Association CentraleSupélec Alumni (CSA)

8 Rue Jean Goujon PARIS 8ème - 24 janvier 2023

Limites et défis de l'intégration d'électricité variable et intermittente dans les réseaux électriques

Par Georges Sapy (*)

(*) Supélec 1970, membre de la SFEN, de Sauvons Le Climat et de PNC-France

Plan de la présentation

1 - Quelles énergies pour 2050 ?

2 - Pourquoi les réseaux publics d'électricité sont-ils indispensables ?

3 - L'organisation du système électrique européen

4 - Les bases fonctionnelles des réseaux électriques actuels

5 - Les conséquences de l'introduction d'électricité éolienne ou photovoltaïque dans les réseaux

6 - Les limites de cette introduction

7 - Perspectives 2050 selon les connaissances actuelles

1 - L'électricité, énergie ultra-dominante de la future « neutralité carbone » visée en 2050 - La biomasse, seule énergie de complément

1 - L'électricité peut être produite à partir d'un grand nombre de sources d'énergies « primaires » (sources existant dans la nature) en excluant les énergies fossiles carbonées, émettrices de CO_2 :

➔ Avec l'énergie nucléaire (la moins carbonée de toutes les énergies avec l'hydraulique)

➔ Avec les énergies renouvelables :

- Utilisables à grande échelle : énergie hydraulique (fleuves et lacs d'altitude) ; énergie du vent (captée avec des éoliennes) ; énergie solaire (essentiellement captée sous forme photovoltaïque)

- Utilisables à petite échelle : micro-hydraulique, énergies des mers (marémotrice, courants sous-marins, énergie des vagues) ; géothermie haute température ; biomasse ; etc.

➔ L'électricité est un vecteur d'énergie « finale » (énergie qui est directement utilisable par les consommateurs) dont les émissions de CO_2 peuvent être réduites à celles de la construction et de l'entretien des machines de production, sans émettre de CO_2 lors de sa production elle-même

➔ L'électricité peut être retransformée en pratiquement toutes les autres formes d'énergie : mécanique ; hydraulique ; thermique ; électromagnétique ; chimique dont hydrogène ; etc.

➔ MAIS pour être utilisée en masse, l'électricité requiert des réseaux de transport/distribution

2 - La biomasse (= énergie solaire transformée) : 2ème source d'énergie « non carbonée ». Mais est limitée par sa croissance annuelle. Utilisable sous forme de bois énergie, déchets végétaux ou biogaz ; Applications également limitées : production de chaleur, de biocarburants, d'électricité (surtout avec le biogaz, mais l'électricité est alors en concurrence avec les autres utilisations)

2 - Les réseaux publics d'électricité, outils de :
Mise en relation - Solidarité - Mutualisation - Optimisation

1 - Les quatre apports majeurs des réseaux publics d'électricité :

Réseaux publics d'électricité

RELIER
Les producteurs aux consommateurs

SECOURIR
Les zones en déficit par les zones en excès

RÉDUIRE les COÛTS de PRODUCTION
grâce aux
EFFETS de TAILLE
des moyens de production mis en œuvre

MUTUALISER les MOYENS DE PRODUCTION
grâce au
FOISONNEMENT des CONSOMMATIONS
➔ À l'échelle de la France : division par ≈ 5 à 6 des capacités de production nécessaires

2 - Des réseaux publics d'électricité de tailles et puissances très différentes…

➔ Grands réseaux nationaux de transport (en THT/HT)
- Interconnectés avec leurs voisins ➔ Réseau européen
- Alimentent les réseaux de distribution (en MT/BT)

➔ Réseaux isolés des îles (en MT/BT)

« Réseaux locaux de territoires »

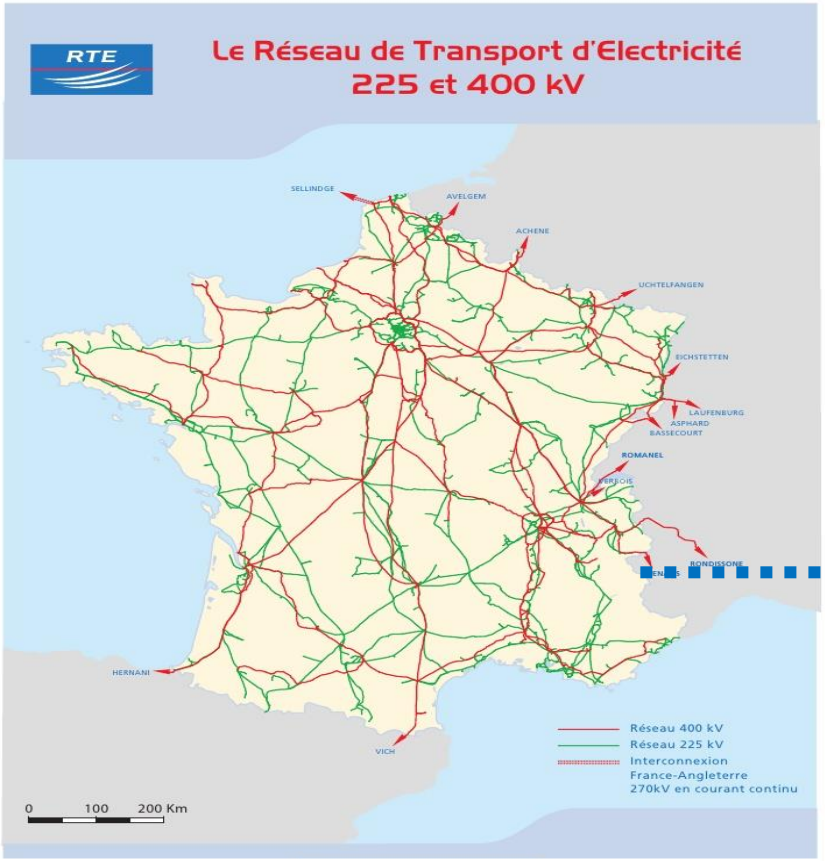
3 - L'organisation du système électrique européen :

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

Regroupe depuis 2009 les 42 gestionnaires des réseaux de transport d'électricité (GRT dont RTE en France) de 35 pays du continent européen avec deux objectifs :

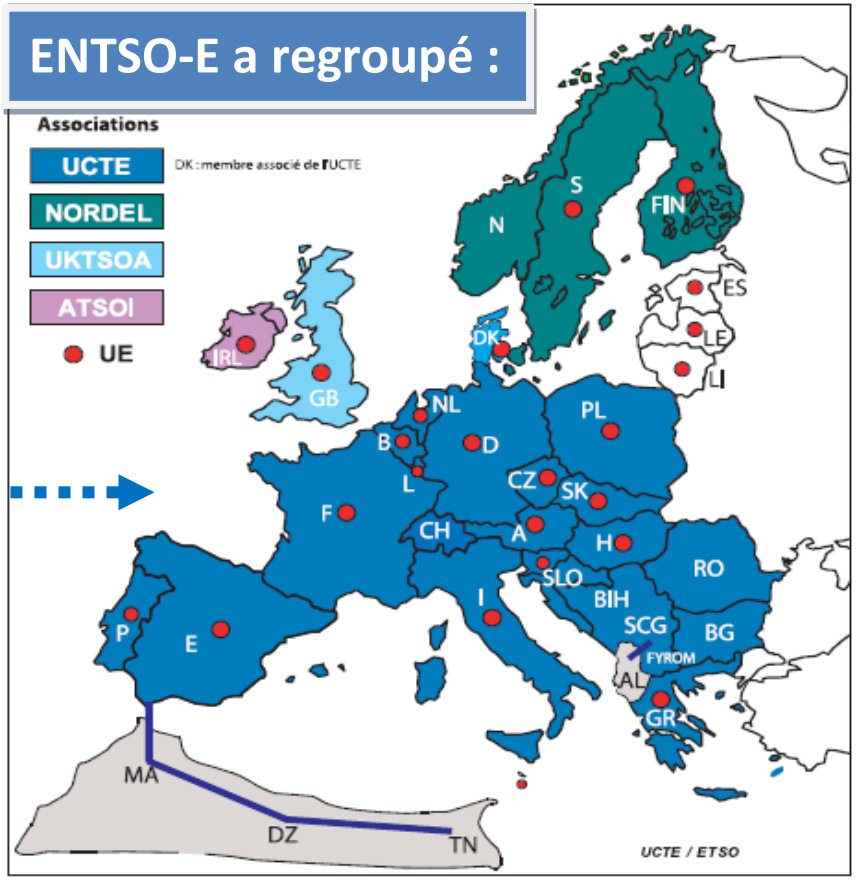
➔ TECHNIQUE : coordonner, optimiser et sécuriser le fonctionnement des réseaux nationaux

➔ COMMERCIAL : faciliter les échanges via les marchés de l'électricité



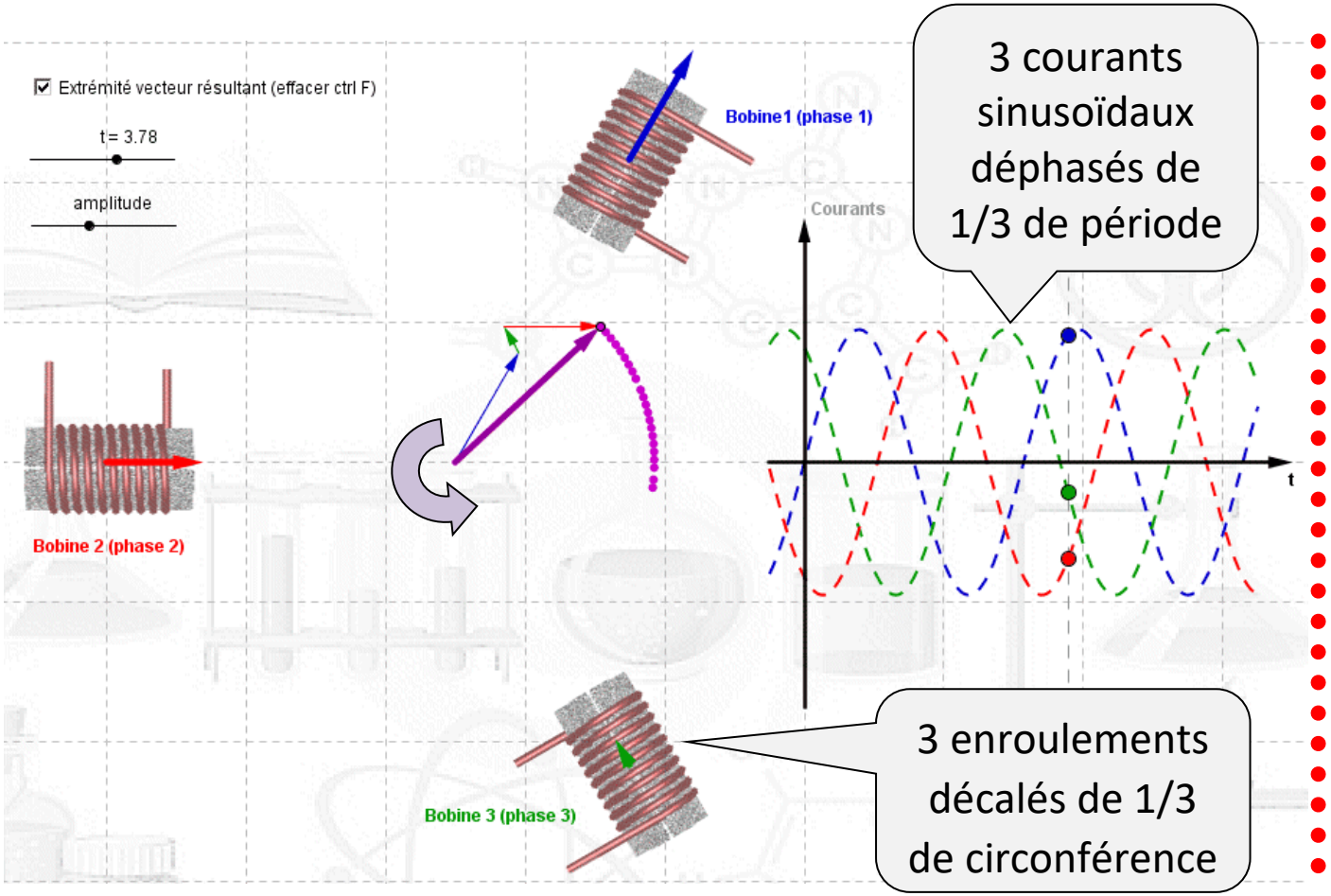
Réseau français : très fortement maillé et interconnecté au réseau européen

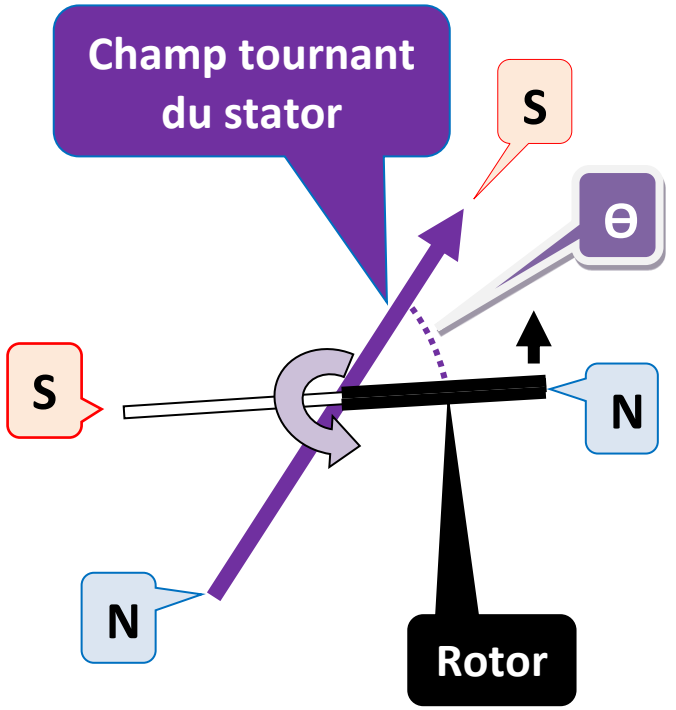
L'interconnexion du système électrique français avec les pays d'Europe de l'Ouest



4 - Bases fonctionnelles des réseaux en courant alternatif triphasé (1/3)

La géniale invention du champ magnétique TOURNANT CONSTANT par Nikola TESLA en 1891





Principe machines synchrones (alternateurs ou moteurs)

* Le champ tournant du stator et le rotor d'un alternateur tournent exactement à la même vitesse
➔ Liés par couplage électromagnétique synchrone via l'angle interne Θ (image de la Puissance)

* « N » alternateurs raccordés en réseau tournent exactement à la même vitesse (par couplage synchrone) et communiquent instantanément (fraction vitesse de la lumière) via la fréquence COMMUNE du réseau = Indicateur global de l'équilibre [Production P = Consommation C]

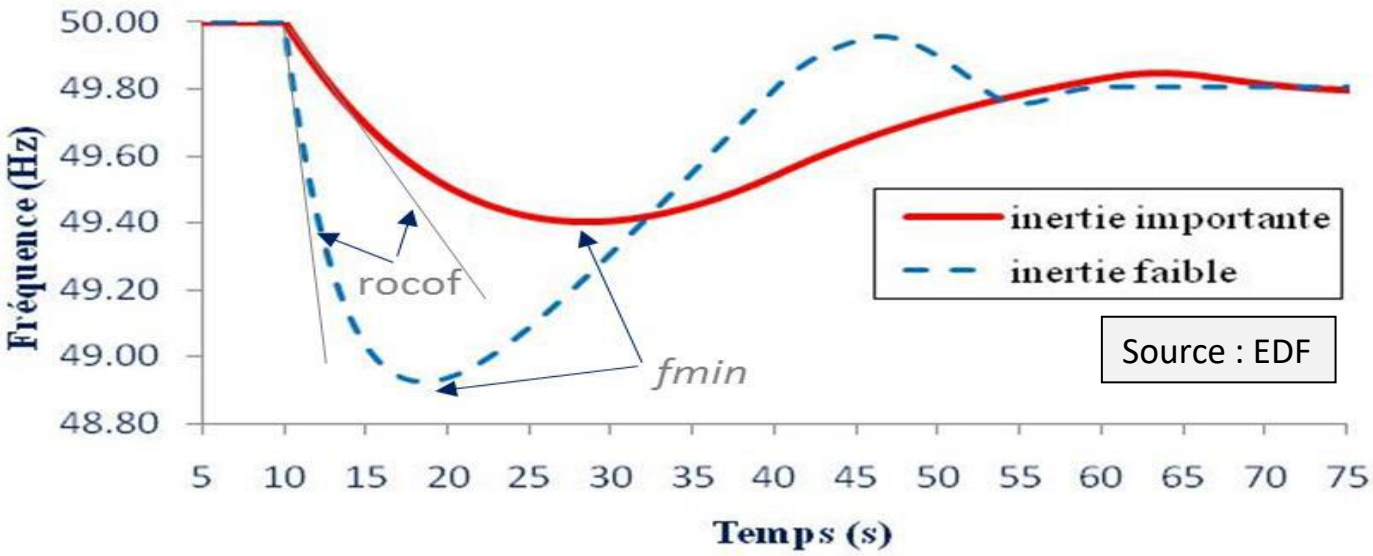
4 - Bases fonctionnelles des réseaux en courant alternatif triphasé (2/3)

Les atouts des systèmes triphasés actuels pour la stabilité INSTANTANÉE des réseaux

1 - Ils possèdent une inertie naturelle importante : celle des masses tournantes des rotors des machines synchrones = volants d'inertie ayant deux actions stabilisatrices complémentaires :

* Mécanique : ralentit les variations brutales de vitesse = fréquence

* Énergétique : par stockage/déstockage d'énergie cinétique AUTORÉGULANTE



Constantes de temps ➔ *fmin* atteinte en :

* ≈ 10 à 11 secondes sur réseau européen (Perte de référence de 3 GW)

* < 5 secondes sur réseaux isolés des îles

2 - Autre apport majeur de l'inertie : laisse aux régulations de puissance des turbines entraînant les alternateurs le temps d'agir ➔ Selon loi de régulation proportionnelle : $\Delta P = - k \times \Delta f$

➔ Signal de fréquence commune ➔ DÉCLENCHE instantanément les régulations de TOUS les alternateurs participants, au PRORATA de leur puissance ➔ Participation UNITAIRE de chaque alternateur au rééquilibrage en puissance limitée à ≈ ± 2 % Pn ➔ Faibles temps de réponse

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

Des paramètres critiques à maintenir en permanence dans d'étroites limites

1 - La fréquence **f** : image de l'indispensable équilibre instantané [Production **=** Consommation]

***** Paramètre global (partout la même dans un réseau synchrone interconnecté)

***** Fluctue en permanence autour de sa valeur nominale de 50 Hz en fonction des variations de la consommation. Mais depuis l'injection dans les réseaux d'électricité éolienne et photovoltaïque, variable et intermittente, les variations de cette dernière s'ajoutent algébriquement à celles de la consommation pour des variations combinées **>>** à celles de la seule consommation

***** Mais **f** doit malgré tout rester dans les mêmes limites strictes pour la sécurité des réseaux et le bon fonctionnement des machines de production et des récepteurs des consommateurs :

- Plage normale de fonctionnement : 50 Hz ± 1 % soit 50 ± 0,5 Hz
- Alerte de fréquence basse critique : 49,7 Hz (- 0,3 Hz)
- Limite basse de sécurité définie par l'ENTSO-E : 49,2 Hz (- 0,8 Hz)
- Risques de délestages incontrôlés très élevés : ≤ 49 Hz (≤ - 1 Hz) ➔ « Black-out » possible...

2 - La tension **U** : l'autre paramètre critique caractérisant le réseau

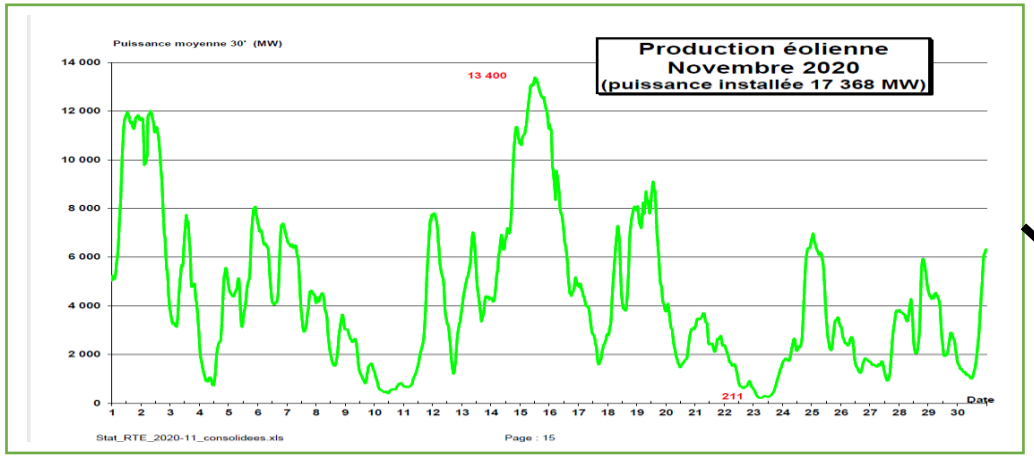
***** Il n'est plus global mais géographique (local et/ou régional) ➔ Fixe le sens des courants

***** Plage admissible de fonctionnement + large : ± 5 % pouvant être exceptionnellement portée à ± 10 % pendant quelques minutes. MAIS : perturbée par productions variables et intermittentes

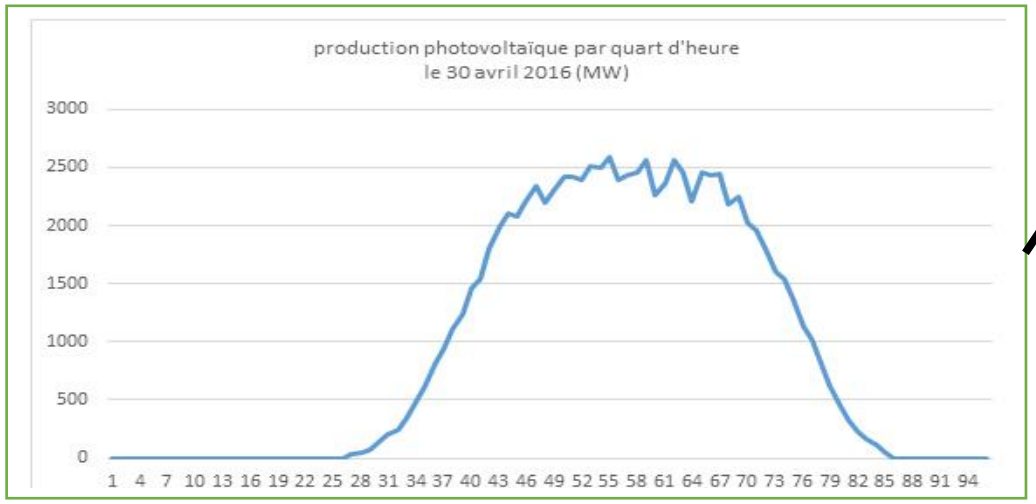
3 - Moyens de réglage de ces deux paramètres : les groupes turbo-alternateurs synchrones

5 - Pourquoi l'introduction d'électricité variable et intermittente (d'origine éolienne ou photovoltaïque) change la donne (1/4)

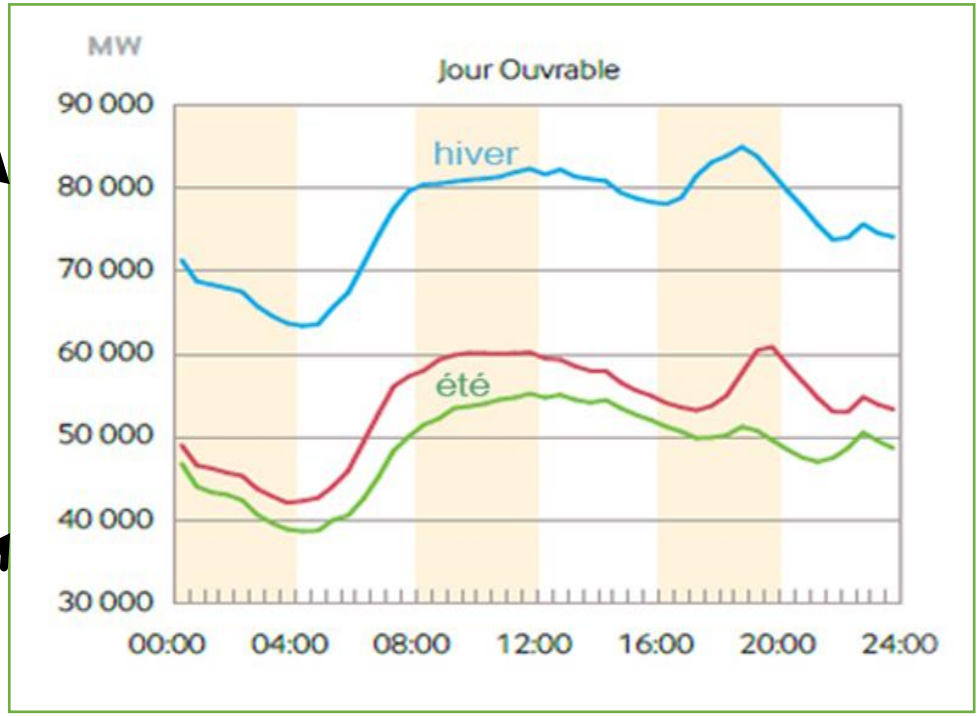
1ère raison : elle introduit une variabilité aléatoire dans la PRODUCTION d'électricité qui doit être compensée par différents moyens ➔ Rend l'équilibrage [P = C] plus difficile et plus complexe



Exemple de production éolienne (mois)



Exemple de production photovoltaïque (journée)



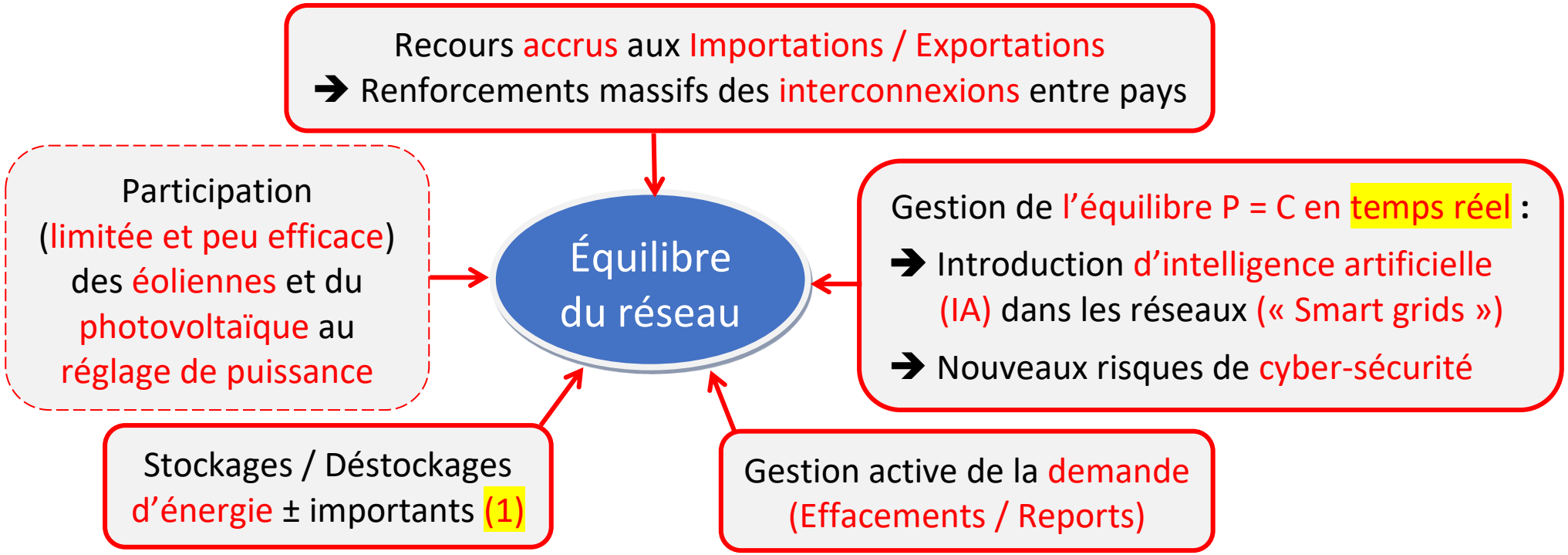
Consommations journalières selon saisons

➔ Productions éoliennes et photovoltaïques très peu corrélées avec les besoins...

5 - Pourquoi l'introduction d'électricité variable et intermittente (d'origine éolienne ou photovoltaïque) change la donne (2/4)

1 - Cette électricité variable et intermittente est INCAPABLE d'assurer SEULE l'équilibre [P = C] :

➔ Des contributions supplémentaires sont (et surtout seront) INDISPENSABLES :



(1) Hydraulique (STEP) -- Batteries électrochimiques -- Gaz de synthèse dont hydrogène)

2 - MAIS : contributions INSUFFISANTES ➔ SUPPORT INDISPENSABLE par moyens PILOTABLES pour ajuster la production en plus ou en moins selon productions variables et intermittentes :

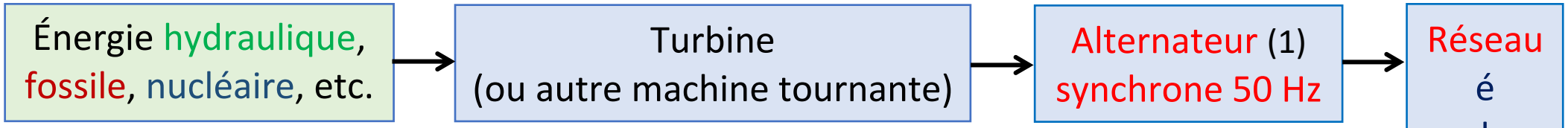
Gaz (fossile) - Nucléaire - Biogaz - Hydraulique - Déstockage ± MASSIF d'énergie dont hydrogène

➔ SANS nucléaire : stockages/déstockages d'hydrogène indispensables en très grande MASSE

5 - Pourquoi l'introduction d'électricité variable et intermittente (d'origine éolienne ou photovoltaïque) change la donne (3/4)

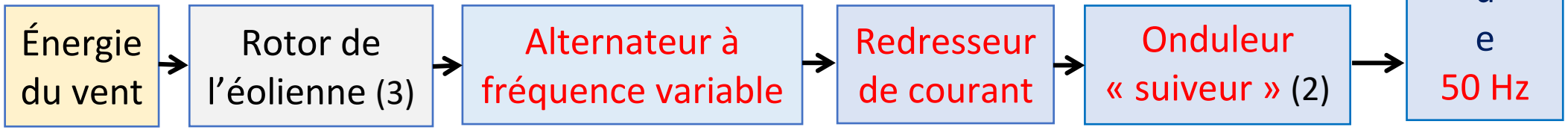
2ème raison : un mode de couplage au réseau très différent : couplage électromagnétique des alternateurs remplacé par couplage électronique (onduleurs de puissance commandés)

1 - Rappel : schéma d'une production d'électricité par machine synchrone pilotable :



2 - Schéma d'une production d'électricité photovoltaïque :

3 - Schéma d'une production d'électricité par éolienne moderne à vitesse variable :



(1) « Forme » le réseau en fréquence **f** et tension **U** et apporte son inertie mécanique et son énergie cinétique
(2) « Suit » la fréquence **f** et la tension **U** du réseau définie par les alternateurs **+** N'a pas d'inertie propre
(3) L'énergie cinétique du rotor de l'éolienne peut être partiellement réinjectée dans le réseau

5 - Pourquoi l'introduction d'électricité variable et intermittente (d'origine éolienne ou photovoltaïque) change la donne (4/4)

Performances des onduleurs de puissance << à celles des alternateurs (à une exception près)
➔ Des conséquences négatives multiples pour le fonctionnement des réseaux :

Points faibles des onduleurs électroniques de puissance	Conséquences pour les réseaux d'une forte introduction d'onduleurs	Moyens palliatifs possibles
Absence d'apport d'inertie	L'inertie globale des réseaux ↘ ➔ Les rend instables au-delà d'un certain seuil	Ajout de compensateurs synchrones (1)
Onduleurs actuels dits « grid following » ou « suiveurs » incapables de « former » le réseau	Au-delà d'un certain seuil, il n'y a plus assez d'alternateurs pour former le réseau en fréquence **f** et en tension **U**	Ajout d'onduleurs dits « grid forming » pouvant « former » le réseau (2)
Faibles capacités de surintensités transitoires (≈ 20 à 50 % In) << celles alternateurs (500 à 600 % In)	➔ Déconnections lors des courts-circuits fugitifs des réseaux ➔ Les risques de divisions (fragmentations) des réseaux ↗	Ajout de compensateurs synchrones (1)
Introduction d'harmoniques HF dans ondes de tension et courant	Détériorent les appareils dans les réseaux et chez les consommateurs	Ajout généralisé de filtres « passe-bas »

(1) Machines synchrones tournant à vide (sans couple moteur) couplées au réseau et lui apportant leur inertie **+** Leurs capacités de réglage de la tension

(2) Onduleurs reproduisant électroniquement les équations internes des alternateurs

Une exception : temps de réponse (Tr) des onduleurs électroniques << à ceux des alternateurs
➔ Réglage rapide de puissance-fréquence : Tr d'un ensemble [batterie + onduleur] < 1 s

6 - Quelles limites à l'introduction d'électricité variable et intermittente ? (1/3)

Jusqu'où pourra-t-on remplacer les alternateurs par des onduleurs pour « former » le réseau dans des conditions de stabilité et de sécurité non dégradées ?

1 - Taux MAXIMUM de puissance injectée via des onduleurs (selon pays européens) :

	En valeur moyenne annuelle	En valeurs instantanées
Situation actuelle (1)	≈ 40 %	25 à 75 % selon inertie du réseau
Ambitions pour le futur (2)	≈ 50-55 % puis vers 90-95 %	Jusqu'à près de 100 %

(1) Réseau restant « formé » par des alternateurs majoritaires avec complément d'onduleurs « suiveurs »

(2) Si trop peu de turbo-alternateurs résiduels pour « former » le réseau (utilisant l'hydraulique, le biogaz ou l'hydrogène) ➔ Réseau majoritairement « formé » par onduleurs « formeurs » toujours avec complément d'onduleurs « suiveurs »

2 - Mais des défis techniques considérables restent à relever pour dépasser la situation actuelle :

2.1 - Incertitudes majeures concernant le fonctionnement des onduleurs « formant » le réseau :

- Encore au stade des laboratoires ou des microréseaux expérimentaux
- Capacité à fonctionner en grand nombre en parallèle, de façon stable et sûre NON ACQUISE
- Difficile cyber-protection des fonctions internes informatisées des onduleurs formant le réseau et de leurs très nombreuses liaisons informatisées de contrôle-commande à longue distance

➔ Nouvelle vulnérabilité/couplages électromagnétiques à haute énergie des alternateurs

2.2 - Diminution MASSIVE de l'indispensable inertie des réseaux

6 - Quelles limites à l'introduction d'électricité variable et intermittente ? (2/3)

L'indispensable inertie quantifiée par le RoCoF (« Rate of Change of Frequency »)

1 - Le RoCoF exprimé en Hz/s est :

* Proportionnel à la puissance perdue ΔP à l'instant t = 0

* Inversement proportionnel à l'énergie cinétique du réseau après la perte de puissance due à la perte d'un moyen de production ou à une division (en 2 parties ou plus) du réseau :

* Quantifié par l'équation :

$$\frac{\mathbf{df}}{\mathbf{dt}} = \frac{50 \text{ x } \mathbf{\Delta P} \text{ perdue}}{2 \text{ x } (\mathbf{E} \text{ cinétique initiale du réseau} - \mathbf{E} \text{ cinétique perdue})}$$

2 - Valeurs caractéristiques du RoCoF :

* « Grands » réseaux européens interconnectés : AVANT l'introduction d'onduleurs connectant les sources d'électricité variable et intermittente : ≈ 0,1 à 0,15 Hz/s ➔ Inertie globale importante laissant aux régulateurs de puissance ΔP = - k x Δf le temps de corriger les écarts

* « Petit » réseau de l'île irlandaise peu interconnectée avec l'extérieur = « Laboratoire avancé » de l'Europe ➔ Taux de pénétration de puissance variable et intermittente atteint et visé :

Taux	Valeur moyenne maximum annuelle	Valeurs instantanées maximales	Inertie	RoCoF
Atteint	≈ 40 %	≈ 70 à 75 %	↘	≈ 0,5 Hz/s
Visé en 2030	≈ 70 % (1)	≈ 85 à 95 % (1)	↘↘	≈ 1 Hz/s

(1) Impliquera notamment : ajouts impératifs de compensateurs synchrones apportant leur inertie + Réglages de puissance-fréquence ultra-rapides par ensembles [batteries + onduleurs] + …

6 - Quelles limites à l'introduction d'électricité variable et intermittente ? (3/3)

L'ALERTE de l'ENTSO-E sur le RoCoF maximum à ne pas dépasser sur la plaque Européenne

1 - Le RoCoF du réseau européen augmente avec le taux d'éolien et de photovoltaïque :

Pertes de puissance ΔP croissantes dues aux :
* Risques croissants de division des réseaux
* Échanges croissants entre pays

+ Diminution de l'inertie ➔ RoCoF ↗

2 - L'alerte de l'ENTSO-E : Le RoCof doit rester ≤ 1 Hz/s à tout instant

* But : laisser aux régulations de puissance-fréquence, même les plus rapides, le temps d'agir

* Solution préconisée par l'ENTSO-E : ajouter de l'inertie au réseau européen pour limiter la valeur du RoCoF (inertie quantifiée en équivalent de machines synchrones à installer) :

Ajouts d'inertie au réseau européen requis selon l'ENTSO-E	En 2025	En 2030	En 2040
Machines synchrones (1) supplémentaires à installer (en GW)	≈ + 100	≈ + 300	≈ + 500
Nombre de machines synchrones de 250 MVA (par exemple) à ajouter	400	1 200	2 000

(1) Turbo-alternateurs fonctionnant à l'hydrogène ou au biogaz + Compensateurs synchrones

➔ Maintenir la robustesse du réseau européen ➔ Augmenter considérablement les moyens synchrones apportant de l'inertie et non émetteurs de CO_2 pour remplacer ceux qui auront été arrêtés (moyens fonctionnant aux énergies fossiles ou nucléaires dans les pays qui le refusent)

7 - Perspectives 2050 selon les connaissances actuelles (1/2)

Imaginer faire fonctionner des réseaux « formés » par des onduleurs est un PARI très risqué...

1 - Pari confirmé par l'étude commune AIE-RTE publiée le 27 janvier 2021. Extraits :

« Quatre ensembles de conditions techniques strictes devront être remplies pour permettre, avec une sécurité d'approvisionnement assurée, l'intégration d'une proportion très élevée d'énergies renouvelables variables dans un système électrique de grande échelle, comme celui de la France [...] Il n'existe (actuellement) aucune démonstration de la faisabilité d'une intégration très poussée d'EnR variables comme l'éolien et le photovoltaïque sur un grand système électrique »

2 - Face à ce pari, des choix pour 2050 profondément divergents entre l'Allemagne et la France

Technologies bas carbone utilisables (contributions en % de la valeur moyenne annuelle)	Allemagne ➔ Rupture technique Réseau formé par onduleurs + Production x > 2 en 2050	France ➔ Continuité technique Réseau formé par alternateurs + Production x ≈ 1,8 à 2 en 2050
Nucléaire	0 %	Socle majoritaire (50 à 70 % ou +)
Hydraulique + biomasse + ...	≤ 10 %	≈ 10 %
Eolien + Photovoltaïque	≥ 90 % (1)	≈ < 20 à 40 % maximum
Turboalternateurs à hydrogène	Très grand nombre (2)	Faible nombre
Stockages d'hydrogène associés	Capacités très importantes (2)	Faibles capacités
Importations d'hydrogène	70 à 75 % des besoins !!!	Inutiles
Compensateurs synchrones	Très grand nombre	Faible nombre

(1) Nuit **+** vent très faible **=** Puissance instantanée dérisoire ➔ (2) Secours pilotables MASSIFS indispensables

7 - Perspectives 2050 selon les connaissances actuelles (2/2)

Pour résumer et conclure : refuser le nucléaire, seule source d'énergie à la fois : décarbonée, pilotable et disponible à très grande échelle a des conséquences majeures

1 - Saut dans l'inconnu concernant le fonctionnement et la sécurité d'alimentation du réseau qui est une infrastructure d'importance vitale pour un pays développé avec électricité = principale source d'énergie disponible en 2050 dont la production devra être ≈ doublée/maintenant

2 - Énormes capacités installées nécessaires en éolien à terre, éolien en mer et photovoltaïque. Exemple de l'Allemagne : avec son parc installé le plus important d'Europe, l'Allemagne a produit ≈ 35 % de son électricité en 2022. Ce taux devra monter à ≈ 90 % en 2050 pour une production doublée à cette date ➔ L'Allemagne devra multiplier par plus de 5 son parc actuel d'éoliennes et de panneaux photovoltaïques (0,9 x 2/0,35 ≈ 5,1). Où les mettra-t-elle ?

3 - Énormes capacités installées nécessaires en moyens PILOTABLES retransformant des énergies stockées, notamment des stocks d'hydrogène de très grandes capacités pour pallier les manques d'électricité soit massifs (lors des nuits sans vent) soit durables (jusqu'à ≈ 15 j de vents faibles)

4 - Coûts très élevés associés à ces moyens massifs de production et de stockage. Dans son étude « Futurs énergétiques 2050 » parue en octobre 2021, RTE évalue le prix de l'électricité produite à partir d'hydrogène électrolytique déstocké à ≈ 240 à 350 €/MWh (selon moyen de production utilisé). À comparer à ≈ 70 à 80 €/MWh pour le nouveau nucléaire (EPR2 optimisé de série)

➔ Le choix allemand (et plus largement européen) du « 100 % renouvelable » apparaît sauf exception* comme un saut dans l'inconnu très risqué pour un système d'importance vitale...

(* Norvège : produit ≈ 95 à 96 % de son électricité à partir d'énergie hydraulique)

Merci de votre attention