



Concertation sur les scénarios 2050

Groupe de travail n°8 :

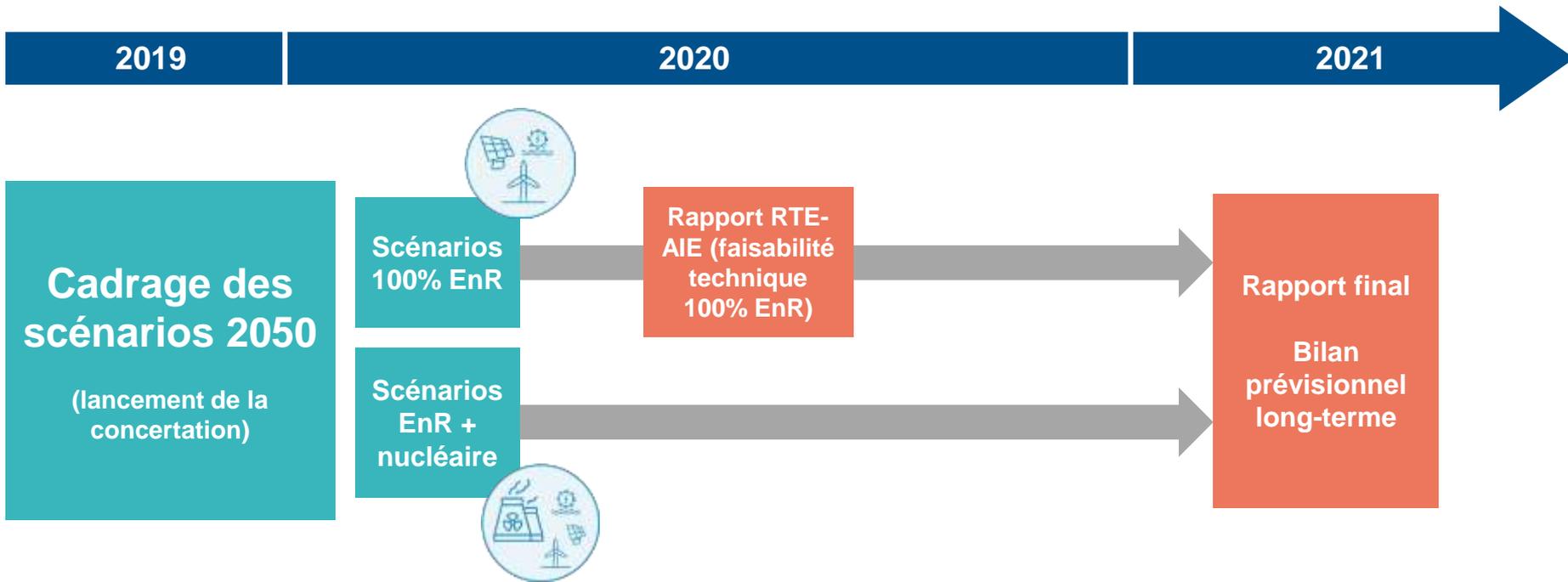
Fonctionnement du système électrique

Réunion du 29 avril 2020



Rappel sur les scénarios 2050

L'horizon 2050 : des scénarios à bâtir pour le prochain Bilan prévisionnel et pour répondre aux demandes de la ministre



Premiers éléments de cadrage des scénarios présentés en réunion plénière de la CPSR du 28/02/2020 et disponibles sur le site de la concertation

Les scénarios 2050 : les éléments de cadrage

- Cadrage général des prochains scénarios de long terme :
 - ① articulé autour de l'objectif de neutralité carbone à l'horizon 2050 et des trajectoires de la SNBC
 - ② avec des trajectoires (pas uniquement le point d'arrivée)
 - ③ en intégrant les conséquences du changement climatique
 - ④ avec une modélisation complète du système à l'échelle européenne, et avec une représentation des couplages entre l'électricité et les autres vecteurs (gaz, chaleur...)
- Une description des scénarios selon 4 axes principaux :
 -  Description technique du système
 -  Description des enjeux environnementaux
 -  Description économique
 -  Description des enjeux sociétaux (implication sur les modes de vie)

Des études pour la construction des prochains scénarios de long terme qui s'appuient sur une concertation renforcée

Lancement d'une large concertation sur la scénarisation et les hypothèses des scénarios

pour cibler les points d'intérêt du débat public, renforcer la pertinence et la légitimité des scénarios, et accroître la transparence sur les hypothèses

La CPSR

Instance de cadrage stratégique des travaux et d'arbitrage des orientations

Des groupes de travail

Instances de partage des hypothèses et résultats au niveau technique

Une consultation publique

Appel à contribution qui viendra enrichir les échanges initiés en groupes de travail



Exemples :

- GT « consommation »
- GT « base climatique »
- GT « scénarisation »
- GT « interfaces électricité et autres vecteurs »
- GT « représentation des attentes de la société »
- GT « environnement »
- GT « flexibilités »
- **GT « fonctionnement du système électrique »**
- GT « coûts du système électrique »

1^{er} réunion aujourd'hui



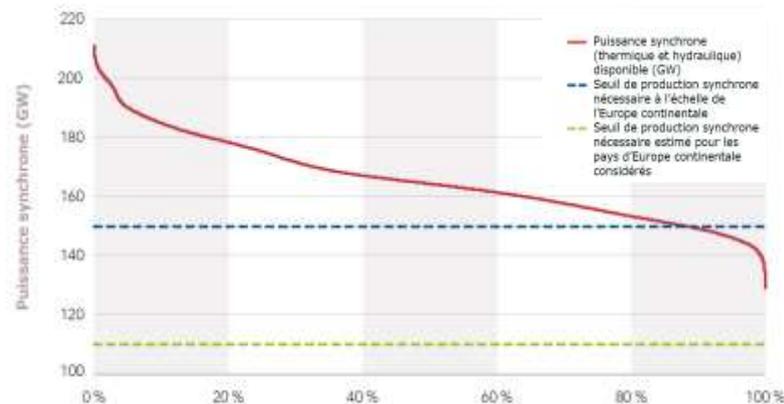
2

Cadrage général du GT8 sur le fonctionnement du système

Enjeux et cadrage des travaux du GT8

- L'ensemble des scénarios de long terme seront marqués par une caractéristique commune : **une part croissante d'énergies renouvelables variables**
- La question de « **l'exploitabilité** » d'un système électrique basé sur une intégration massive des EnR:
 - Une **problématique-clé** des travaux sur les scénarios prospectifs
 - Le **cœur de métier de RTE** (mission légale d'assurer l'équilibre du système électrique à tout instant)
- **Différents sujets techniques ont déjà animé le débat public** sur les scénarios 2050, e.g. l'inertie, la flexibilité, etc. sans qualifier l'ensemble des questions, ni préciser les solutions qui peuvent y remédier
- Les interrogations pratiques et les craintes soulevées dans le débat public sur le fonctionnement du système électrique et son exploitabilité à long terme correspondent à **des problématiques diverses à préciser et distinguer**.

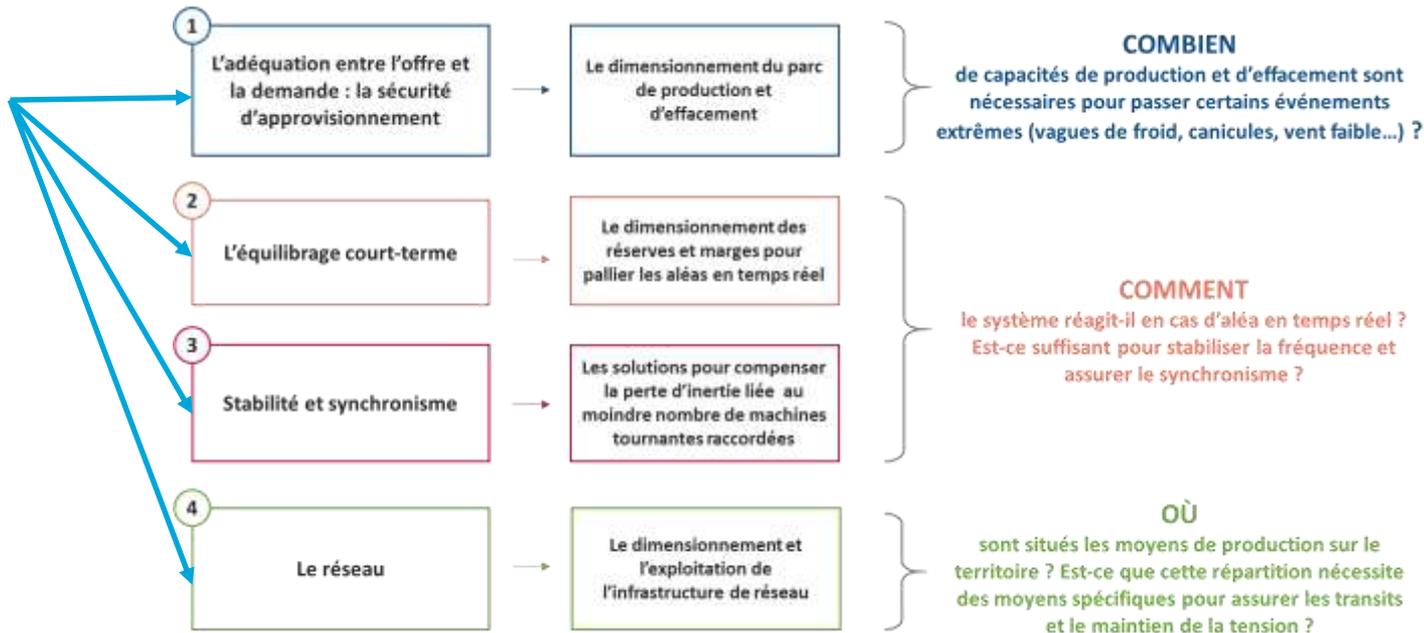
Monotone annuelle des puissances synchrones appelées sur l'Europe modélisée - scénario Watt, Bilan prévisionnel 2017



Le fonctionnement du système électrique emporte 4 dimensions techniques

- Les interrogations pratiques et les craintes soulevées dans **le débat public sur le fonctionnement du système électrique et son exploitabilité** à long terme correspondent à **des problématiques diverses à préciser et distinguer.**

- 4 blocs** thématiques sont identifiés



Le fonctionnement du système électrique emporte 4 dimensions techniques, dont 3 exposées dans une première partie

- Les interrogations pratiques et les craintes soulevées dans le **débat public sur le fonctionnement du système électrique et son exploitabilité** à long terme correspondent à **des problématiques diverses à préciser et distinguer.**

- 4 blocs** thématiques sont identifiés

- Dans la **1^{ère} partie** de la présentation, sont exposées :

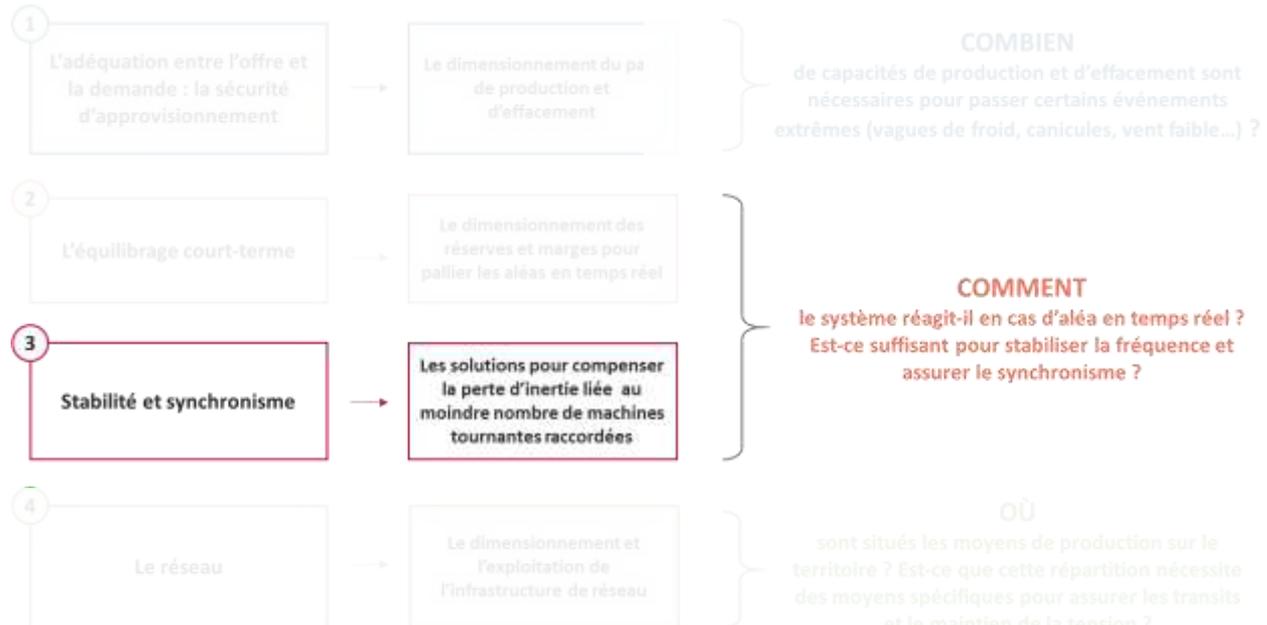


... puis un focus sur la stabilité englobant le débat sur l'inertie

- Les interrogations pratiques et les craintes soulevées dans le **débat public sur le fonctionnement du système électrique et son exploitabilité** à long terme correspondent à **des problématiques diverses à préciser et distinguer.**

- 4 blocs** thématiques sont identifiés

- Le débat s'est plutôt historiquement concentré sur la question de l'**inertie**. La **2^{de} partie** de la présentation englobera ce débat et se focalisera sur la **stabilité**





2

L'adéquation entre l'offre et la demande
d'électricité :
la sécurité d'approvisionnement

La gestion de l'équilibre offre-demande et le critère actuel de sécurité d'approvisionnement

La gestion de l'équilibre offre-demande

Des leviers d'exploitation « normaux »

(solicitation des capacités de production et d'effacement via les marchés)

Des leviers dits « post marché »

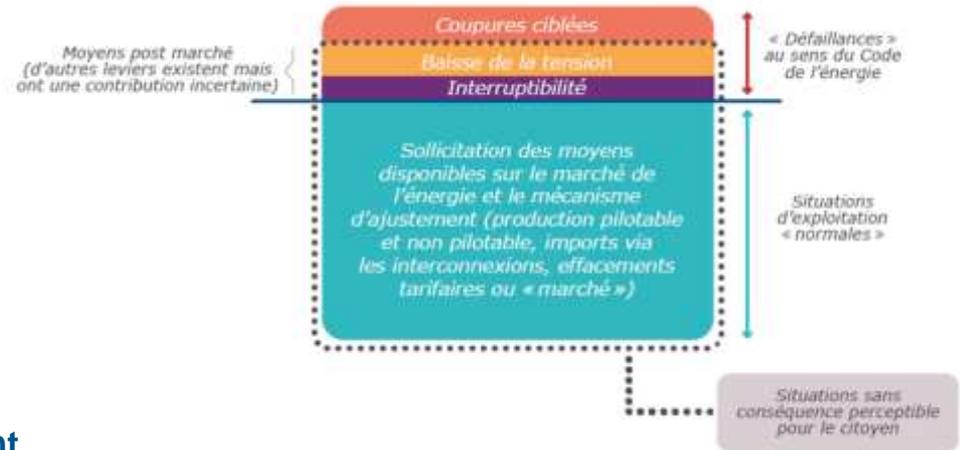
(appels aux gestes citoyens, contrats de secours, dégradation des marges d'exploitation, interruptibilité, réduction de la tension sur les réseaux de distribution...).

L'anticipation à long terme et le dimensionnement du parc de production et d'effacement :

Un critère de risque prévu par la loi et défini dans la réglementation : **durée annuelle de défaillance de 3 heures par an en espérance.**

Le respect du critère n'implique donc **pas une absence totale de risque de défaillance** mais résulte d'un arbitrage entre les coûts des moyens de production et d'effacement et la valeur de la sécurité d'approvisionnement

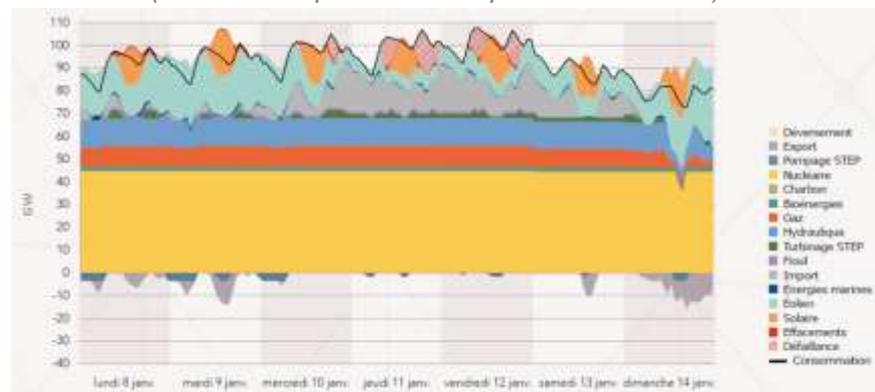
Leviers actuellement à disposition de RTE pour assurer l'équilibre offre-demande



L'évaluation de la sécurité d'approvisionnement dans le système électrique actuel réalisée par RTE

- **L'évaluation de la sécurité d'approvisionnement :**
 - Réalisée par RTE et restituée dans les **Bilans prévisionnels** publiés chaque année
 - Basée sur une **analyse dite « probabiliste »** : elle évalue les risques de défaillance en simulant le fonctionnement de l'équilibre offre-demande sous un très grand nombre de configurations météorologiques et de disponibilités des groupes de production

Simulation EOD lors d'une semaine de janvier 2035
(scénario Ampère du Bilan prévisionnel 2017)



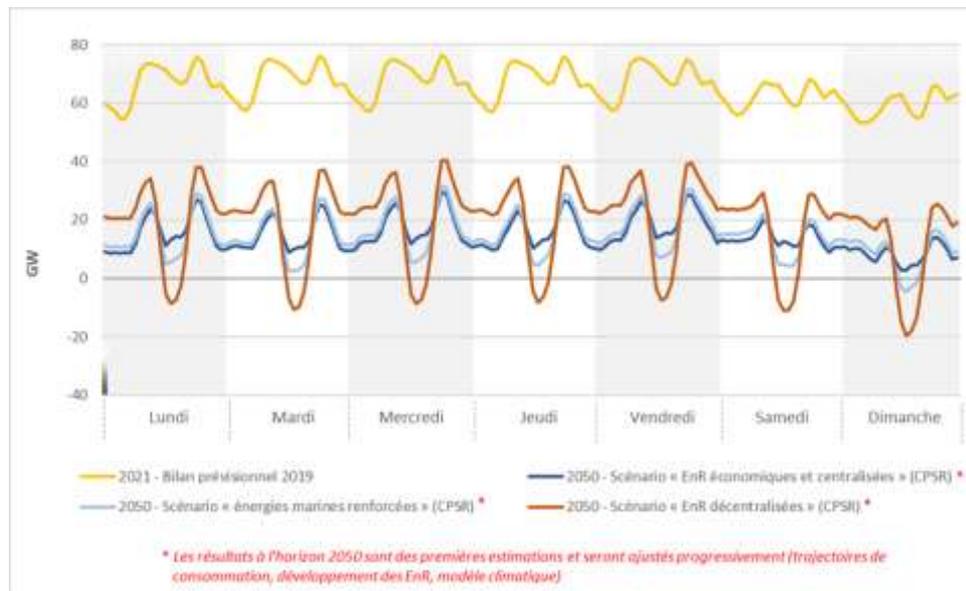
- **L'état des lieux sur le système actuel :**
 - Niveau de sécurité d'approvisionnement actuel **proche du critère des 3 heures**
 - L'essentiel des risques de déséquilibre entre l'offre et la demande concentrés sur **des situations extrêmes de vague de froid ou d'indisponibilités simultanées affectant le parc nucléaire**

La diversification du mix électrique conduit à une évolution importante des enjeux de sécurité d'approvisionnement

- Le développement massif des EnR variables implique de devoir **gérer des situations, potentiellement plus fréquentes qu'aujourd'hui, dans lesquelles les installations de production ne sont pas en mesure de produire** (ex : période de vent faible + nuit ou faible ensoleillement)
- Le développement des EnR modifie la gestion de l'équilibre offre-demande et les besoins de capacité selon les périodes de l'année :
 - **Solaire** : production moins abondante en hiver qu'en été, nulle la nuit mais importante en milieu de journée (ce qui permet de recharger les stocks)
 - **Éolien** : production plus abondante en hiver qu'en été et non nulle la nuit mais avec une variabilité d'une journée sur l'autre plus importante que la production solaire

➔ **Dans des scénarios avec beaucoup d'EnR : des besoins spécifiques de flexibilité**

Consommation résiduelle (=consommation – production fatale) lors d'une semaine « type » de janvier 2021 et 2050 (résultats provisoires)





L'intégration massive des EnR est possible en s'adossant à des flexibilités et des moyens de production pilotables

Dans un contexte de diversification forte du mix, la gestion du système électrique reposera sur un **équilibre global** entre :

- les capacités installées en **EnR** (solaire et éolien) ;
- le développement des **effacements**;
- le développement du **stockage** : batteries, barrages hydrauliques, hydrogène et gaz de synthèse...;
- le pilotage de la charge des **véhicules électriques** ;
- la mise en service de nouvelles **centrales thermiques** (nucléaire, gaz renouvelable, biomasse, gaz+CCS ...)
- les capacités d'**échanges aux frontières**.



→ **L'ensemble de ces leviers sont complémentaires** : ils contribuent au passage des pointes de consommation et à la gestion de la variabilité des EnR

→ L'analyse des scénarios 2050 comprendra **une quantification des besoins de flexibilité** et étudiera **différentes combinaisons de flexibilité pour assurer la sécurité d'approvisionnement**

L'équilibre offre-demande et la sécurité d'approvisionnement dans l'élaboration des scénarios à l'horizon 2050

■ Un socle de nombreuses simulations de l'équilibre offre-demande



- Approche probabiliste avec la prise en compte de **nombreuses configurations météorologiques** y compris des événements rares (période de vent faible, canicule / sécheresse, indisponibilité nucléaire...)
- ... à la **maille européenne**, en tenant compte des corrélations entre production / consommation des pays
- ... et en tenant compte des **effets du changement climatique**

■ Une évaluation détaillée des besoins en capacités pour assurer la sécurité d'approvisionnement



- Quantification des besoins éventuels de **stockage saisonnier, interannuel** et de **flexibilité** sur la demande

■ Une potentielle ré-interrogation du critère de sécurité d'approvisionnement à long terme



- **Nouveau « paysage de défaillance »** à étudier (fréquence et importance des coupures...)
- ... et à mettre en perspective des **attentes et perceptions** des consommateurs (volet sociétal)

■ Une caractérisation de la résilience du système face à des situations particulièrement contraignantes



- Analyses de type « stress-tests » pour simuler le fonctionnement du système dans ces situations

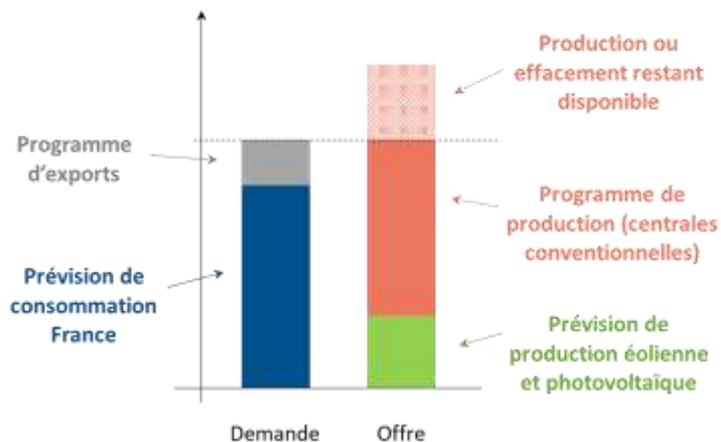


3

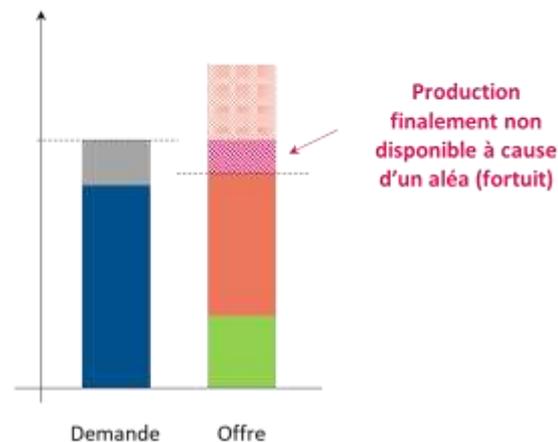
Equilibrage court terme :
**les besoins de marges / réserves pour le
réglage de fréquence**

L'équilibre offre-demande repose sur des prévisions imparfaites

- Pour assurer l'équilibre à tout instant, nécessité :
 - d'anticiper et de prévoir l'offre et la demande (du J-1 au temps réel)
 - de prévoir des moyens pouvant compenser les écarts en cas d'aléas en temps réel (marges et réserves)



Equilibre offre-demande prévisionnel
(par exemple en J-1)



Déséquilibre en temps réel suite à un aléa
→ Nécessite l'activation d'un levier pour rétablir l'équilibre

L'équilibre offre-demande repose sur des prévisions imparfaites

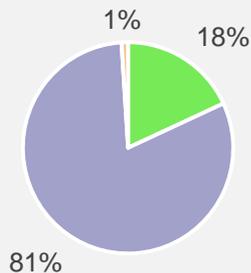
- Les **prévisions** comportent toujours des **incertitudes**, qui peuvent être **de nature et d'ampleur différentes** selon les différents paramètres :

$$\text{conso.} + \text{exports} = \text{prod. conv.} + \text{prod. éol.} + \text{prod. PV} + \text{imports}$$

- erreurs de prévisions météo (température et nébulosité)
 - modélisation de certains effets et comportements
- contraintes techniques inattendues (« fortuits »)
 - difficultés d'exploitation (ex : lors du démarrage)
- difficulté à prévoir certains comportements (indisponibilité...)
 - manque d'infos sur certains parcs
 - erreurs de prévisions météo et difficulté à représenter certains phénomènes (rafales...)
 - erreurs de télémessures et observabilité imparfaite
- manque d'infos sur certains parcs
 - erreurs de prévisions météo et difficulté à représenter certains phénomènes locaux
 - observabilité et estimabilité très faibles à l'heure actuelle

Un enjeu spécifique sur **l'observabilité et l'estimabilité du photovoltaïque**, aujourd'hui assez limitée (y.c. par rapport à l'éolien)

Prod. éol. 2019

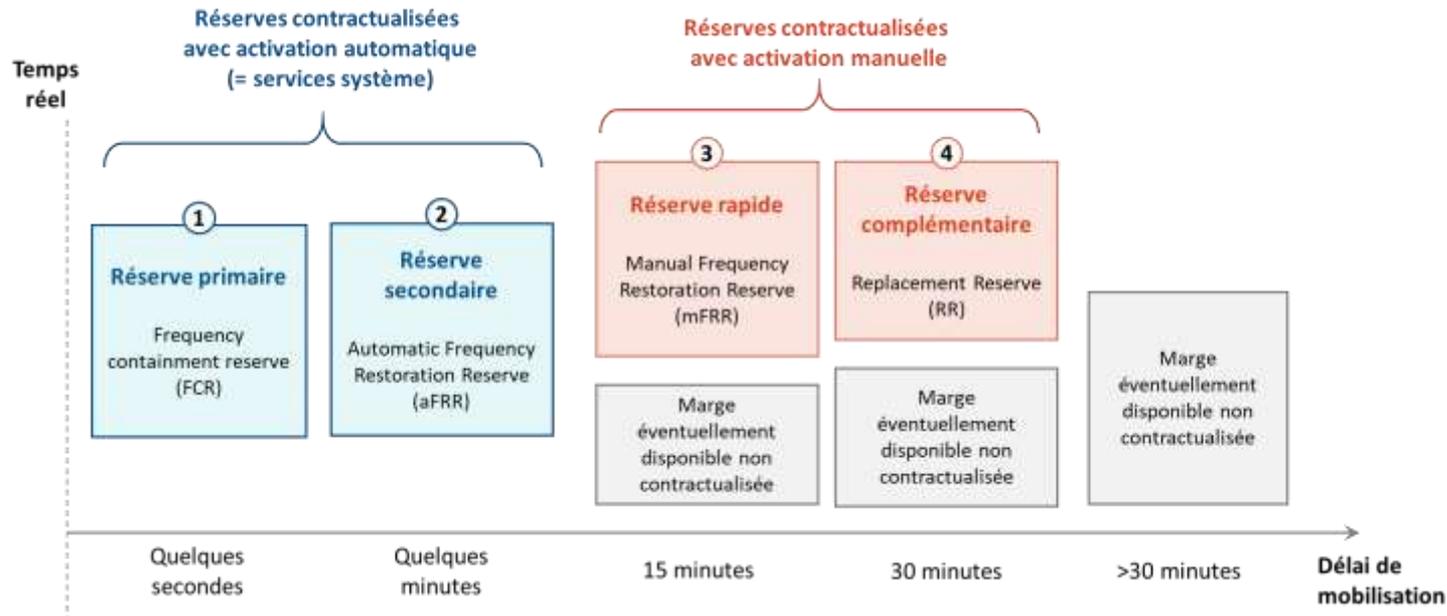


Prod. PV 2019



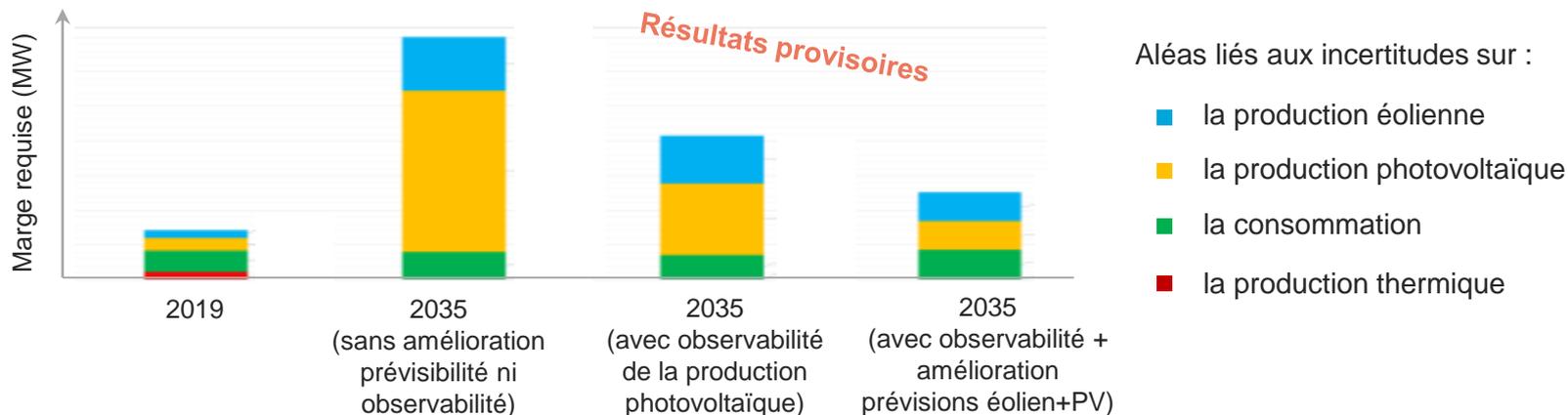
Pour faire face aux aléas en temps réel, il est nécessaire de disposer de marges/réserves activables en des temps courts

- Un **écart entre l'offre et la demande** conduit à des **variations de la fréquence** (baisse de la fréquence en cas de manque d'offre et inversement)
- Pour se prémunir contre des variations trop importantes de la fréquence et assurer la continuité de l'alimentation des consommateurs, **RTE constitue des marges et des réserves**, c'est-à-dire s'assure de la disponibilité suffisante de capacités pouvant réagir rapidement pour compenser les déséquilibres



Le dimensionnement des réserves et marges peut être réinterrogé avec le développement massif des énergies renouvelables

- Aujourd'hui**
 - ➔ Réserves automatiques dimensionnées par rapport à un aléa simultané sur les 2 plus gros groupes de production en Europe ;
 - ➔ Réserves manuelles dimensionnées essentiellement par rapport aux incertitudes sur les prévisions de consommation
-
- Demain**
 - ➔ Réserves potentiellement redimensionnées par rapport aux incertitudes sur la production renouvelable
 - ➔ Dépend beaucoup des possibilités d'amélioration de l'observabilité du photovoltaïque et des modèles de prévision éolien et photovoltaïque



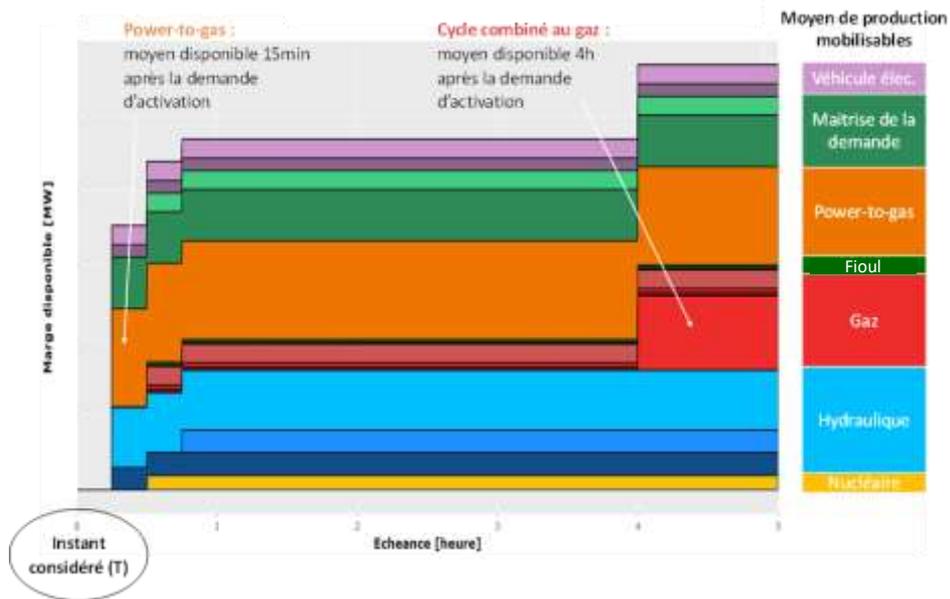
L'évolution des niveaux de réserves requises devra être croisée avec l'évolution de l'offre de capacités « mobilisables rapidement »

- En parallèle de l'évolution des niveaux de réserves requis, de nouvelles capacités de flexibilité pouvant offrir des services de réserves avec des échéances courtes sont susceptibles de se développer :

- véhicules électriques,
- batteries stationnaires,
- flexibilité sur les électrolyseurs (power-to-gas),
- flexibilité sur la demande (autres usages),
- nouvelles capacités thermiques...

- L'évolution de l'offre de capacités flexibles doit être analysée en détails et comparé aux besoins de réserves

Exemple illustratif de l'empilement des moyens selon leur délai de mobilisation





4

Le développement et l'exploitation du réseau



Les questions autour du développement et de l'exploitation du réseau

Plusieurs grandeurs « locales » à maîtriser, notamment :

- **La tension :**

- Risques de tensions basses dans les zones peu dotées en production
- Risques de tensions hautes dans des situations de faible consommation résiduelle
- Nécessite parfois des investissements dans des **dispositifs spécifiques locaux** de gestion de la tension (condensateurs, inductances, compensateur statique de puissance réactive...)

- **Les transits :**

- Valeur seuil à ne pas dépasser afin de respecter la sécurité des personnes et des biens
- Nécessite parfois d'adapter **l'infrastructure réseau** (création de nouvelles lignes ou installation de câbles plus performants)

Le SDDR 2019 a fourni des tendances jusqu'en 2030-2035 : se prolongent-elles à plus long-terme ?

- RTE a présenté un nouveau **SDDR**, entièrement repensé afin d'être le pendant du Bilan prévisionnel côté réseau
- Cinq volets industriels : renouvellement, adaptation, ossature numérique, interconnexions et réseau en mer
- Mise en évidence du rôle renforcé du réseau dans la transition énergétique



- **Analyses à prolonger à l'horizon 2050, sous forme de « faits stylisés »** pour répondre aux questions :
1. Quels seront les nouveaux besoins de développement de **nouveaux grands axes sur les réseaux de grand transport français et européens** en lien avec la **transformation radicale du mix électrique** ?
 2. Quels seront les **besoins de restructuration** sur les **réseaux de répartition**, en lien avec leur besoin de renouvellement associé à une évolution du rôle de ces réseaux ?

Le développement du réseau de grand transport interne pour accompagner l'évolution du mix électrique

- Des scénarios contrastés sur le développement des EnR déjà étudiés dans le cadre du SDDR (scénarios *Ampère, Volt, Watt*)
- Des études qui ont mis en évidence des besoins de renforcement sur quatre zones de fragilité principales dont **trois axes nord-sud**. Ces besoins de renforcement sur des corridors nord-sud apparaissent aussi dans d'autres études prospectives

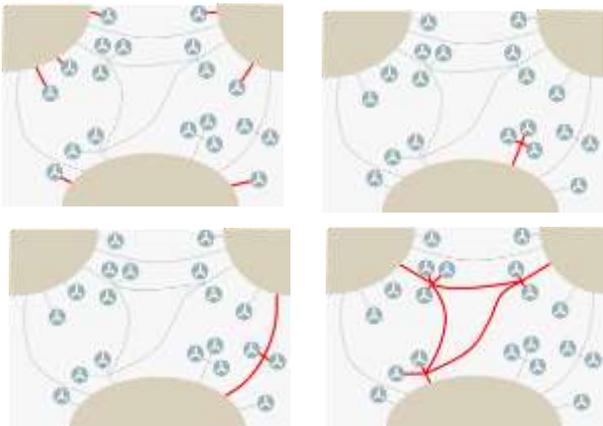
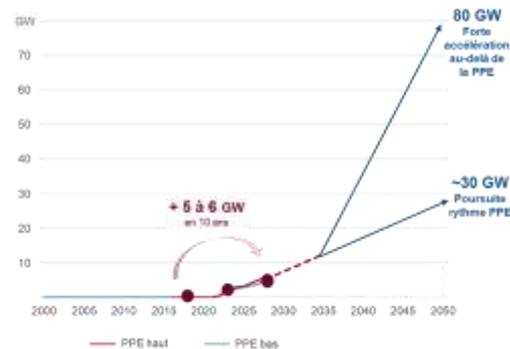


Les études seront prolongées sur des mix plus prospectifs voire en rupture, dans le cadre des travaux sur le BP 2050 :

- Les **besoins de renforcements** identifiés dans le SDDR sont-ils toujours nécessaires / suffisants dans les scénarios considérés pour des horizons plus lointains et des mix en rupture ?
- Quels sont les besoins liés aux choix sur le mix (**développement des EnR mais aussi nouveau nucléaire**) ?
- Quelles sont **les stratégies de renforcement** à envisager ? (exemple : création de HVDC souterraines?)

Le développement du réseau en mer pour accueillir et développer les énergies marines

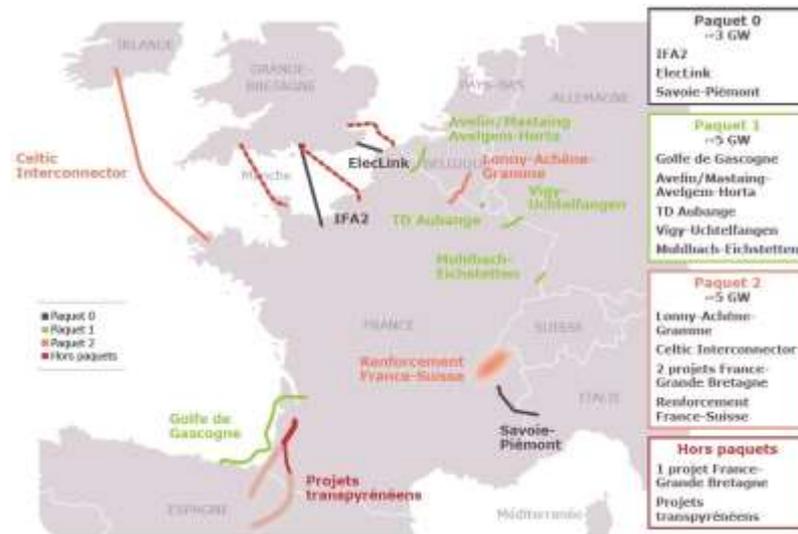
- Le **développement de la filière éolienne en mer** constitue un des axes forts de la politique énergétique française (scénarios allant jusqu'à 80 GW installés)



- Plusieurs solutions de raccordement peuvent être envisagées afin d'optimiser les coûts de raccordement :
 - **Raccordement simple (« radial »)** de chaque parc
 - Raccordement de plusieurs parcs en mer via un « **hub** »
 - Projet hybride d'**interconnexion** entre deux Etats **passant par une ou plusieurs fermes offshore**
 - Création de « **hubs offshore** » **multi-terminaux** éventuellement **couplés à des infrastructures gazières**

Le développement des interconnexions électriques pour accompagner l'évolution conjointe des mix français et européens

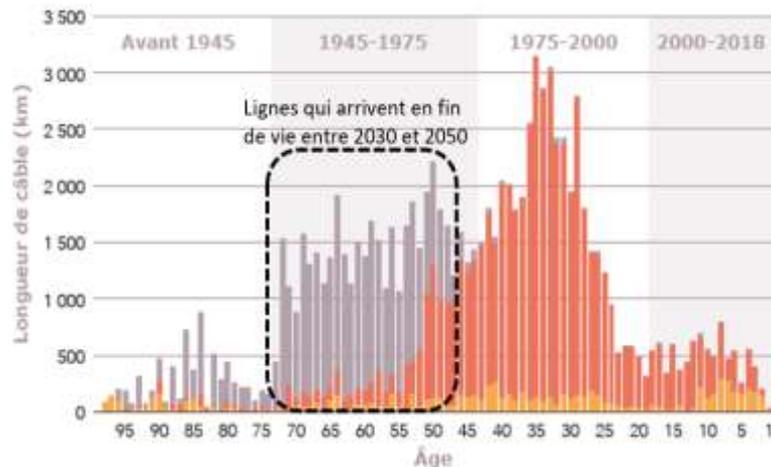
- L'**interconnexion** entre deux pays renforce leur sécurité d'alimentation et limite le surdimensionnement des moyens de production
- Le dimensionnement des interconnexions et le dimensionnement des capacités de productions nationales sont donc liées et constituent un **enjeu global de transformation du mix électrique**
- En plus des projets présentés dans le SDDR 2019, de nouveaux projets pourraient être présentés dans le cadre de la sortie du **TYNDP 2020**



- L'**intérêt** de nouveaux projets dans des mix à horizon 2050 **sera évalué de façon cohérente avec les autres moyens de flexibilité envisageables** (batteries, power-to-gas, moyens de pointe, ...)

Le renouvellement du réseau à l'identique n'est pas la seule solution possible dans un contexte de transformation du mix électrique

- Le **renouvellement des réseaux de répartition**, construits en grande partie dans les années 1945-1975, va s'affirmer comme un **enjeu crucial sur la période 2030-2050**
- Le rôle des réseaux de répartition n'est plus confiné à leur **rôle historique de réseau d'alimentation**. Ces réseaux sont amenés à devenir de plus en plus des **réseaux d'évacuation de la production renouvelable**
- Les opportunités de mutualisation entre renouvellement et adaptation doivent être prises en compte. Plusieurs solutions seront étudiées :
 - **Renouvellement** des ouvrages en fin de vie à l'identique ;
 - **Restructuration** électrique au sein de certaines zones ;
 - **Dépose** de certains ouvrages ;
 - Combinaison avec un **recours à des flexibilités** (stockage...) ;

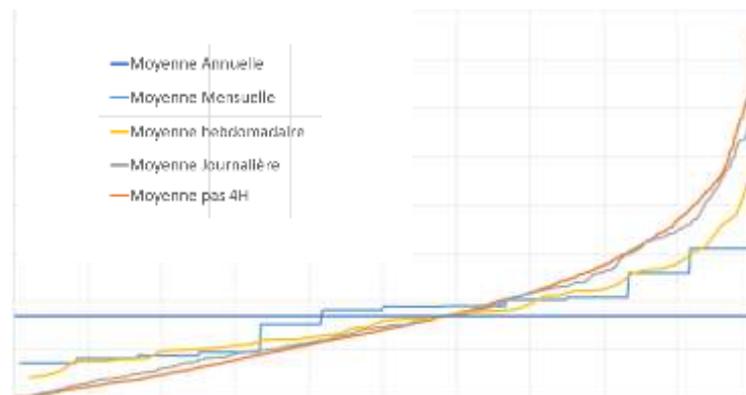




Stabilité et inertie

L'insertion des ENR, leur fonctionnement et leur impact sur la stabilité

- On fera ici le focus sur l'éolien et le photovoltaïque
- En effet, le raccordement de ces productions au réseau est réalisé par un onduleur, contrairement à la production classique qui utilise une machine synchrone. L'onduleur est un appareil numérique, qui n'a pas de comportement naturel et ne fait que suivre des contrôles
- Les questions se posent avant même d'arriver à un mix 100% EnR (en énergie annuelle) : la variabilité de ces sources de production nous amène à nous poser la question d'un fonctionnement instantané avec 100% d'ENR (sur certaines heures de l'année), même si d'autres sources de production sont disponibles sur le réseau



Chronique annuelle de puissance moyenne des parcs éoliens français, avec des moyennes sur différentes durées de fenêtre.

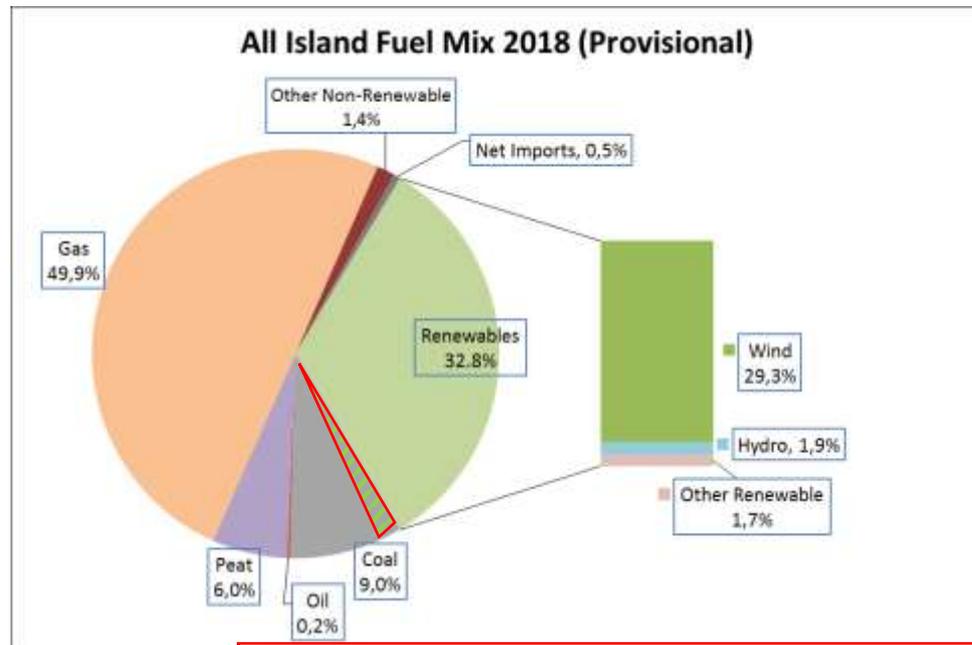
L'insertion des ENR, leur fonctionnement et leur impact

- **Les contrôles des onduleurs aujourd'hui :**
 - « Grid following », ils se synchronisent sur le réseau afin de produire la puissance active et réactive souhaitée (en fonction de la ressource primaire)
 - En fonction du niveau de raccordement et des exigences, peuvent « aider » le réseau via la fourniture de certains services système (tension)
 - Les codes européens exigent de certains nouveaux groupes de savoir faire des services système fréquence
- **Ces groupes ne fournissent pas naturellement d'inertie au réseau. Moins d'inertie cela signifie plus de mouvement (de la fréquence) et les GRT s'inquiètent aujourd'hui de la variabilité des grandeurs électriques qui en résulte.**

Irlande en 2018



5 % de la production éolienne disponible non-utilisée



2018
Wind Record

On 14 March, the record for All-Island Wind Generation was broken.

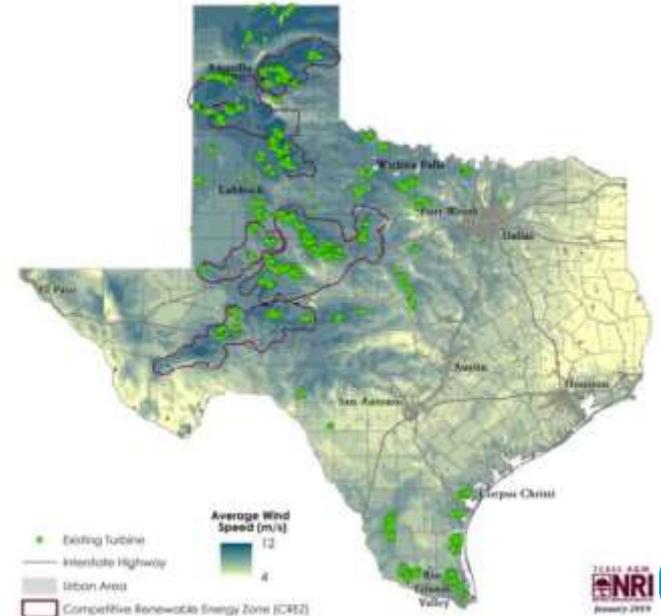
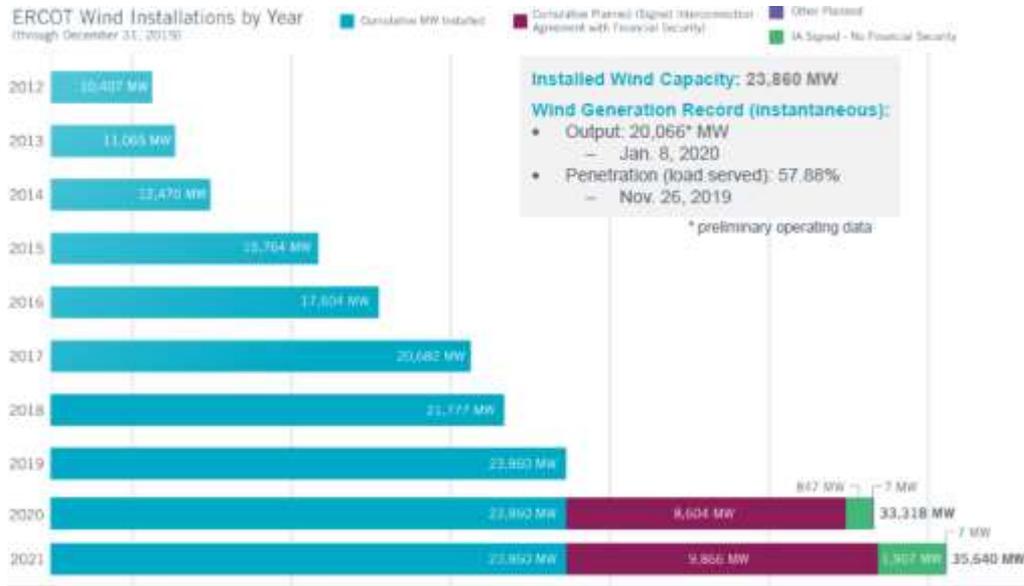
3,655 MW

Etude DS3:
Contrainte de stabilité dynamique:

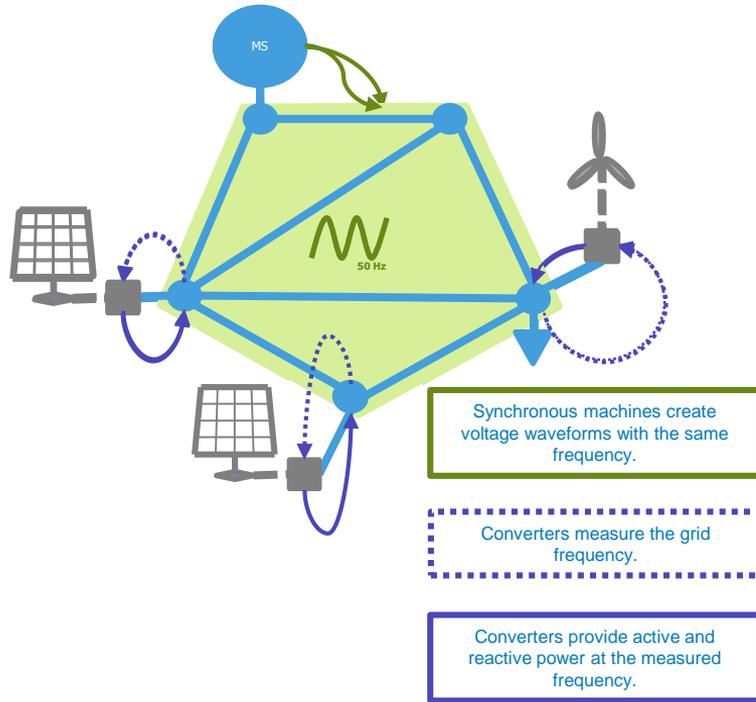
< 65% de la consommation alimentée par du vent

Texas en 2018

- Consommation max : 75 GW, le système n'est interconnecté qu'avec des HVDC, et possède 24GW d'éolien
- Des problèmes liés à la diminution d'inertie, mais aussi à la localisation concentrée des éoliennes qui génère des oscillations
 - Instauration d'une inertie minimum
 - Installation de 2 compensateurs synchrones (175MVA) dans la zone de Panhandle



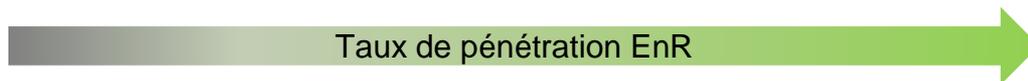
Quelles difficultés avec l'insertion d'énergies renouvelables ?



- L'inertie n'est pas le vrai problème
- Il faut regarder ce qu'il se passe lorsqu'il y a 100% d'ENR ?

→ L'objectif est d'avoir un système électrique « stable » à un coût limité

Pour arriver à 100% EnR, des solutions spécifiques à trouver



« Patcher » les contrôles des onduleurs existant, SSY, Inertie virtuelle

Augmenter la visibilité temps-réel du réseau

Adapter la détection de défauts sur le réseau



100% EnR

Implanter dans les onduleurs un contrôle **Grid-forming**

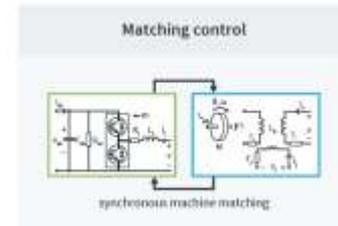
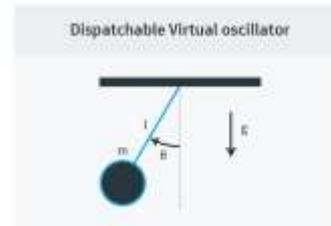
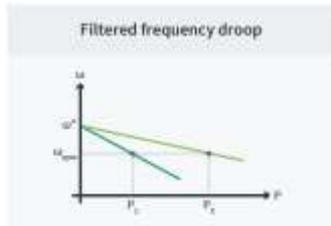
30% EnR



Définition du grid-forming pour les onduleurs

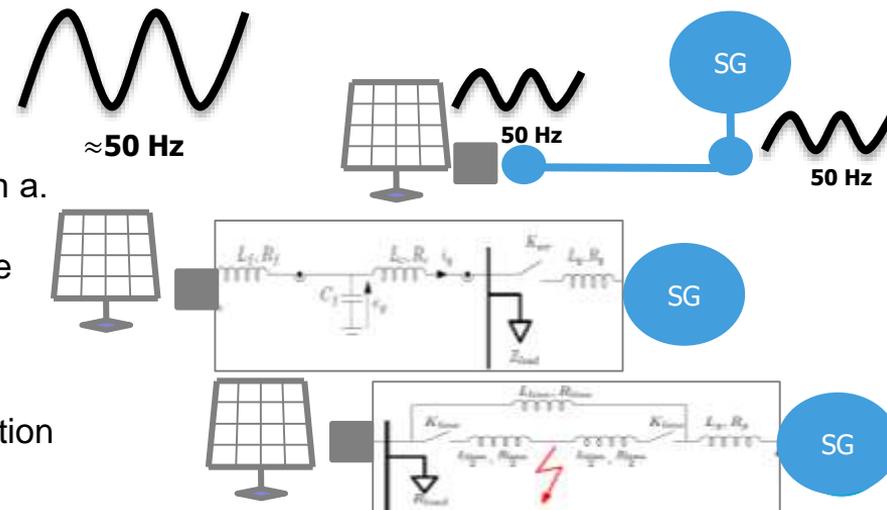
I. ANALYSE

- Liste des besoins fondamentaux du réseau
- Trois contrôles d'onduleurs théoriques, développés indépendamment, nécessaires pour répondre aux besoins

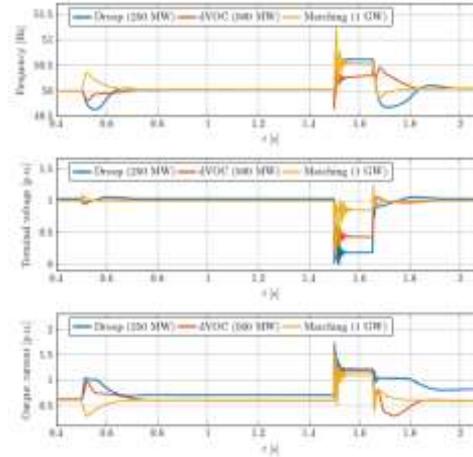
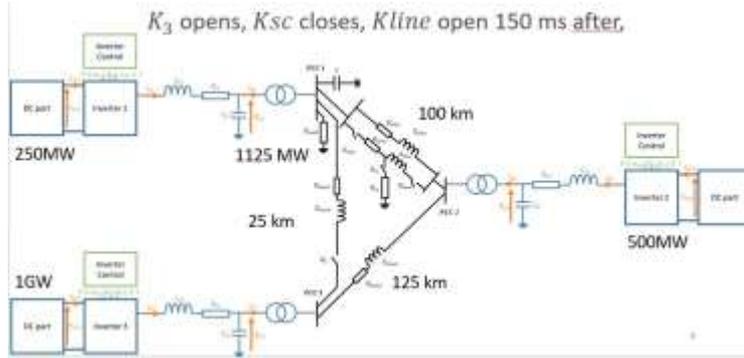


Le GRID FORMING

- Se comporter comme une source de tension à fréquence proche du nominal : apporter une « rigidité » à la tension
- Se synchroniser avec les autres sources de tension s'il y en a.
- Être capable de tenir en réseau séparé (pendant une courte période)
- Si le moyen de production a une capacité de courant maximum « faible », alors il doit avoir une solution de limitation spécifique.



Définition du grid-forming pour les onduleurs



II. SYNTHÈSE

- Vérification de la suffisance des contrôles pour l'interopérabilité
- Amélioration de la stabilité des machines restantes
- Compatibilité avec stratégie de limitation du courant des onduleurs
- Similarité en petits mouvement de tous les contrôles quantifiable par les mesures côté réseau.

Des tests en simulation, en laboratoire, et bientôt sur le réseau



- 1- 2-Level voltage source converter
- 2- Controller dSPACE 1005
- 3- Transformer
- 4- DC supply
- 5- PCU-3X5000-BC amplifier



OSMOSE

www.osmose-h2020.eu

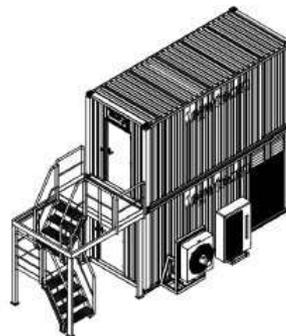
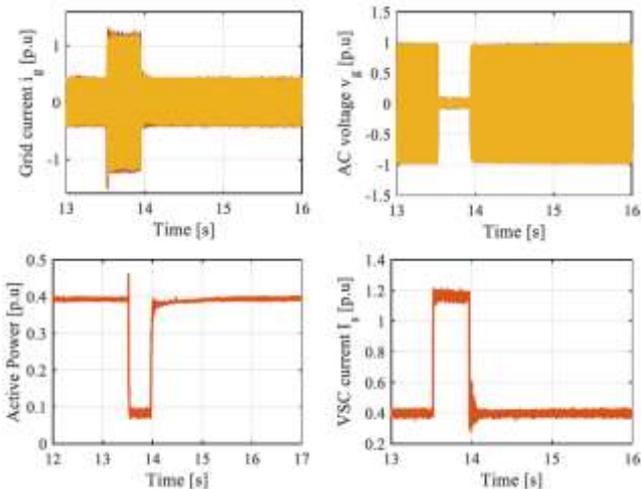


Figure 3.1: HESS layout

AC/DC	1000 kVA
Battery Li-ion	500 kW – 60 min
Supercap acitors	1000 kW – 10 s
Transfor mer	600 V – 20 kV

Des capacités grid forming démontrées par « morceaux »

	Laboratoire	Micro réseau	Eolien offshore	Onduleur de secours
Source de tension	O	O	O	O
Contrôle distribué	O	O	N	O/N
Taille multi MW	N	N	O	N
Robustesse aux événements réseaux	O	N	N	N
Connexion permanente au réseau	O	N	N	N

Les compensateurs synchrones

- **Un compensateur synchrone est une machine électrique qui ne comporte pas de turbine**
- Il permet d'apporter au système un comportement similaire à celui dicté par les alternateurs synchrones de centrales actuelles. (inertie / réglage de tension)
- L'inertie apportée peut être choisie en fonction du design du matériel
- C'est une technologie mature, mais avec un niveau de pertes plus important, et un changement dans la nature des composants opérés par RTE (machine tournante)

Synthèse : les différentes solutions envisageables

- ① Conserver une part de production classique dans le mix de production
- ② Améliorer le contrôle des onduleurs *grid-following*, avec des contrôles du type inertie virtuelle
- ③ Installer des compensateurs synchrones
- ④ Avoir une partie des convertisseurs qui soient *grid-forming*.

Solutions qui permettent d'atteindre 100% de production ENR à base de convertisseurs

→ « La » solution résidera probablement dans un mix de ces solutions

La comparaison des coûts en matériel et pertes montre à ce stade que les ordres de grandeurs sont similaires entre l'utilisation de *grid forming* ou de compensateurs synchrones (analyses à prolonger)

Conclusions

RTE se prépare à assurer le fonctionnement du réseau quelque soit le mix énergétique

- Dans un mix 100% ENR, la stabilité devrait pouvoir être assurée
 - sous réserve d'installer des compensateurs synchrones
 - ou d'avoir une partie des onduleurs qui se comportent en *grid-forming*.
- Conserver une part de machines tournantes dans le mix énergétique permettrait aussi d'assurer la stabilité, mais pourrait limiter la pénétration des EnR
- Le déploiement de solutions spécifiques pour assurer la stabilité doit être anticipé avant même d'arriver sur des taux très importants d'EnR
- Dans la phase transitoire, la présence d'onduleurs *grid-forming* aura un effet stabilisant sur les machines synchrones encore présentes.
- La transition se ferait doucement, et les problèmes qui pourraient se poser pourront être étudiés au fur et à mesure avec l'expérience acquise