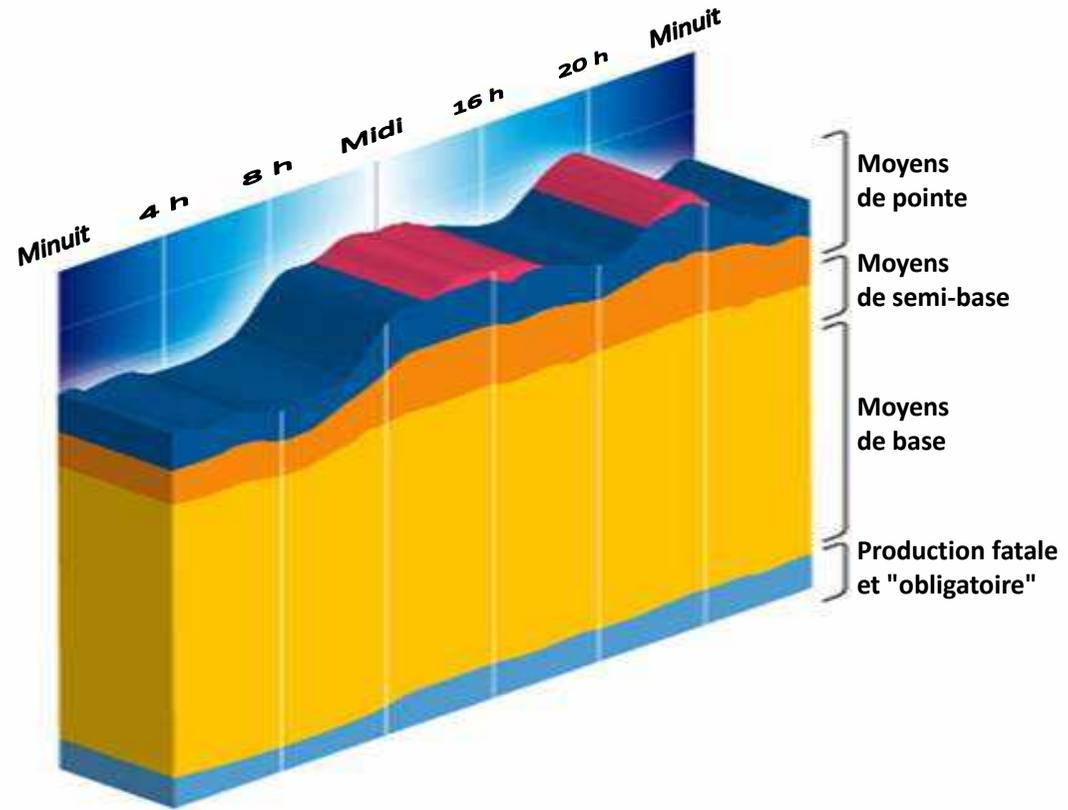
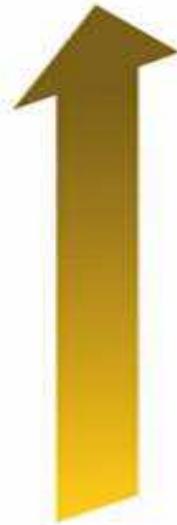


Zones de pertinence

Empilement des moyens de production

Exemple d'une journée de forte consommation en hiver

Coûts variables
croissants /MWh
(hors obligations)
€



■ Turbine à combustion (TAC)
■ Hydraulique de lac

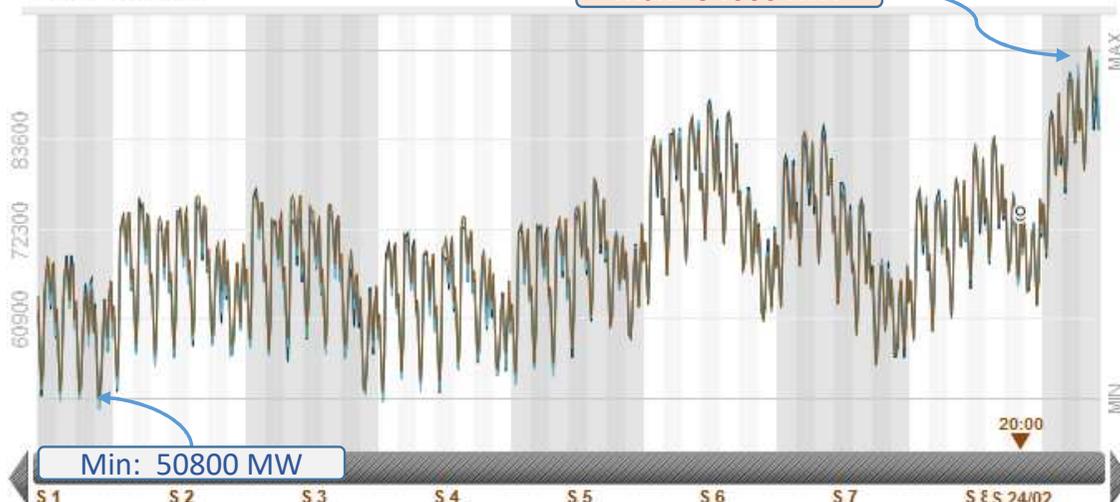
■ Thermique à flamme (fioul et charbon)
■ Nucléaire

■ Hydraulique (écluse et fil de l'eau),
obligations d'achats (cogénération, éolien, ...)

Consommation d'électricité pour la période du :

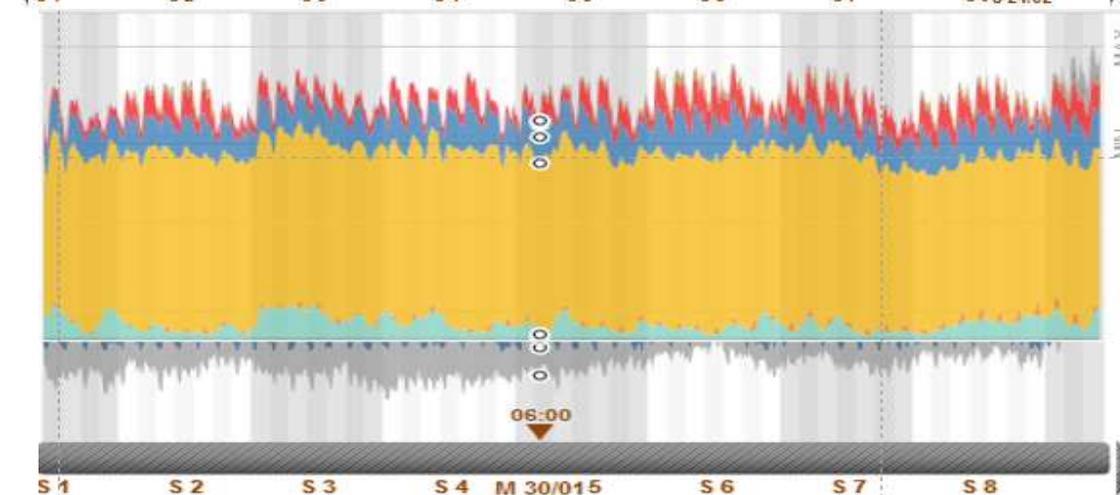
Jeudi 04 janvier 2018 au Mercredi 28 février 2018

DONNÉES TEMPS RÉEL



Min: 50800 MW

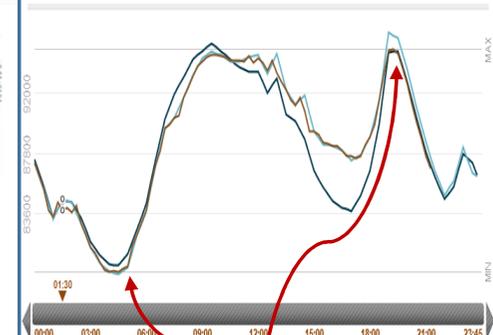
Max: 94600 MW



Consommation d'électricité pour la journée du :

Mercredi 28 février 2018

DONNÉES TEMPS RÉEL

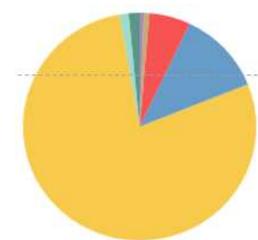


Amplitude journalière:
15 à 16000 MW

83845_{MW} CONSUMATION

84600_{MW} PREVISION J

84500_{MW} PREVISION J-1

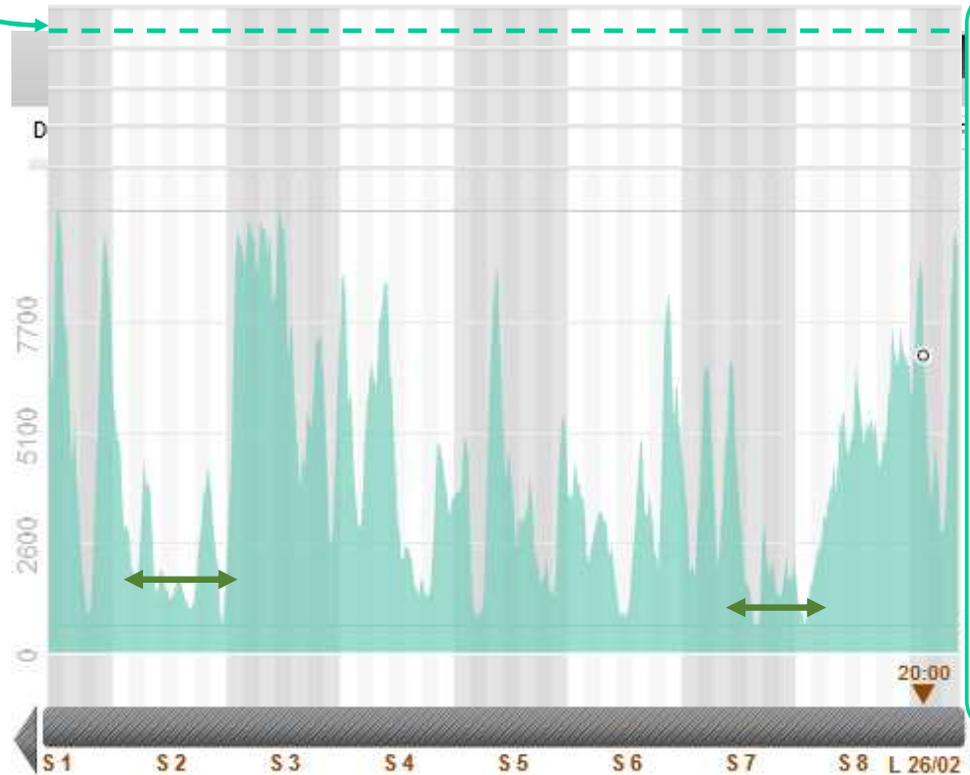


0 _{MW}	407 _{MW}	542 _{MW}	4028 _{MW}	8397 _{MW}	55336 _{MW}
IMPORTS	FIOUL	CHARBON	GAZ	HYDRAULIQUE	NUCLEAIRE
0 _{MW}	894 _{MW}	1064 _{MW}		2422 _{MW}	8615 _{MW}
SOLAIRE	EOLIEN	BIOENERGIES		POMPAGE	EXPORTS

Zoom sur production éolienne

Période du 4 janvier au 28 février 2018

Puissance éolienne installée 13,5GW



Max:
75% Pinst

Moy:
35% Pinst

Min:
5% Pinst

les allemands
(qui ont beaucoup d'éolien)
(et plus de vent que la France)

considèrent que la
puissance "garantie"
est
1% Pinst

Les périodes de creux éolien peuvent durer plusieurs jours

Eolien

Puissance installée croissante
désormais significative

mais

une contribution en énergie
qui reste modeste

Eolien

16,5 GW ~12,2%

34TWh ~ 6,3%

Données 2019

Facteurs de charge moyens

Annuel: 19 à 25 %
(en 2017-2018-2019)

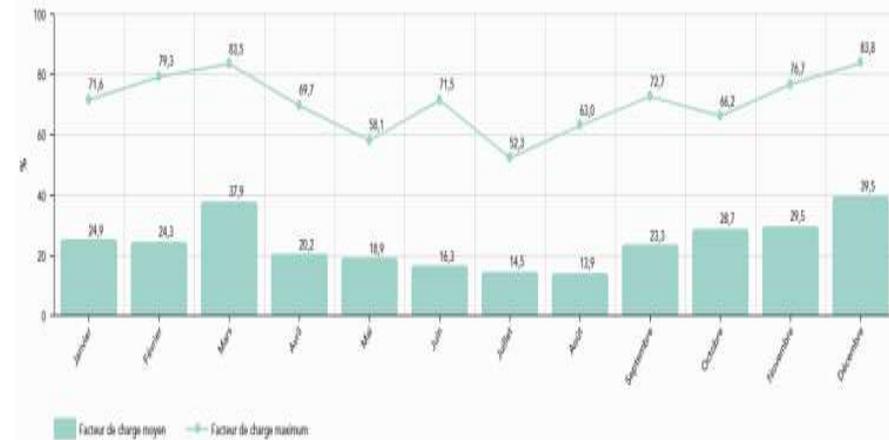
Été: 14 à 18%

Hiver: 20 à 30%

Evolution de la puissance éolienne raccordée (MW)



Facteur de charge éolien mensuel



Photovoltaïque

Puissance installée croissante
encore modeste

et

une contribution en énergie
qui reste globalement marginale

Photovoltaïque

9,4 GW ~6,9 %

11,6 TWh ~2,2 %

(données 2019)

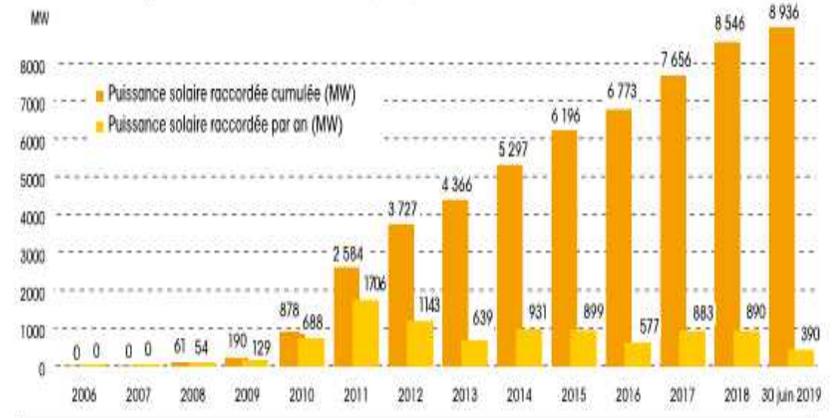
Facteurs de charge moyens

Annuel: 13,5 %
(en 2019)

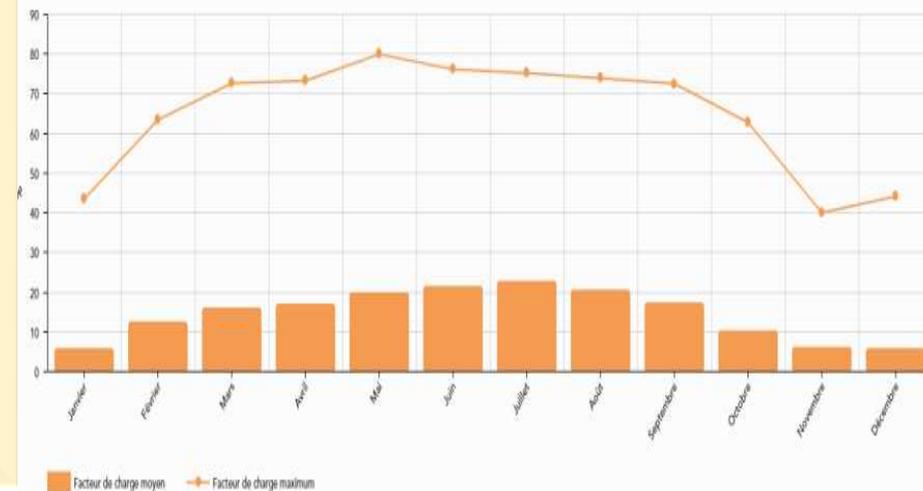
Été: 20 %

Hiver: 6 %

Evolution de la puissance solaire raccordée (MW)



Facteur de charge solaire mensuel



Avec des éoliennes (en complément de l'hydraulique)

(cas d'école purement théorique pour illustrer les problématiques)

Apparemment simple (si on raisonne en énergie seule): il suffit d'accroître le parc éolien

Production France 560 TWh

en supposant 20% par hydraulique et biomasse (non intermittent/non aléatoire)

- 80 % à assurer avec de l'Eolien soit $\sim\sim 430$ TWh
- intermittent/aléatoire, facteur de charge 20-21% (2017-2018)

→ Puissance à installer: $\sim\sim 240$ GW $\sim\sim 60\ 000$ éoliennes (4MW) $\sim\sim 1200$ parcs de 50 éoliennes

Investissement: $\sim\sim 360$ milliards €

Etat actuel: 16,5 GW 34TWh

Mais $P_{installée} \gg P_{conso\ max}$ → Ecrêtage + P supplémentaire → nb éoliennes et coûts ↗↗

en pratique non viable physiquement (déséquilibre croissant)

et / ou

→ très grande capacité de stockage* → faisabilité ? et coûts ↗↗

($\sim\sim 150$ GW ? - 20-30TWh ?)

* Capacité et durée au moins hebdomadaire



Parc éolien au Danemark

Parcs éoliens aux USA

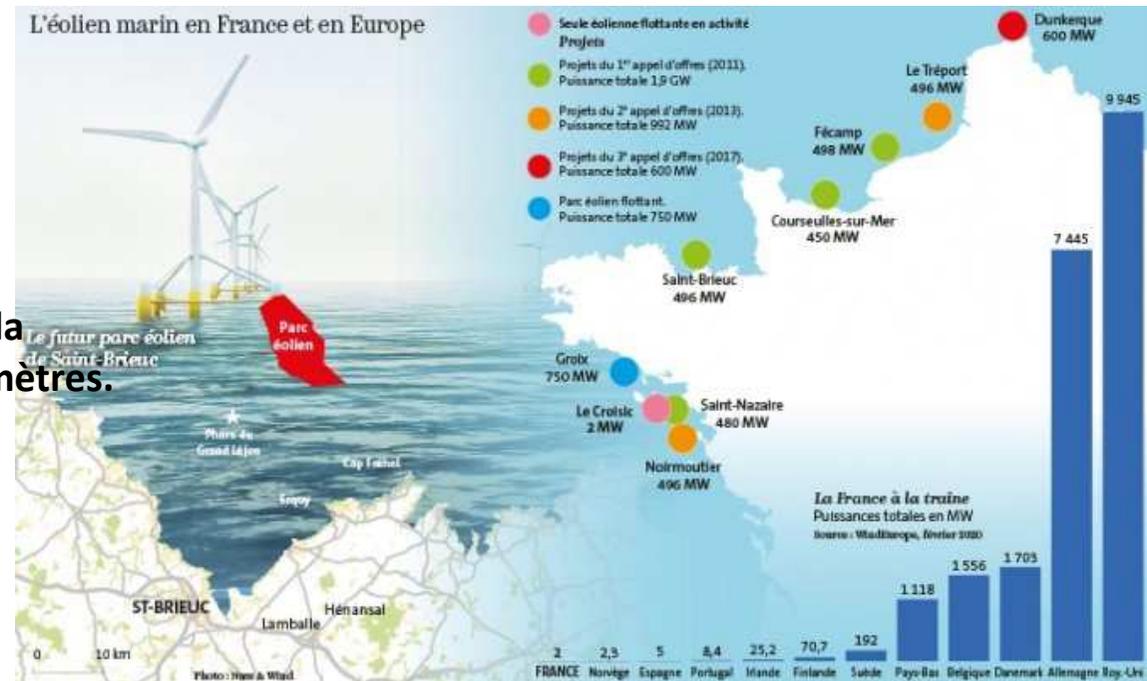


Parc de 25 éoliennes de 75 m de haut en Camargue (©photo)



Baie de Saint-Brieuc,

Projet de parc éolien en mer,
Ailes Marines, filiale d'Iberdrola
62 éoliennes offshore de 150 mètres.
Puissance de 496 MWe



aides de l'État, 2,4 milliards d'euros pour l'investissement
155 euros le MWh, tarif de rachat par EDF garanti sur 20 ans

ce qui fera des éoliennes costarmoricaines
« l'énergie la plus chère d'Europe pour un total de 4,7 milliards », estime le parlementaire local.

Avec du photovoltaïque

(cas d'école purement théorique pour illustrer les problématiques)

Apparemment simple (si on raisonne en énergie seule): il suffit d'accroître le parc photovoltaïque

Production France 560 TWh

en supposant 20% par hydraulique et biomasse (non intermittent/aléatoire)

- 80 % à assurer avec du solaire soit $\sim\sim 430$ TWh
- intermittent/ un peu aléatoire: Facteur de charge 14% (2018)

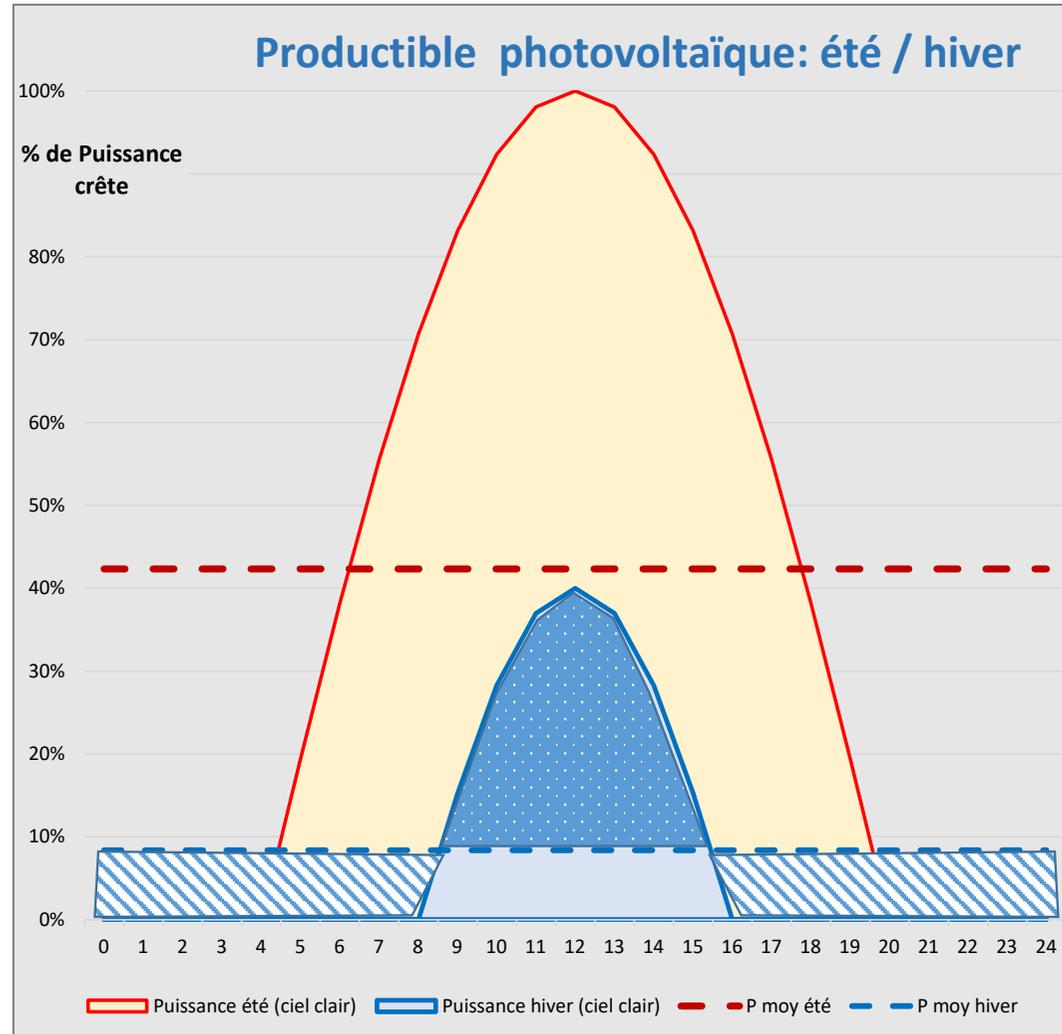
Puissance à installer: $\sim\sim 350$ GW $\sim\sim 350\ 000$ ha de panneaux $\sim\sim 2000$ parcs «CESTAS»

Investissement: $\sim\sim 700$ milliards €

(Etat actuel: 9,4 GW 11,6 TWh plan EDF: 30 GW en 2030 ?)

Mais $P_{\text{installée}} \gggg P_{\text{conso}}$ → Ecrétage + P supplémentaire → panneaux et coûts ↗↗
en pratique non viable physiquement (déséquilibre croissant)
et / ou
→ grande capacité de stockage* → faisabilité ? et coûts ↗↗
($\sim\sim 250$ GW ? - 6-15 TWh ?)

* Grande capacité de stockage mais sur rythme journalier ? Reste la problématique transfert été ↔ hiver



En été

Durée du jour/soleil longue
Pleine puissance au midi solaire

En hiver

Durée du jour/soleil courte
Puissance réduite même à midi

Rendement été ~30 à 40%

Rendement hiver ~5 à 10%

Pour garantir 1000 MW
avec stockage journalier

Il faut a minima

- * 10 000 MW de panneaux
- * 16 000 MWh de stockage @

- * 2500 MW de panneaux
- * 9000 MWh de stockage

@ environ 16 000 000 batteries voiture
(85Ah = ~ 1kWh)

Centrale solaire photovoltaïque

CESTAS

300 MWc
350 GWh = rend^t ~13%

~ 1 000 000 panneaux
~ 2 000 000 m²

260 ha
360 M€

1200€/kW_{crête}
105 €/MWh (prix rachat par EDF)



Même échelle	
Gravelines	CESTAS
31 000 GWh	350 GWh



Centrale solaire photovoltaïque

- Surface des panneaux
2'240 m²
- Production d'électricité
800'000 kWh/an
- Investissement estimé
2 M€ (~10k€/kW)



Première mondiale sur le lac des Toules à Bourg-Saint-Pierre (Suisse), le premier parc solaire flottant en milieu alpin est entré en service le 3 décembre 2019.

Etudes en cours pour déterminer la viabilité de ce type d'installation à grande échelle, son rendement énergétique, et économique ainsi que l'impact possible du solaire sur le phytoplancton de ce lac de barrage.



Il ne suffit pas de raisonner en énergie, il faut aussi raisonner en puissance

- Puissance à fournir à chaque instant
- Puissance garantie
- Marges et réserves face aux aléas (pannes, maintenance, ...)

Quelle que soit la puissance installée

"solaire + éolien"

La P garantie est quasi nulle:

" 0% + qq% "

Donc il faut des moyens de sécurité,
disponibles à la demande,
couvrant la quasi-totalité
de la base et des pointes

- Hydraulique
- Biomasse ou équivalent
- Charbon, gaz, fioul
- Nucléaire

- Stockage restituable à la demande
- Importation (?)
- Effacement

Il ne suffit pas de raisonner en énergie, il faut aussi raisonner en puissance

- Puissance à fournir à chaque instant
- Puissance garantie
- Marges et réserves face aux aléas (pannes, maintenance, ...)

Quelle que soit la puissance installée

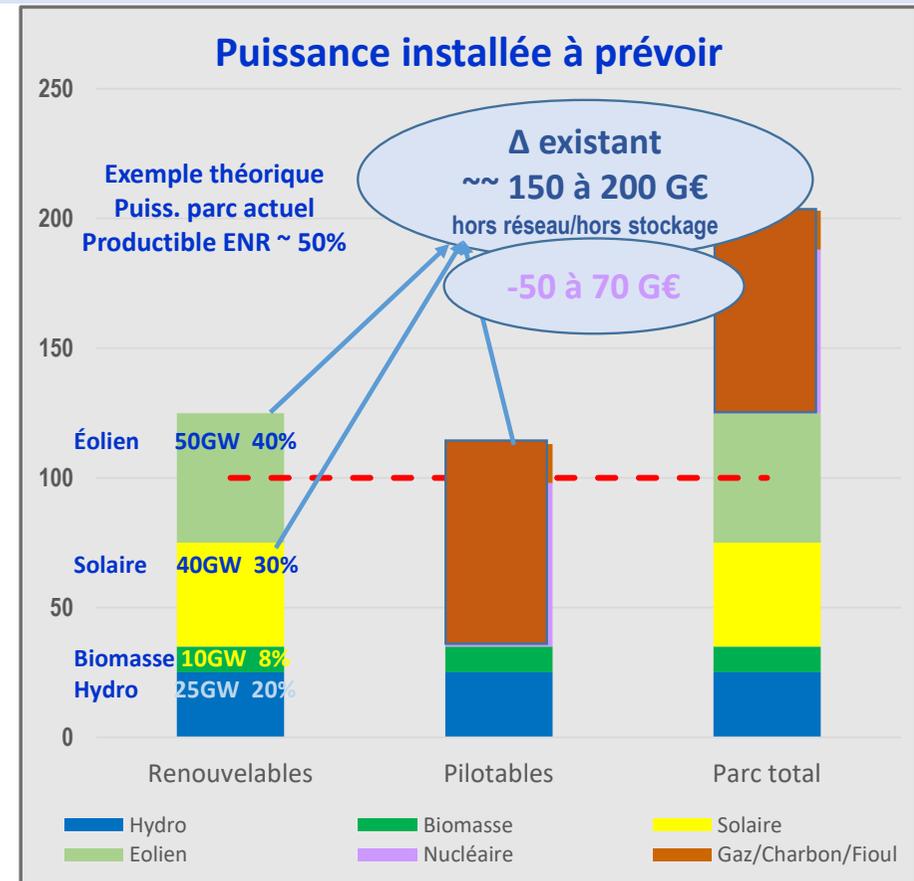
"solaire + éolien"

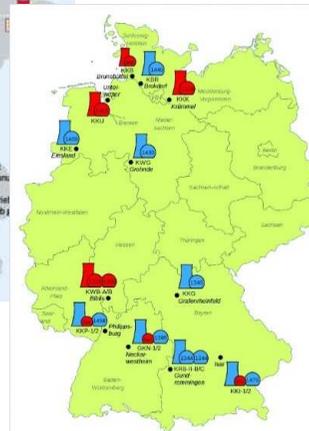
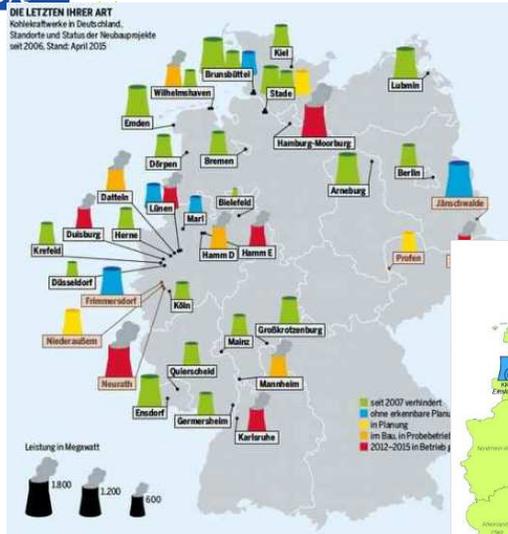
La P garantie est quasi nulle:

"0% + qq%"

Donc il faut des moyens de sécurité,
disponibles à la demande,
couvrant la quasi-totalité
de la base et des pointes

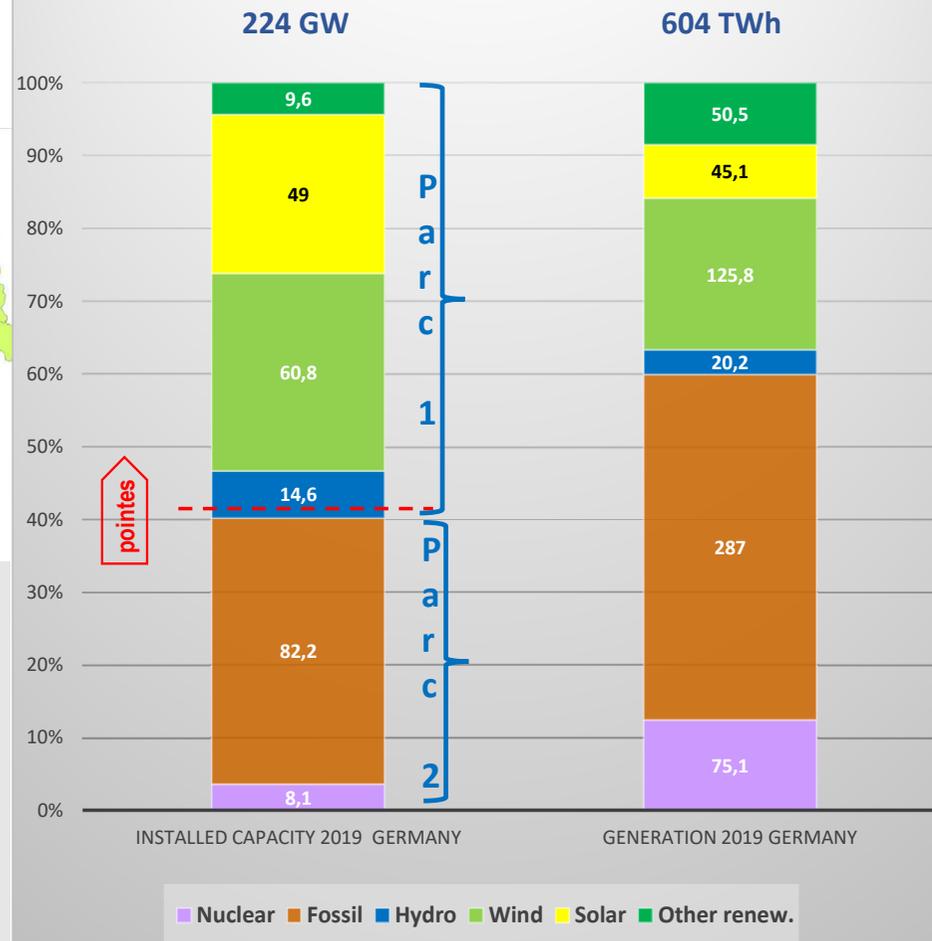
- Hydraulique
- Biomasse ou équivalent
- Charbon, gaz, fioul
- Nucléaire
- Stockage restituable à la demande
- Importation (?)
- Effacement





**Un parc charbon/lignite et ENR,
(en fait 2 parcs)
Réduction / arrêt du nucléaire,
Mais ...
Une efficacité discutable
(coût, CO2,...)**

Puissance installée et Production Allemagne 2019



L'Allemagne dispose d'un parc thermique de backup très confortable pour suppléer aux carences des ENRi

Solaire

Eolien

Bioénergies

Hydroélectricité y compris STEP

Thermique à combustible fossile (charbon, fioul, gaz)

Nucléaire

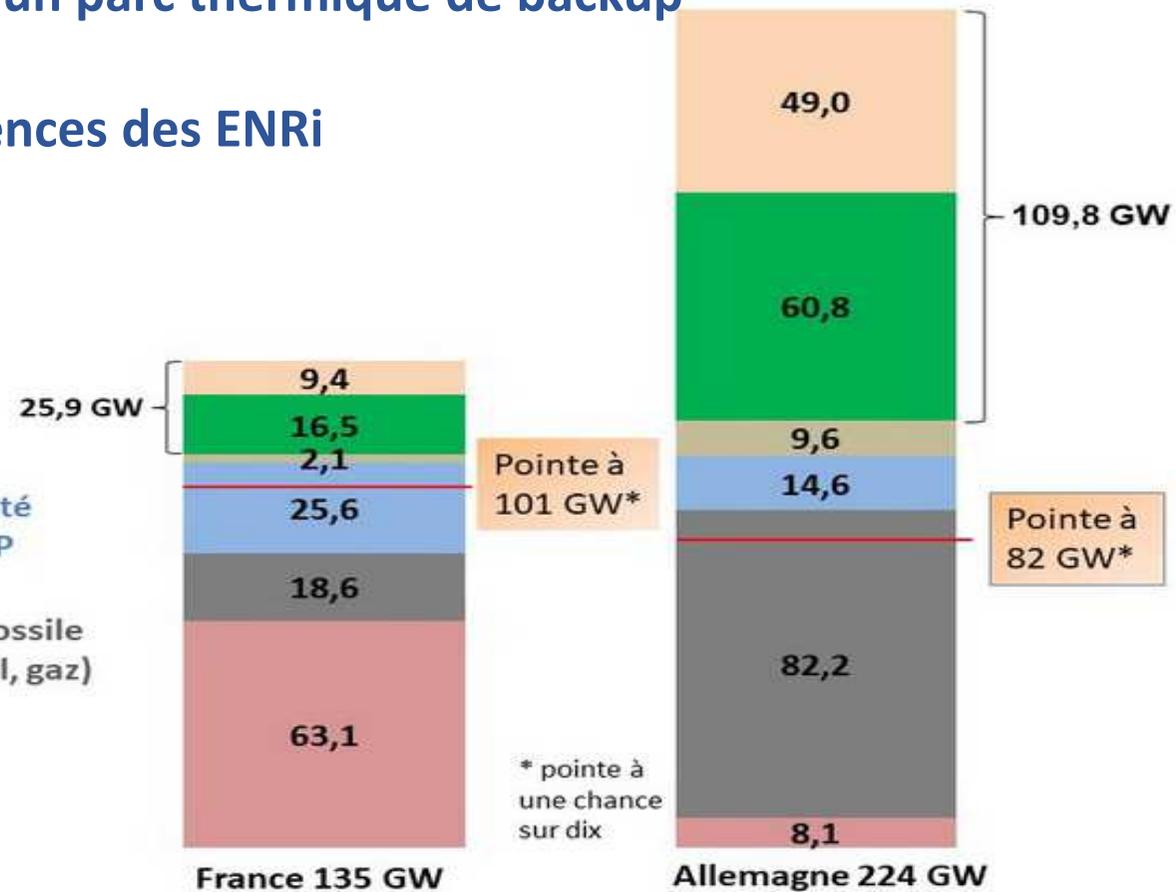
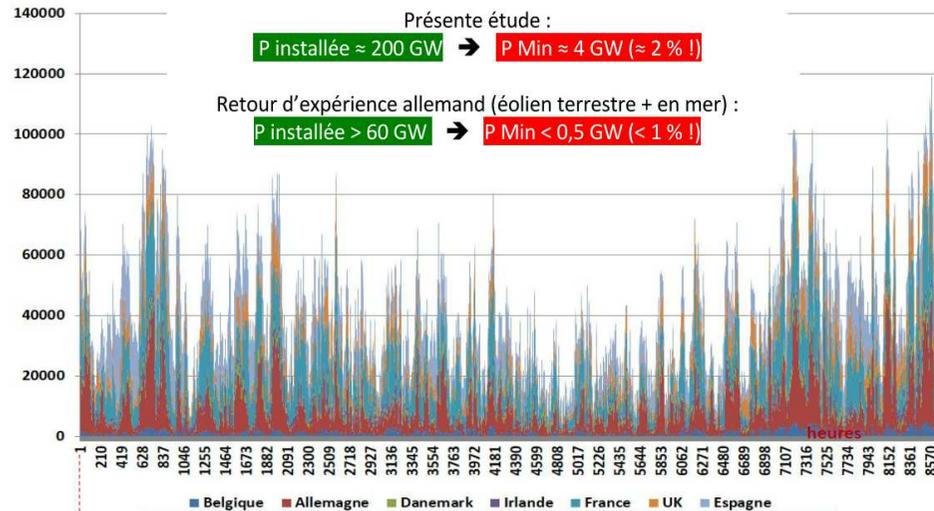


Figure 4 : Puissance électrique installée fin 2019 en France métropolitaine et en Allemagne

15 – Un risque SYSTÉMIQUE de MODE COMMUN à l'échelle de l'Europe : La focalisation sur l'éolien et le photovoltaïque (1/2)

Le « FOISONNEMENT » des productions éoliennes européennes : une... **ILLUSION !**



Historique année 2013 extrapolé vers 2030 pour les 7 pays européens [3]
 [3] : Techniques de l'ingénieur (2014) - Hubert FLOCARD ; Jean-Pierre PERVÈS ; Jean-Paul HULOT

Hypothèse pro-éolien : la demande la plus élevée n'arrive pas en même temps dans les pays permettant, à tout instant, d'optimiser l'utilisation des moyens de production à l'échelle européenne

Réalité : L'effet de compensation réel demeure limité, les pointes sont très souvent concomitantes.

Le foisonnement ça existe ...

... mais pas aussi souvent que certains le prétendent ou le souhaitent

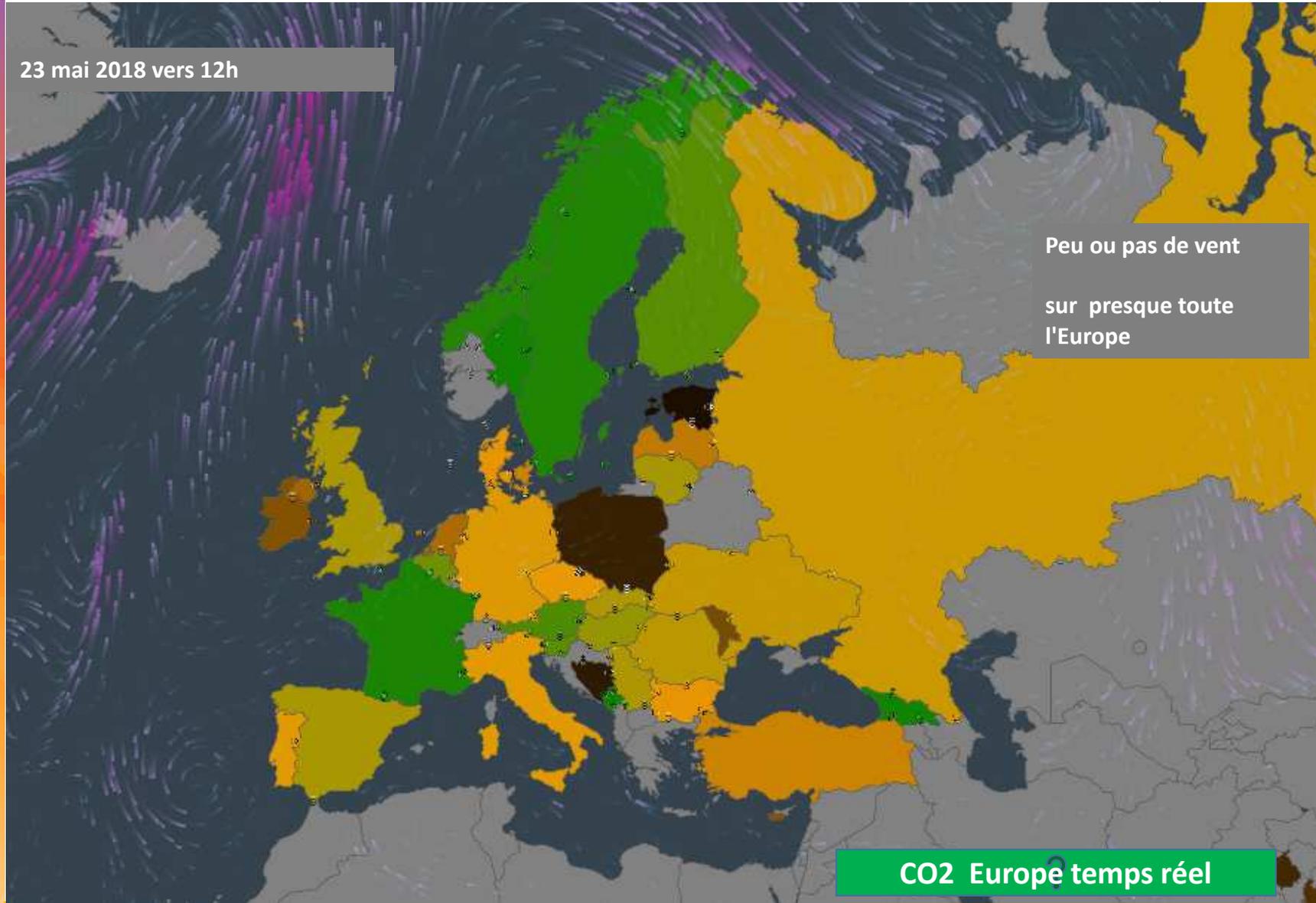
Solaire: nuits communes et pointes souvent le soir

Éolien: régime de vent parfois (souvent) à l'échelle de l'Europe

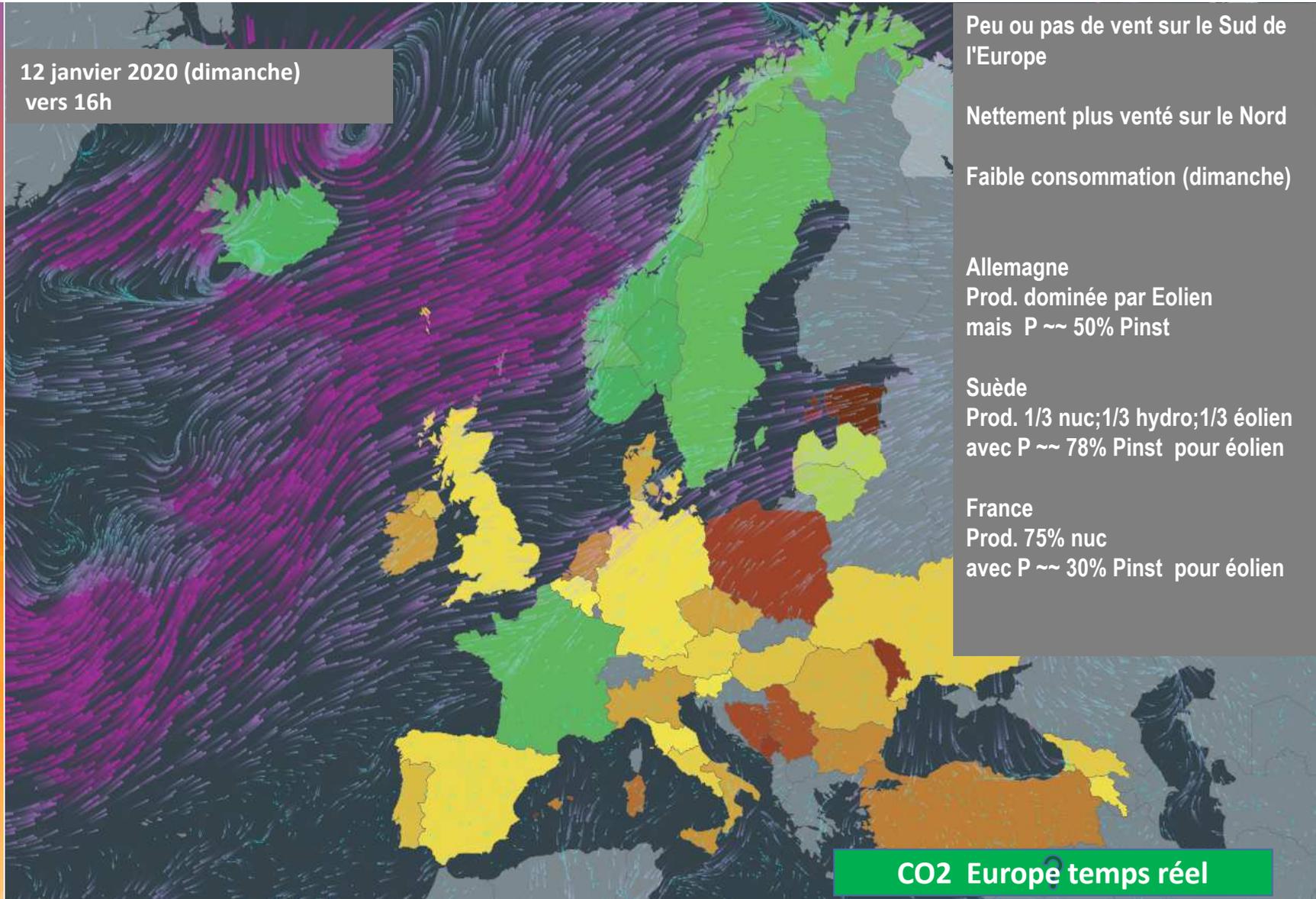
Tableau: coïncidence des pointes de la consommation électrique en Allemagne et pays limitrophes

Jahr	DE FR	DE AT	DE BE	DE CH	DE CZ	DE DK	DE IT	DE LU	DE NL	DE PL
2006	96,8	99,7	99,8	95,9	98,5		97,9	99,7	99,6	98,5
2007	96,8	99,6	99,2	99,3	98,9		96,7	99,9	97,8	99,0
2008	98,6	99,6	99,8	98,7	99,4		97,5	99,8	99,9	98,6
2009	97,7	99,7	99,3	99,1	99,4		98,9	99,7	99,9	99,1
2010	97,1	99,8	100,0	99,7	99,5	100,0	97,0	99,9	100,0	99,3
2011	98,9	99,6	98,4	99,3	99,4	99,5	97,1	99,5	99,8	99,6
2012	100,0	99,6	99,5	99,7	99,7	99,8	98,6	100,0	99,6	99,8
2013	96,2	99,6	99,6	99,4	99,5	99,5	97,4	100,0	99,1	99,9
2014	99,3	99,8	100,0	99,7	99,7	99,6	99,8	99,9	100,0	99,5

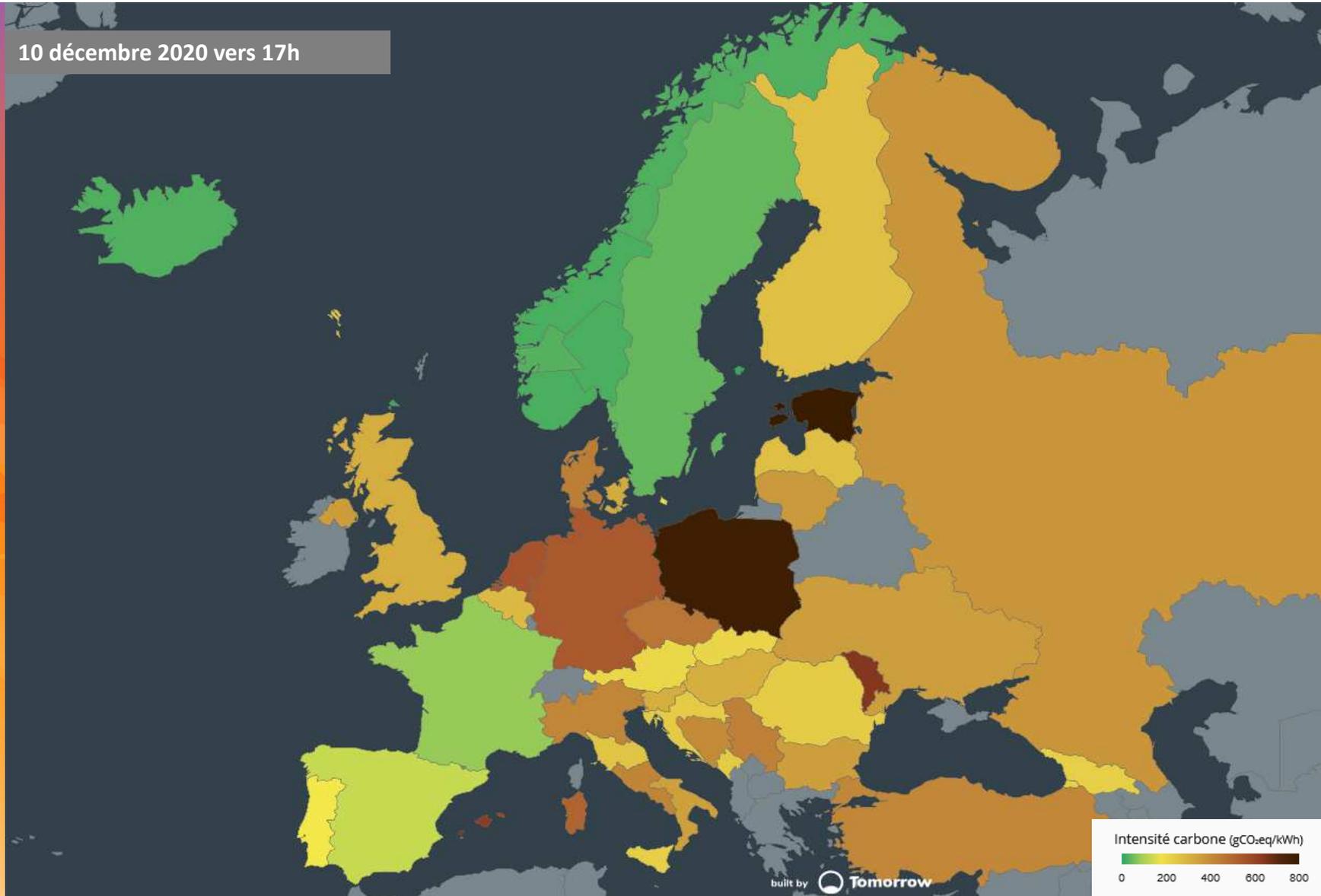
23 mai 2018 vers 12h



12 janvier 2020 (dimanche)
vers 16h



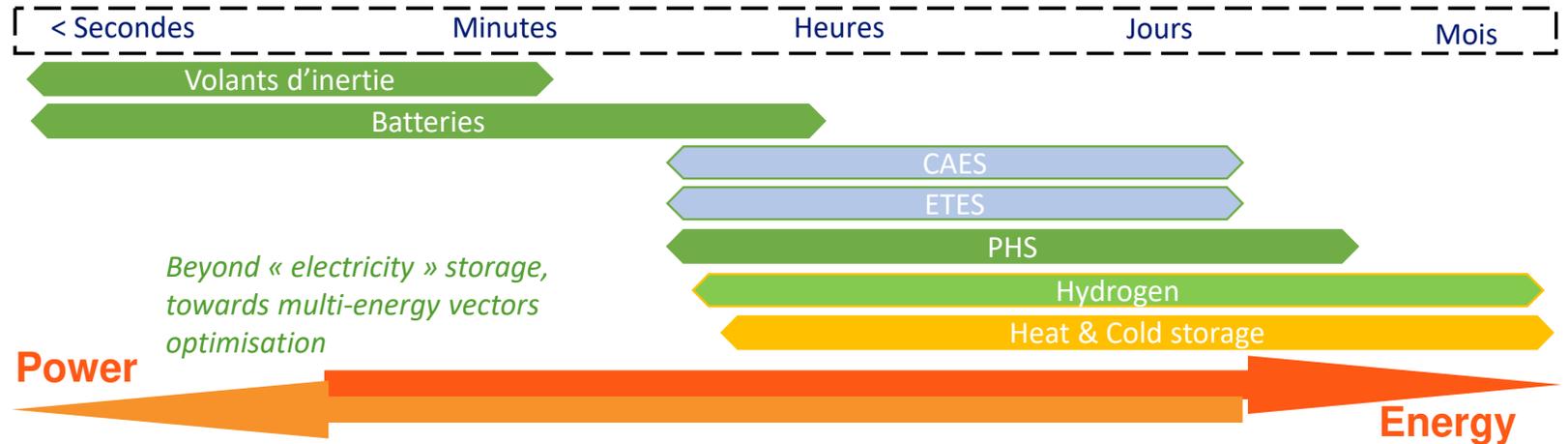
10 décembre 2020 vers 17h



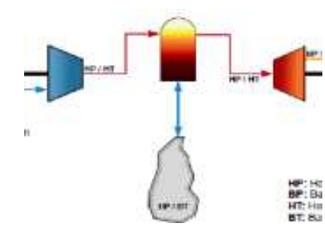
Stockage d'électricité

face à la variabilité/intermittence des ENRi

Stockage d'électricité des technologies complémentaires et/ou concurrentes

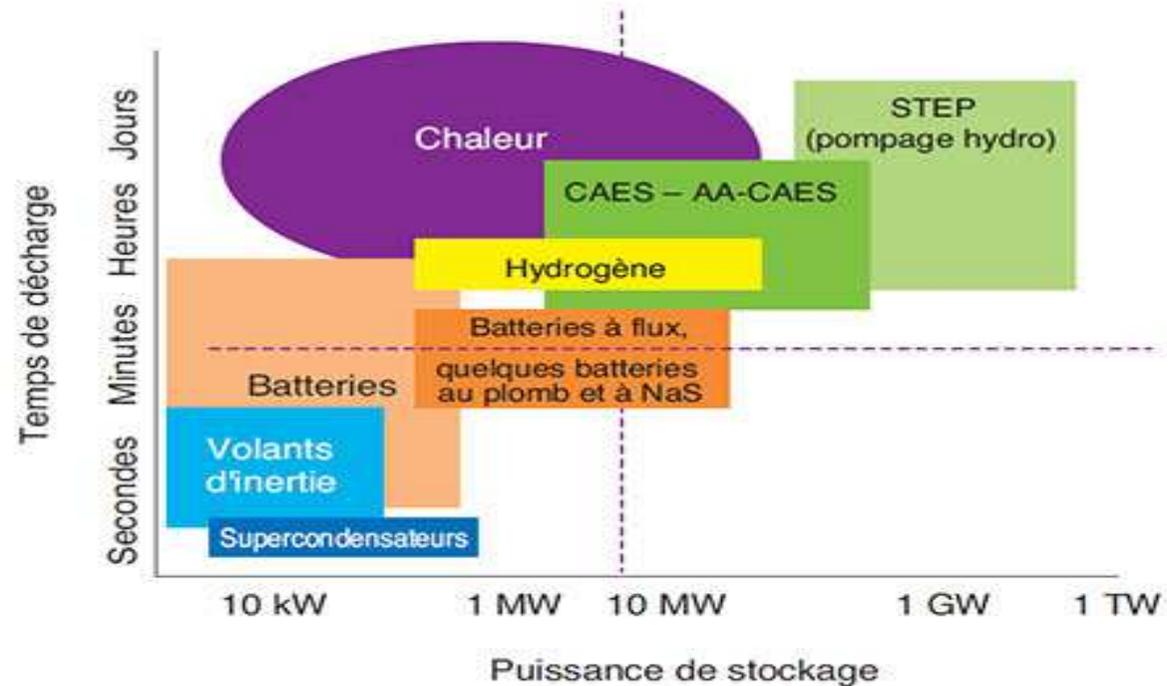


Volants d'inertie Batteries Air comprimé Pompage



CAES: Compressed Air Energy Storage, ETES: Electro-Thermal Energy Storage, PHS: Pumped Hydro Storage = STEP

Les différentes technologies de stockage en fonction de leur puissance et du temps de décharge (autonomie)



Source : IFPEN d'après diverses sources

Un stockage se caractérise par :

- Puissance (charge/décharge)
- Capacité (quantité stockée)
- Réactivité
- Rendement
- Capacité de cyclage
- Autonomie

- **6 GW en "base" # batterie 4h => pour 6GW et 24 GWh**
 - volume approximatif en nombre de containers 20 pieds (en incluant la partie électronique de puissance de conversion) : 13 000 containers en 2018, (hypothèse d'amélioration de 30 %) à 10 ans 8 400 containers
 - emprise au sol approximative (en tenant compte des espaces entre les containers) : 1.2 km² à 800 000 m² dans 10 ans
 - coût approximatif : **8.2 Mds \$ en 2018, et 3.9 Mds \$ en 2030**
 - durée de vie estimée (sur la base d'1 cycle par jour) : 12 ans en 2018 / 25 ans en 2040
- **2 GW de "réserve rapide" # batteries 35 minutes => pour 2 GW et 1,2 GWh :**
 - volume approximatif en nombre de containers 20 pieds (en incluant la partie électronique de puissance de conversion) : 5 300 containers en 2018 à 4 100 containers en 2030
 - emprise au sol approximative (en tenant compte des espaces entre les containers) : 450 000 m² 2018 à 350 000 m² 2030
 - coût approximatif : **2.5 Mds\$ en 2018 à 1.3 Mds en 2030**
 - durée de vie estimée (sur la base de 2 à 3 cycles par jour) : 15 ans en 2018 / 30 ans en 2040

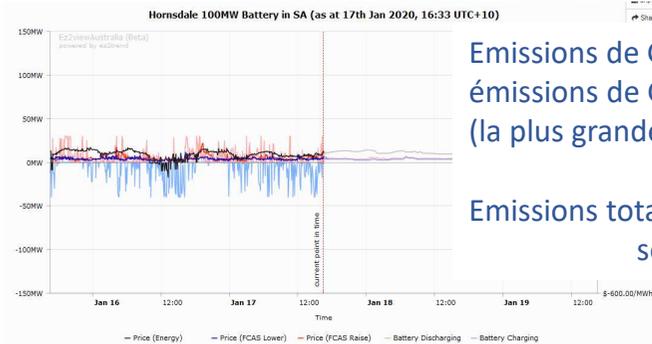
Batteries : quelques ordres de grandeur...

parc éolien de Hornsdale en Australie du Sud,

99 éoliennes, 315 MW



100 MW / 129 MWh (?)

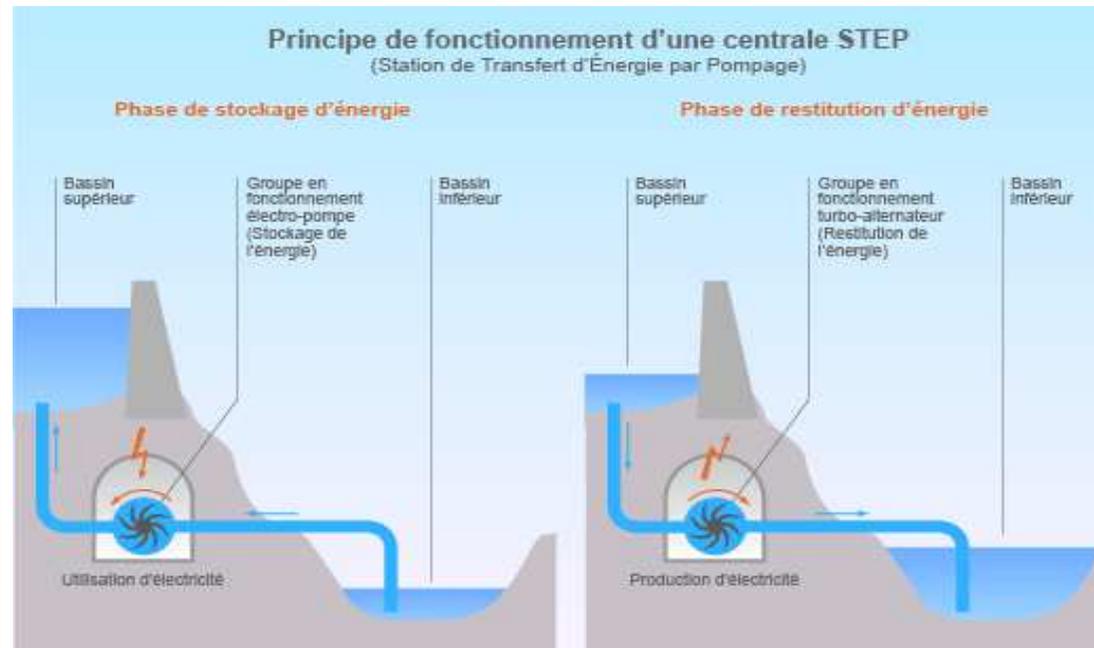


Emissions de GES (cycle de vie) du parc éolien : **30 g de CO₂ / kWh.**
 émissions de GES (cycle de vie) associées au système de stockage : **300 g CO₂ / kWh**
 (la plus grande installation de batteries au lithium-ion au monde - fabriquée par Tesla)

Emissions totales du système "éolien + stockage": **330 g de CO₂ / kWh...**
 soit multipliées par 11 ! (quasiment au même niveau que le Gaz)

estimées par le National Renewable Energy Laboratory (NREL)

Les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP)



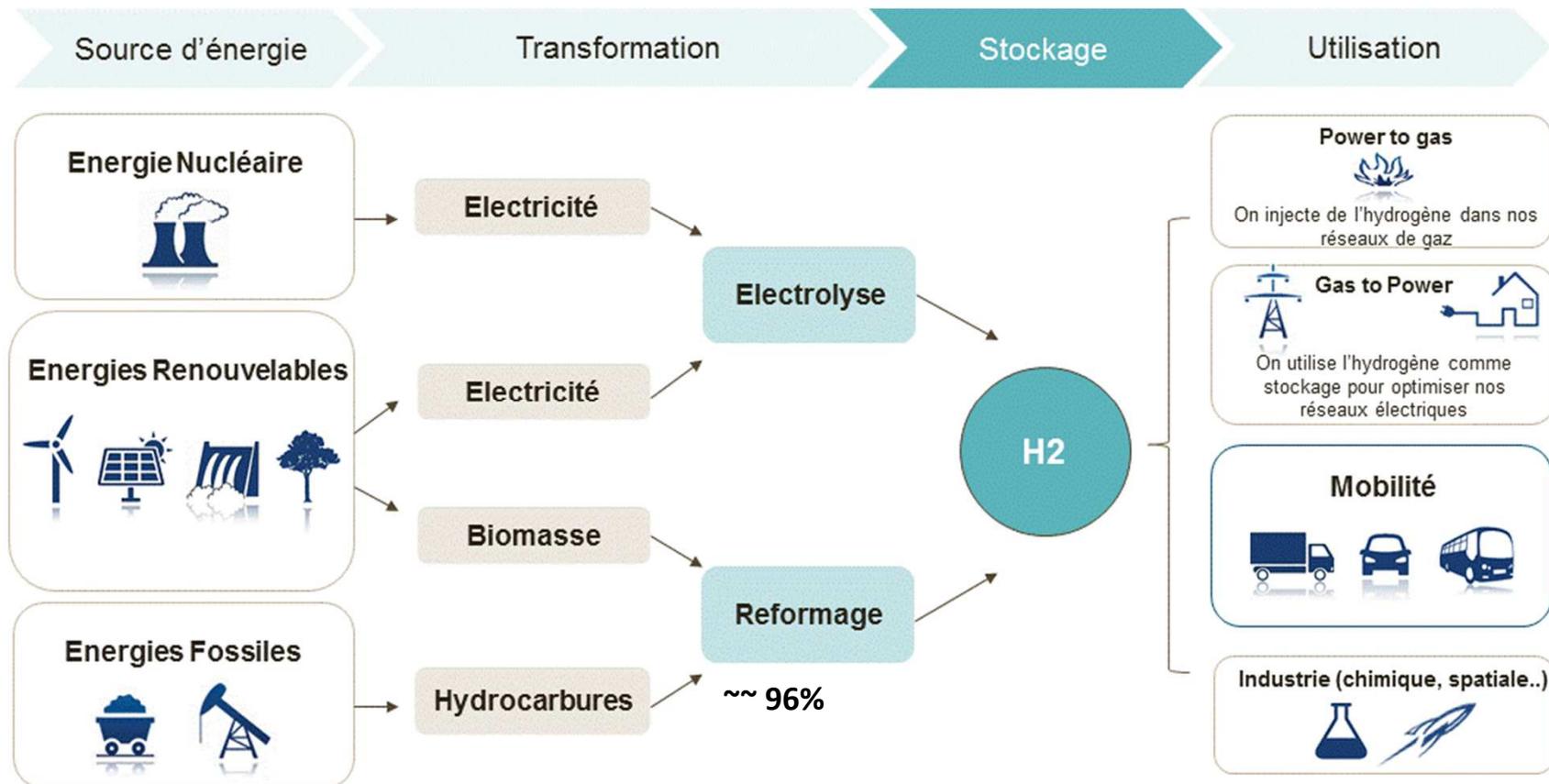
Grandmaison La plus puissante en Europe

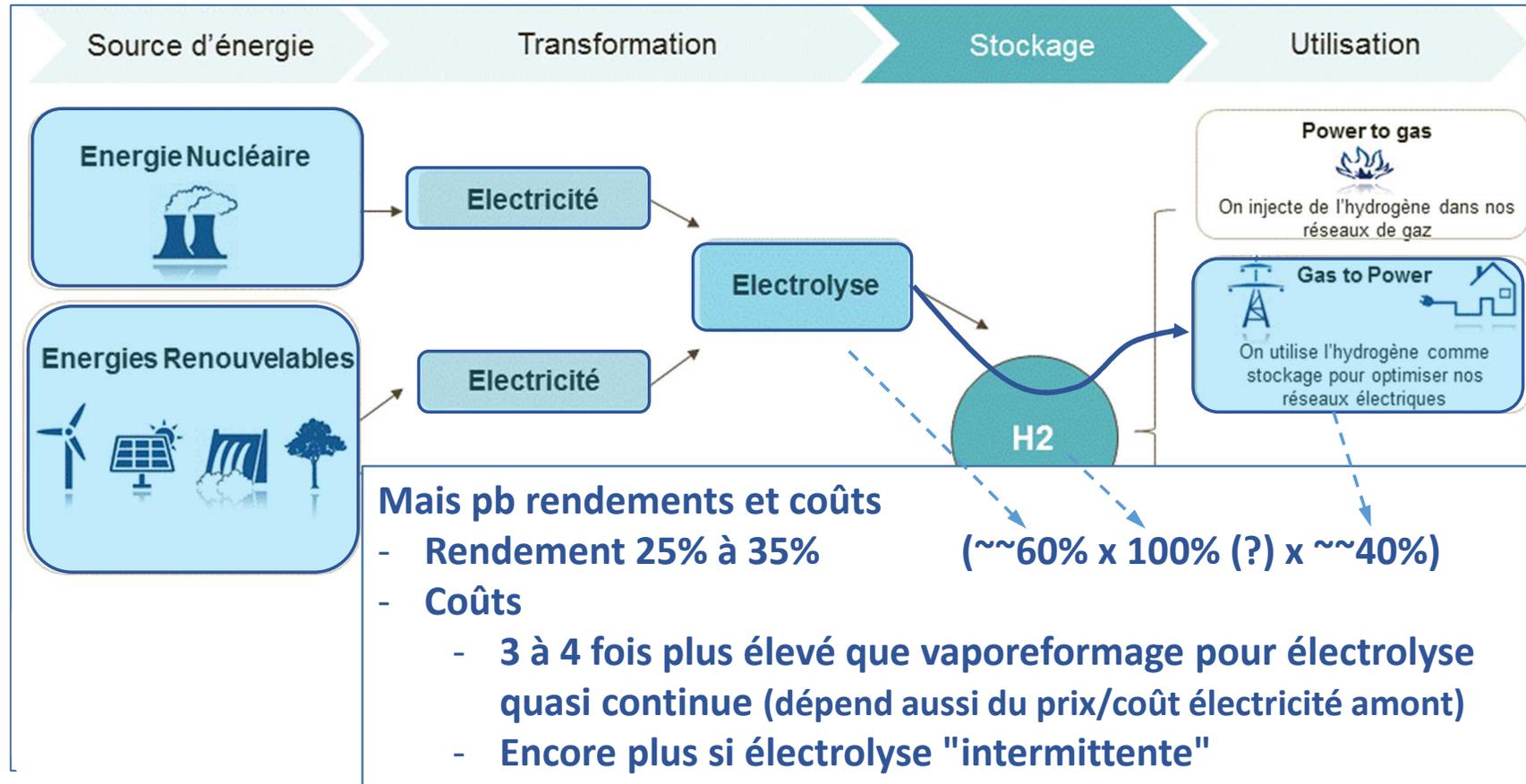
1820 MW (12 turbines de 150MW)
Productible annuel moyen: -300GWh (1420GWh- 1720GWh)
Capacité unitaire: 130 millions m³; 0,3TWh ; 5à7 j théoriques

Université Ouverte Lyon 1 - 11 décembre 2020 - Georges Servièrè

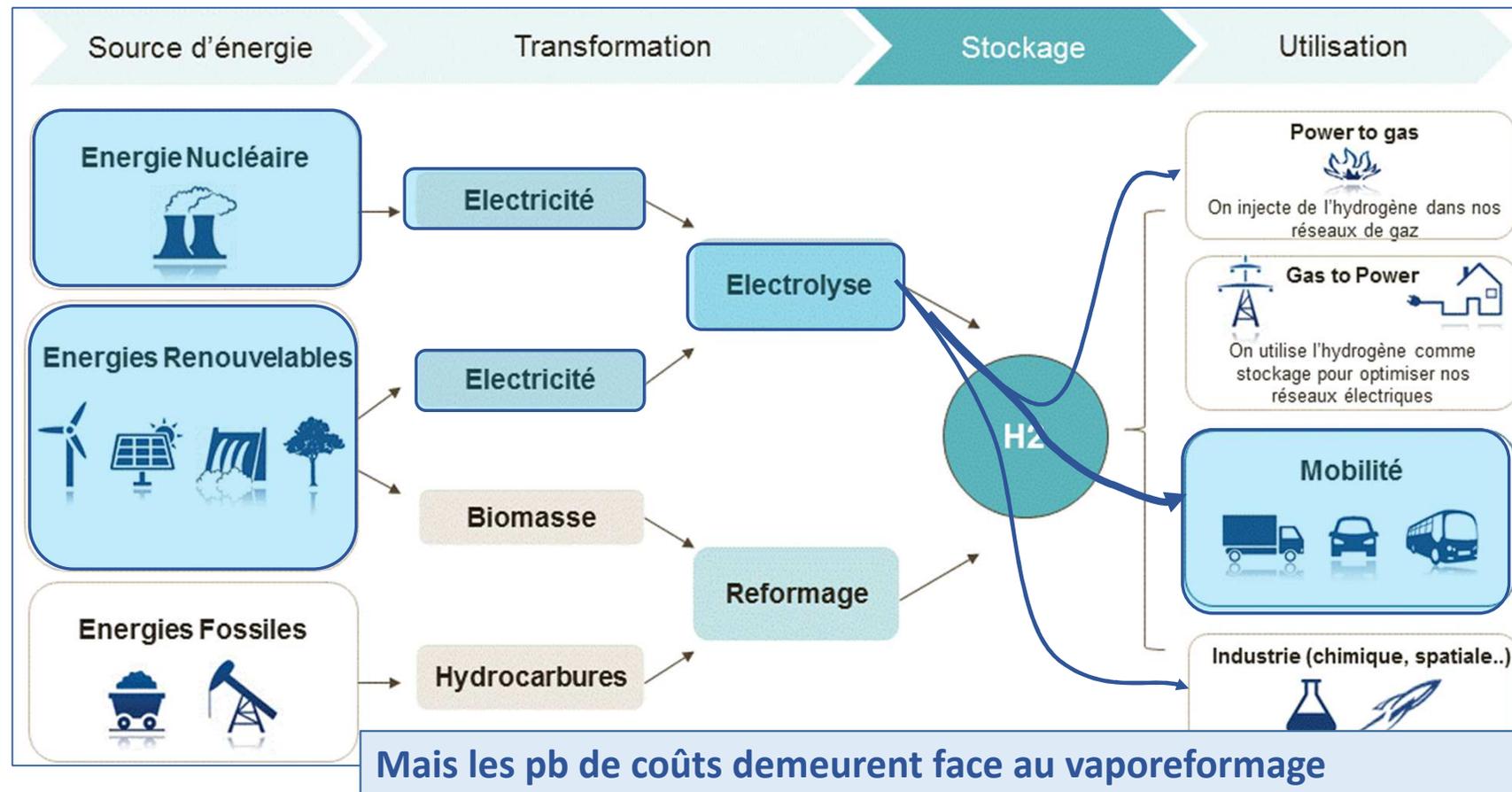


l'hydrogène pour stocker puis restituer





l'hydrogène un vecteur pour décarboner d'autres secteurs plus qu'un moyen de stockage stricto sensu



l'hydrogène un vecteur pour décarbonner d'autres secteurs plus qu'un moyen de stockage stricto sensu

mais en concurrence avec d'autres technologies plus directes

les transports "lourds" semblent l'usage à privilégier pour l'hydrogène

- Mobilité à forte autonomie: trains, navires, poids lourds routiers,
- L'H₂ donne de l'autonomie
- mais rendement de la chaîne H₂ très pénalisant

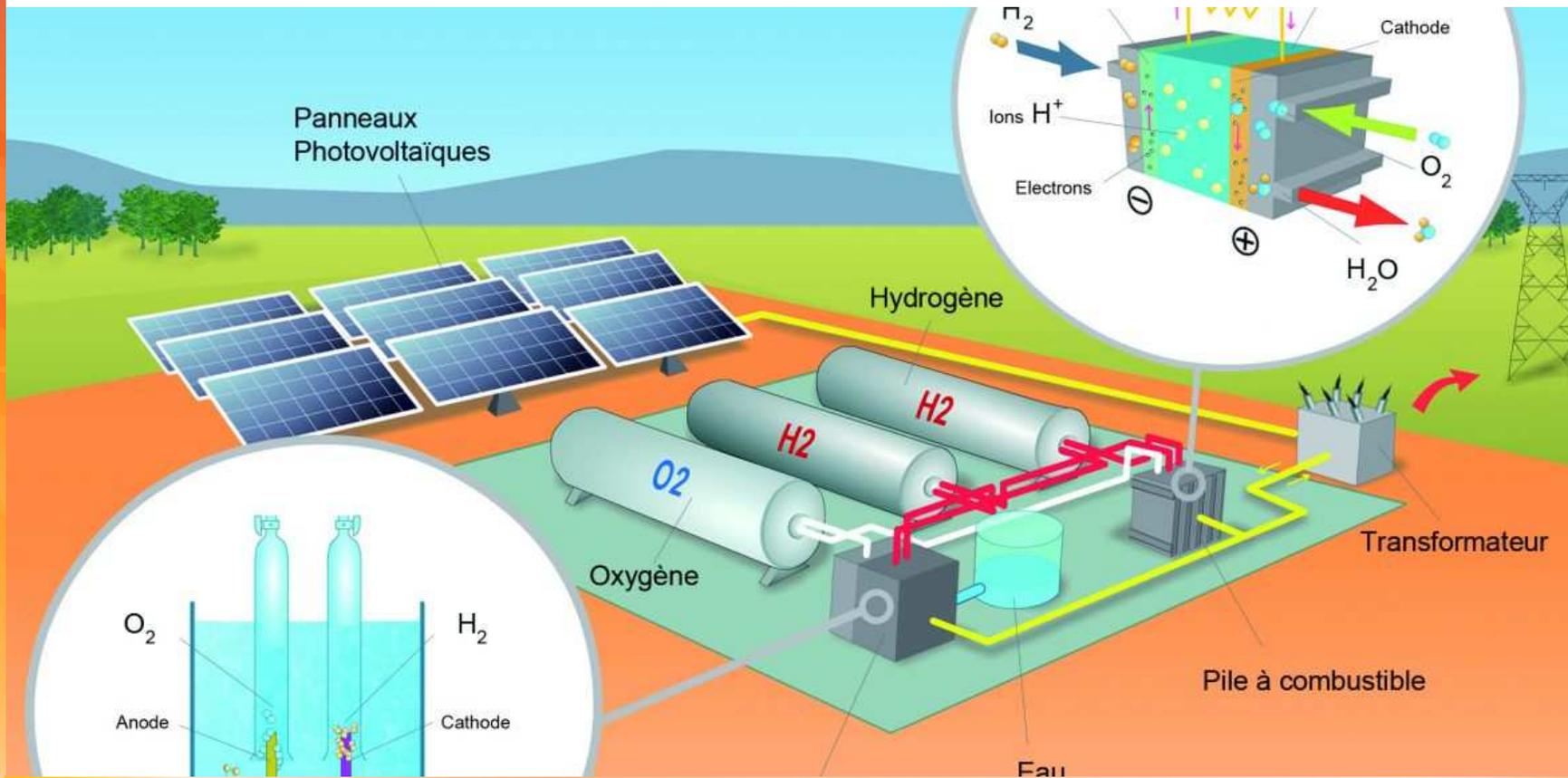
- Une utilisation plus directe de l'électricité est possible dans certains cas, par exemple trains "catbat" (caténares + batteries)

Alstom : 11 trains électriques à batterie pour l'Allemagne

Le 5 février, Alstom a annoncé qu'il venait de remporter un contrat pour fabriquer les prochains trains électriques à batterie de la ligne Leipzig-Chemnitz, en Allemagne. Le contrat porte sur la fabrication et l'entretien des onze trains Coradia Continental. Il s'élève à près de 100 millions d'euros. Les trains devront être livrés dès 2023, et le contrat durera jusqu'en 2032.



l'hydrogène pour stocker puis restituer



Technologie	Capacité	Puissance	Délais de réaction	Coûts des investissements (€/kW)	Durée de vie (nb de cycles)	Usage	Commentaires
STEP	1 à 10 GWh	0,1 à 2 GW	10 min	600 à 1 500	11 000	Réseau	99 % des capacités de stockage d'électricité Besoin de sites compatibles
CAES	10 MWh à 10 GWh	15 à 200 MW	1 min	400 à 1 200	11 000	Réseau	2nd génération et technologies adiabatiques en cours de développement Besoin de sites compatibles
Hydrogène	10 kWh à 10 GWh	1 kW à 1 GW	100 ms	3000 à 5 000	25 ans	Industrie Particuliers	Flexibilité d'usage de l'hydrogène produit Possibilité de valoriser la chaleur produite Découplage de la puissance de l'énergie stockée
Batteries (électrochimiques et à circulation)	1 kWh à 10 MWh	0,01 à 10 MW	1 ms	300 à 3 000	500 à 4 000	Industrie Particuliers	Forte réactivité Les batteries à circulation nécessitent un maintien en température
Volants d'inertie	0,5 à 10 kWh	2 à 40 MW	5 ms	3 000 à 10 000	> 10 000	Réseau	Très forte réactivité Faible capacité en énergie
Super condensateurs	3 kWh	Tension : 2,5 V	3 s		> 10 000	Réseau Industrie	Très forte réactivité
Stockage d'énergie magnétique supraconductrice	0,3 à 30 kWh		8 ms		> 10 000	Réseau Industrie	

Pour les systèmes électriques, Le stockage:

- ne produit rien; il consomme
- répond essentiellement à des besoins de court terme, voire très court terme
- pour des lissages importants de moyen/long terme, il faudrait des moyens gigantesques (STEP, H2, ...)
- En réalité on ne sait pas faire du stockage intersaisonnier
- Investissements lourds et très peu valorisables
- très difficile d'imputer correctement un coût sur des KWh, car très dépendant de l'usage qui en est fait

- des moyens de production pilotables sont plus efficaces et plus économiques

Quelques conclusions et considérations personnelles

Qui doit supporter ou payer les coûts système et le coût de l'intermittence ?

- In fine c'est toujours les clients/consommateurs qui payent^(*)
- Mais
 - l'addition peut être plus ou moins salée selon les choix faits
 - des distorsions fortes entre types de consommateurs selon usages (#coûts/kWh)
- Un "*tout (très) Renouvelables*" (intermittents) induit des (sur)coûts "système" très importants et des risques techniques (blackout,...)
- Les surcoûts augmentent beaucoup plus vite que la part des ENRi, dès qu'elle devient significative (> ~ 40-50%)
- L'optimum est un mix équilibré, qui ne doit pas être piloté par le seul coût apparent de tel ou tel mode de production pris isolément, ni par idéologie, il faut intégrer les coûts système
- Le "Marché", concurrence biaisée, ne tend pas vers une optimisation "Système"
- Le critère doit (devrait) aussi être l'efficacité CO2/GES, en considérant le système dans son ensemble

^(*) Sauf à en faire supporter une partie par les contribuables

Qui doit supporter ou payer les coûts système et le coût de l'intermittence ?

- Si l'objectif est bien de "décarboner", le critère doit aussi être l'efficacité CO2/GES
- Augmenter fortement la part d'ENR, en espérant remplacer du nucléaire, ne diminue pas les émissions de CO2, au contraire
- Pour le futur (nouvelles constructions) réduire la proportion du nucléaire est pertinent au sens optimisation économique (~60%); le 50% "décrété" n'a pas de fondement ni climatique, ni économique
- Fermer prématurément des centrales nucléaires existantes revient à jeter l'argent par les fenêtres sans aucun gain CO2/GES (et même en aggravant les émissions)
- L'objectif 50% nuc / 50% ENR (si maintenu) doit (devrait) plutôt être réalisé en augmentant la conso élec totale par transfert d'usages fossiles (transport, habitat, ...),
- **Car c'est l'électricité qui peut être le vrai vecteur de décarbonation de l'énergie**

Merci de votre attention

Discussion Questions ?