



Commission perspectives système et réseau

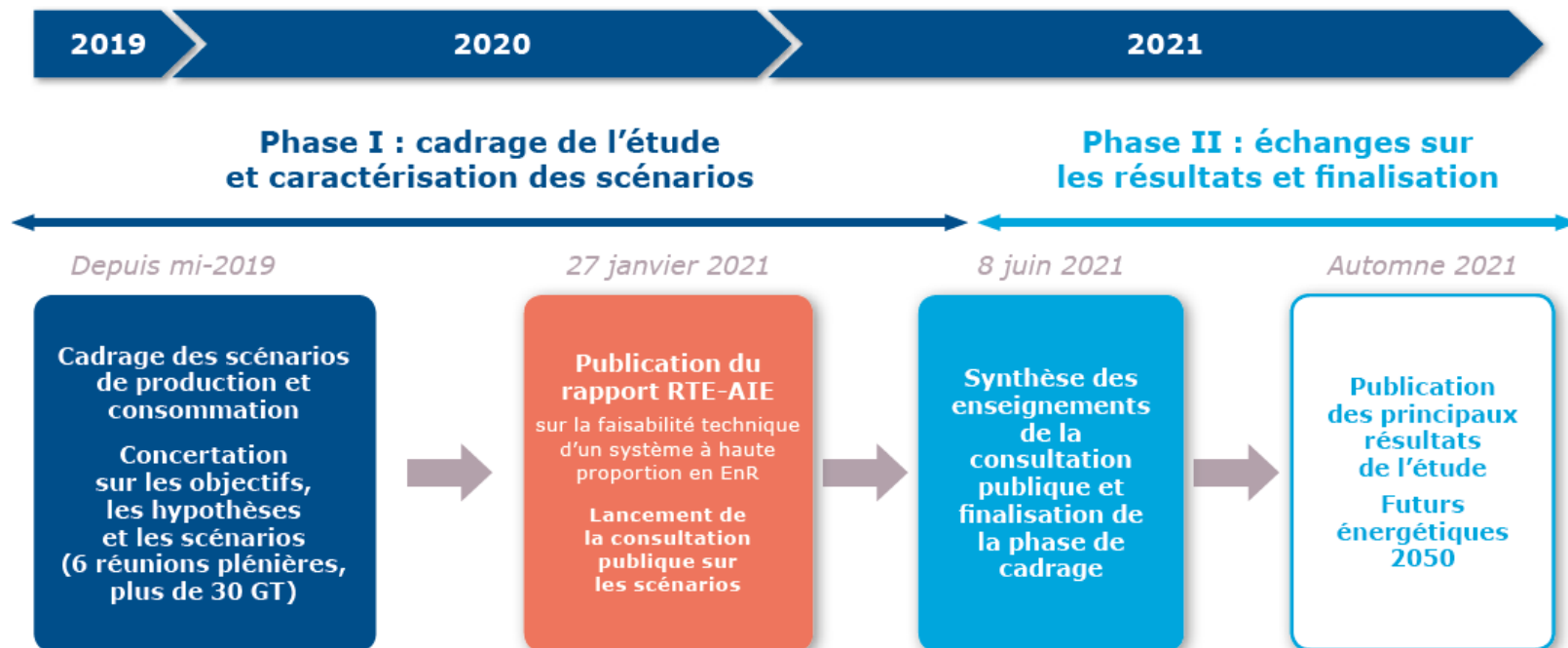
Réunion plénière du 25 juin 2021

- 1 Point d'étape des travaux sur les « Futurs énergétiques 2050 »
- 2 Présentation des trajectoires de consommation
- 3 Présentation des scénarios de mix électrique
- 4 Premiers résultats sur les besoins de flexibilités pour l'équilibre offre-demande
- 5 Prochaines étapes



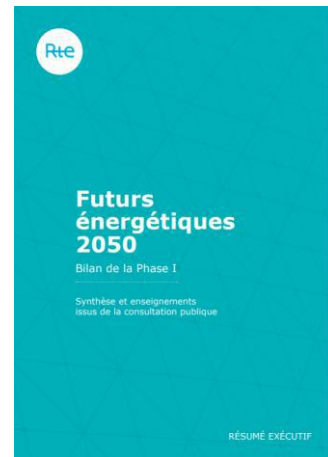
Point d'étape des travaux sur les « Futurs énergétiques 2050 »

Une nouvelle étape dans les travaux avec la publication du bilan de la phase I et des enseignements de la consultation publique

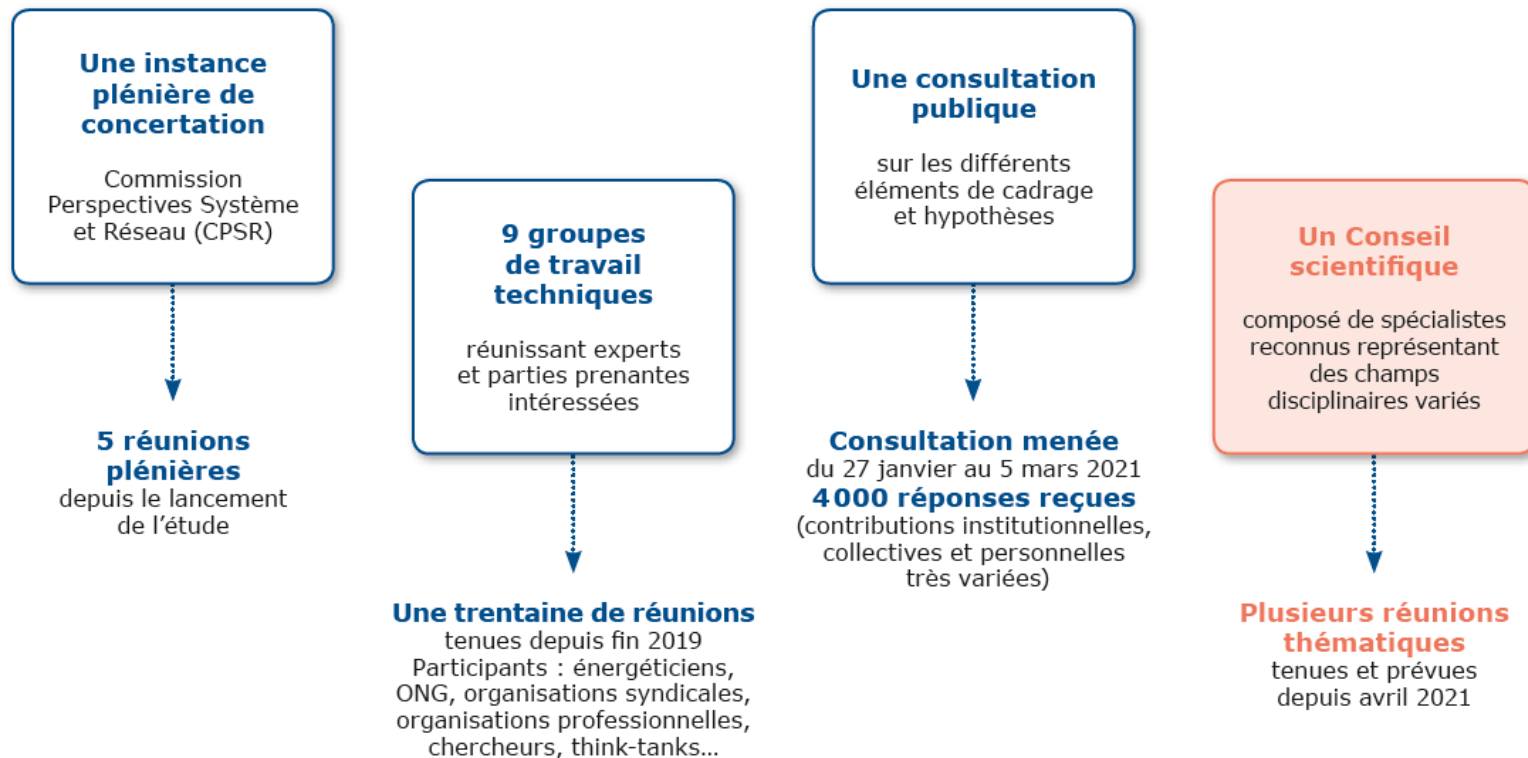


Un document qui résume les enseignements de la phase I et l'ensemble des évolutions à l'issue de la consultation publique

- **Un cadre d'étude stabilisé à l'issue de la phase I :**
 - Une étude centrée sur l'objectif de neutralité carbone et la sortie des énergies fossiles en France
 - 6 scénarios de mix électrique, 2 configurations alternatives
 - 1 trajectoire de référence + 5 variantes sur la consommation
 - De nombreuses analyses de sensibilité
 - Une grille d'analyse en 4 axes : technique, économique, environnemental, sociétal
- **Description des scénarios de mix ajustés**
- **Présentation des variantes sur la consommation**
- **Présentation des ajustements** sur l'ensemble des thématiques mises en consultation : trajectoires climatiques, réindustrialisation, consommation, hydrogène, rythmes EnR et nucléaire, coûts...
- **Publication de l'ensemble des réponses** à la consultation publique sur le site institutionnel de RTE : <https://www.rte-france.com/analyses-tendances-et-prospectives/bilan-previsionnel-2050-futurs-energetiques#Lesdocuments>



Un dispositif de concertation complété avec la mise en place d'un conseil scientifique





Des groupes de travail techniques qui se poursuivent

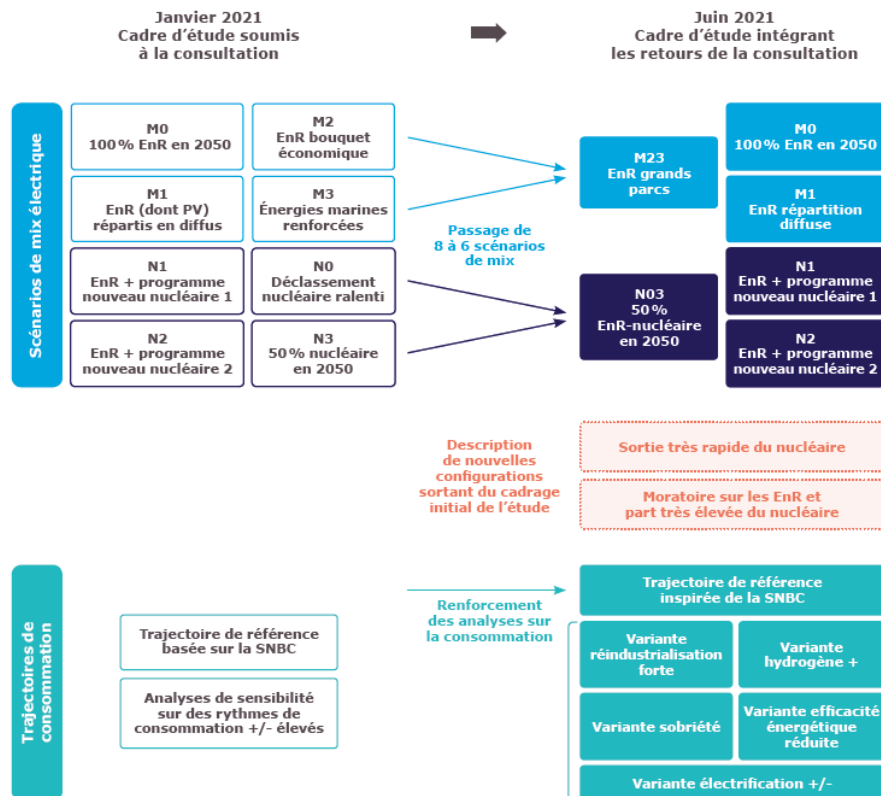
Groupes de travail	Réunions
GT 1 « Référentiel climatique »	● ● ● ●
GT 2 « Consommation »	● ● ● ● ● ● ● ●
GT 3 « Cadrage et scénarisation »	● ● ● ● ●
GT 4 « Interfaces électricité et autres vecteurs »	● ● ● ●
GT 5 « Dynamiques sociétales »	● ● ● ● ●
GT 6 « Environnement »	● ● ● ● ●
GT 7 « Flexibilités »	● ● ● ● ●
GT 8 « Fonctionnement du système électrique »	● ● ● ● ●
GT 9 « Coûts »	● ● ● ● ●

Calendrier :

- **01/07** : Réunion GT2 / GT5
Sobriété: dynamiques et impacts sur les trajectoires de consommation
- **09/07** : Réunion GT3 / GT7 / GT8
premiers résultats sur les besoins de flexibilité et l'analyse de sécurité d'approvisionnement des scénarios
- **13/07** : Réunion GT6
point d'étape des travaux d'analyse environnementale
- **Septembre** : Réunion GT9 à venir

Plusieurs ajustements sur les scénarios de production et de consommation à l'issue de la consultation publique

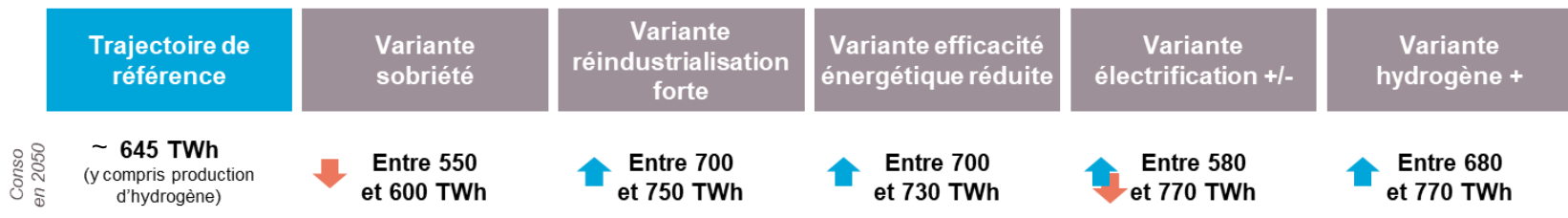
- Production : passage de 8 à **6 scénarios principaux de mix électrique**
- Consommation : ajustement de la trajectoire de référence et approfondissement des travaux sur les **variantes sur la consommation**
- Ajout de deux **configurations alternatives**, sortant du cadre d'étude initial



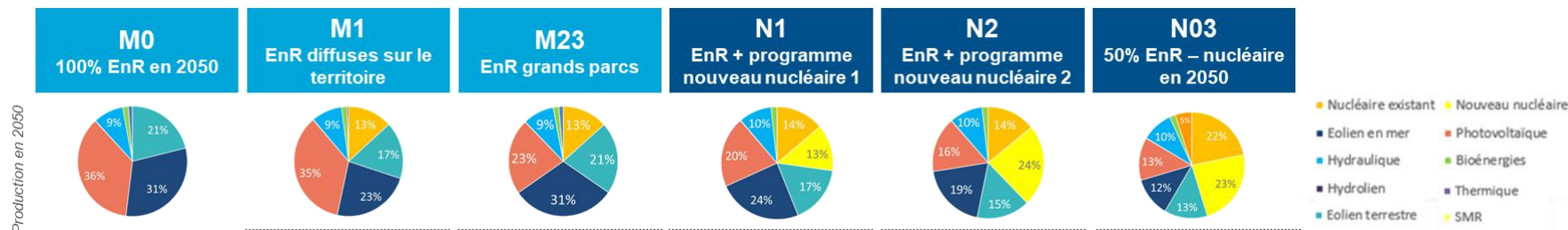
Des trajectoires de consommation et de production précisées

- Une trajectoire de référence sur la consommation réajustée et qui vise à assurer la comparabilité des scénarios de mix et plusieurs variantes pour analyser la robustesse des scénarios et identifier des stratégies d'ensemble cohérentes

Consommation



Production



Les scénarios sont analysés selon une grille d'analyse stabilisée et validée à l'issue de la consultation publique

1

Technique



- Description complète du système (production – réseau – consommation), en énergie et en puissance, en 2030, 2040, 2050, 2060
- Projections avec les scénarios RCP 4.5 et 8.5 du GIEC et analyse de résilience avec stress-test climatiques (canicule – sécheresse – grand froid – absence de vent en Europe continentale)

2

Economique



- Coût complet pour la collectivité
- Analyses de sensibilité aux différents paramètres, notamment coût du capital
- Volet spécifique sur la faculté de chaque scénario à intégrer des perspectives de relocalisation / réindustrialisation

3

Environnemental



- Empreinte carbone le long de la trajectoire, en intégrant le cycle de vie des matériels
- « Bilan matières » pour chaque scénario (en lien avec enjeu de criticité)
- Occupation des sols (réseau + production)
- Volume de déchets et polluants

4

Sociétal

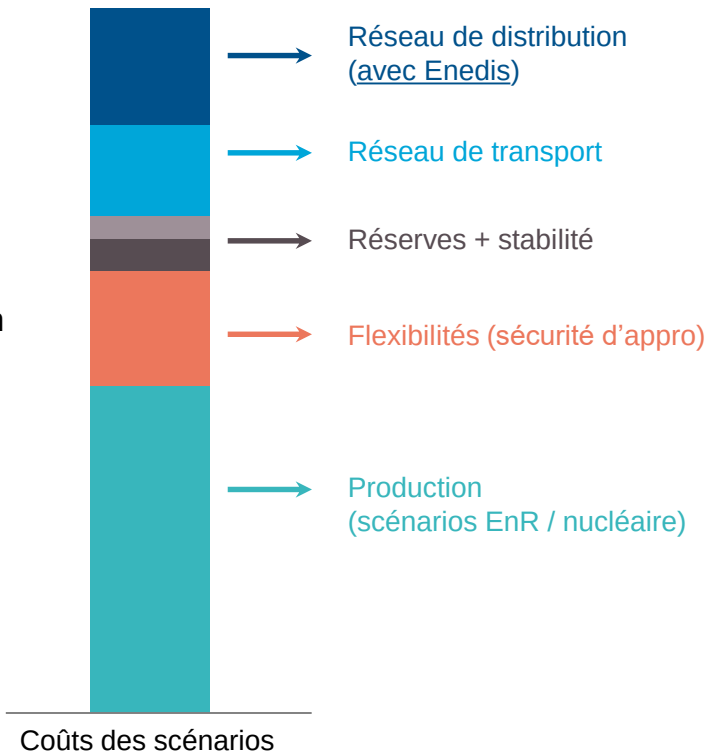


- Description exhaustive des implications sur les modes de vie et conditions de validité des scénarios (télétravail vs. mobilité, consommation d'électricité, niveau de sobriété souhaité vs. requis, niveau de flexibilité des usages)
- ATTENTION : le travail du BP consiste à être explicite sur ces dimensions, non à se prononcer sur leur réalisme ou leur désirabilité



Une évaluation de la chaîne production-flexibilités-réseaux qui constitue le cœur de l'analyse économique

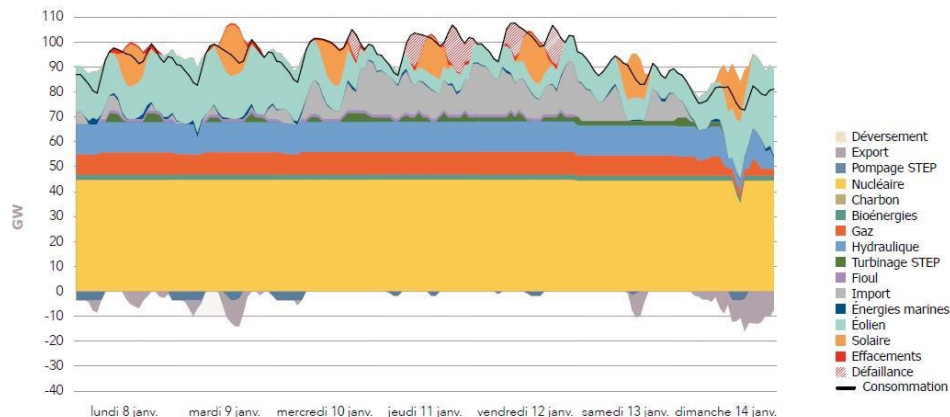
- L'analyse repose sur plusieurs modélisations permettant d'avoir une évaluation complète des coûts du système électrique sur la chaîne production-flexibilités-réseau :
 - Production : essentiellement coûts des EnR et du nucléaire des différents scénarios de mix
 - Flexibilités (sécurité d'approvisionnement) : simulation et optimisation du bouclage en flexibilités sur la base d'un raisonnement économique
 - Réseau de transport : simulation des flux et analyse des besoins d'investissement
 - Réseau de distribution : sur la base d'évaluations menées par Enedis



Des premiers résultats sur les besoins de flexibilités pour l'équilibre offre-demande présentés aujourd'hui

- L'analyse des besoins de flexibilités pour la sécurité d'approvisionnement se base sur une simulation de l'équilibre offre-demande à l'échelle européenne pour de nombreuses configurations météorologiques
- Le parc installé de flexibilités est adapté pour assurer la sécurité d'approvisionnement, sur la base d'un raisonnement économique

Illustration de l'équilibre offre-demande électrique sur une semaine– scénario Ampère du Bilan prévisionnel 2017



→ Des premiers éléments présentés aujourd'hui sur la base de simulations provisoires, notamment des scénarios M23 et N2 (les résultats sur les autres scénarios seront présentés ultérieurement, en groupe de travail)



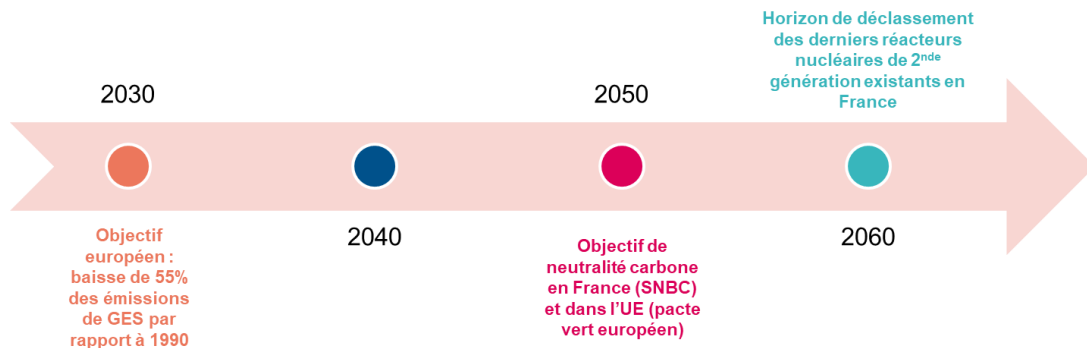
Des travaux spécifiques menés avec Enedis pour évaluer les besoins d'investissement de réseau (transport et distribution) sur des scénarios cohérents

Pour assurer une bonne intégration de l'évaluation des coûts du réseau de distribution dans le chiffrage économique des scénarios, des travaux spécifiques sont menés avec Enedis :

- Partage sur la **déclinaison géographique des scénarios de mix** de production par région / département
- **Evaluation d'ensemble des besoins d'investissement dans le réseau** de transport et le réseau de distribution, avec une attention particulière portée aux interfaces entre les réseaux (postes sources)

Au-delà de l'analyse technico-économique, une identification des « jalons clés » dans le chemin vers la neutralité carbone

- L'analyse technico-économique décrira le fonctionnement technique et le coût des scénarios dans leurs trajectoires de référence
- **L'enjeu de l'étude sera aussi de pouvoir identifier les jalons clés de décision :**
 - à quel moment faut-il décider / investir ?
 - quelle résilience des scénarios face à des déviations par rapport à la cible ?
 - quels leviers pour minimiser les regrets / pour garantir l'atteinte de la neutralité carbone ?





2

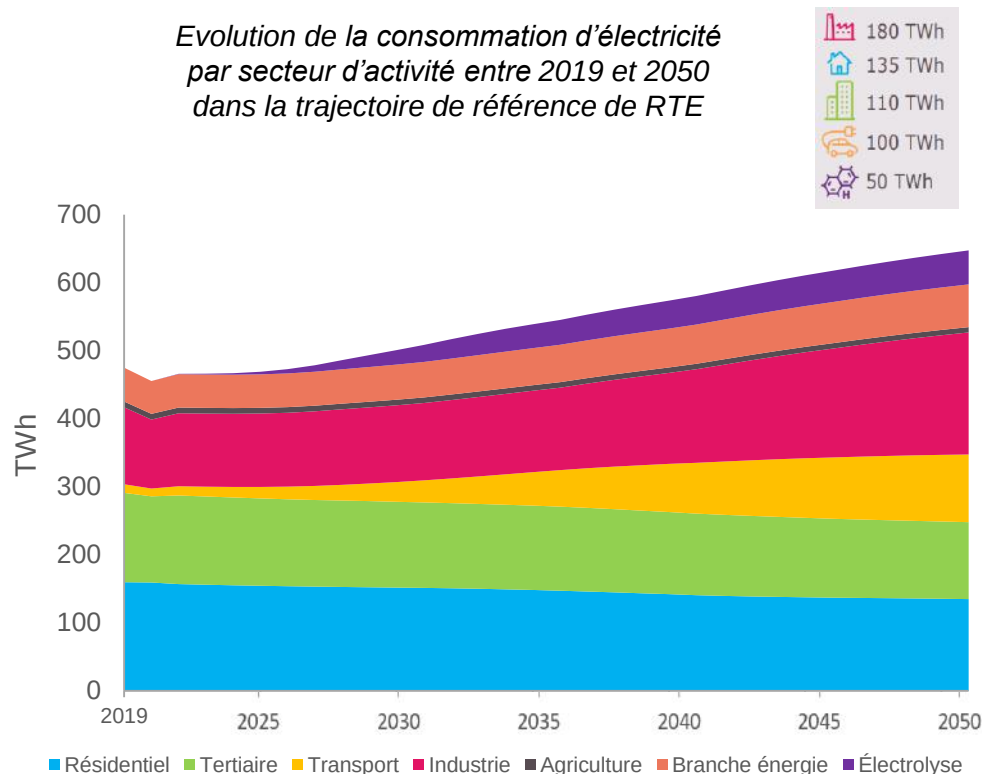
Présentation des trajectoires de consommation

Une augmentation de la consommation d'électricité d'environ 30% d'ici 2050 dans la trajectoire de référence

La trajectoire de référence inclut :

- Des leviers d'efficacité énergétique importants, notamment dans la **rénovation des bâtiments** et **performance des équipements** ménagers et industriels
- Une **activité industrielle renforcée** (dont la valeur ajoutée augmente de +40% d'ici 2050 et s'accompagne d'une électrification importante des procédés)
- Un **essor du véhicule électrique** (l'électrification concerne 94% des véhicules légers en 2050), cohérente avec une interdiction de la vente de nouveaux véhicules à carburants fossiles en 2040

Evolution de la consommation d'électricité par secteur d'activité entre 2019 et 2050 dans la trajectoire de référence de RTE



Des évolutions structurantes entre 2019 et 2050, avec des effets qui vont dans des sens différents

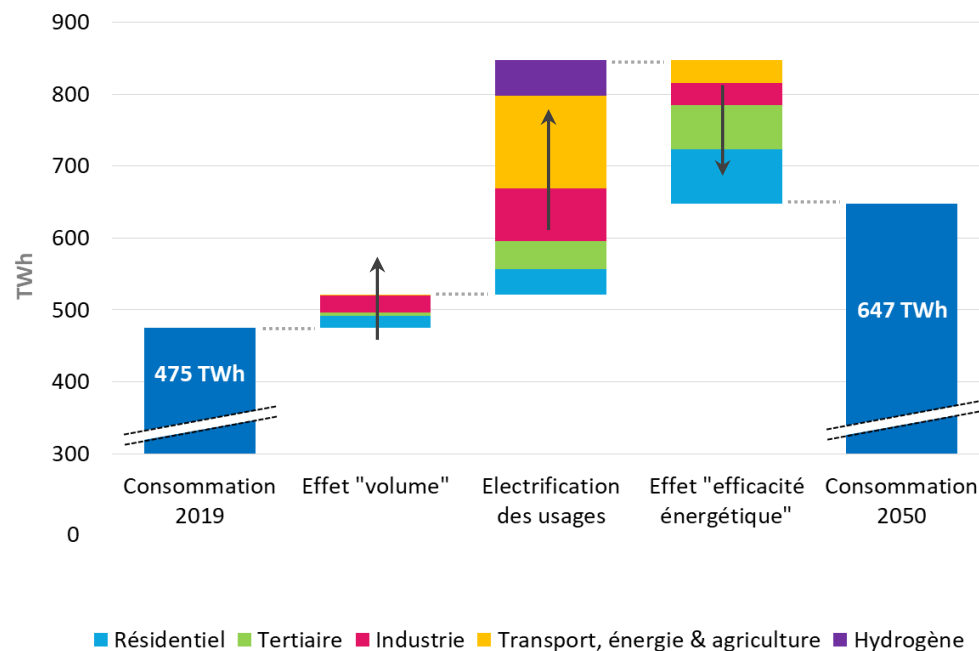
La trajectoire de référence est compatible avec la neutralité carbone. Elle repose sur deux principaux leviers :

- Une **forte électrification**, principalement des transports et de l'industrie
- L'utilisation des **principaux gisements d'efficacité énergétique** (rénovation du parc bâti, équipement efficaces...)

L'évolution de la consommation est par ailleurs marquée par :

- Un **effet volume**, composé des effets du PIB (27 TWh) et de la démographie (20 TWh).

Décomposition de l'évolution de la consommation d'électricité entre 2019 et 2050 dans la trajectoire de référence de RTE

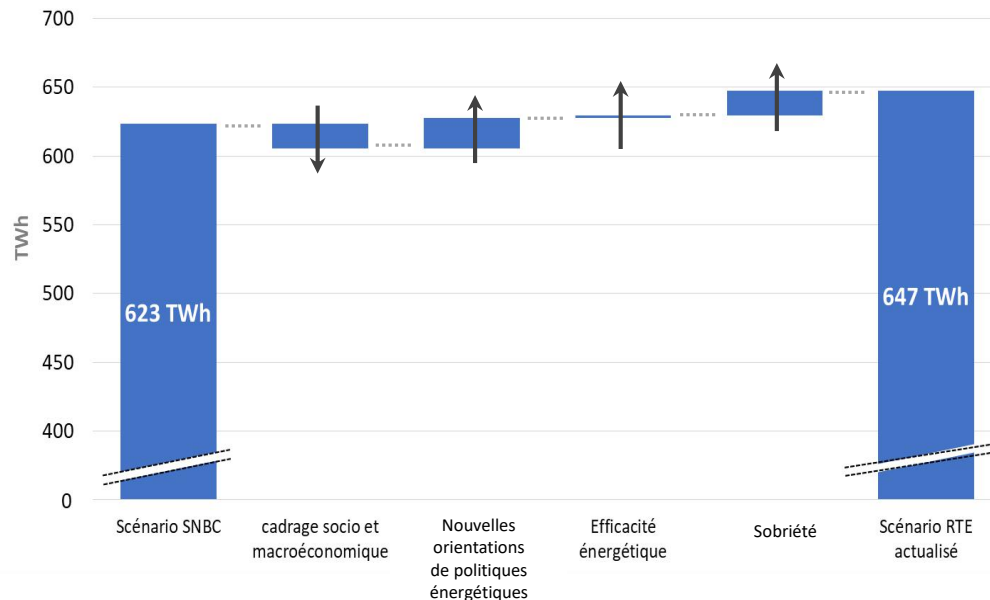


À l'issue de la consultation publique, une trajectoire de référence ajustée à la hausse d'environ 25 TWh

La trajectoire de consommation de référence est ajustée par rapport à la SNBC pour tenir compte des points suivants :

- **Les nouvelles orientations de politique énergétique** (stratégie hydrogène France, RE 2020, réforme du DPE dans le secteur du bâtiment)
- **Les retours des parties prenantes** sur le cadrage économique (croissance du PIB au-delà de 2030 et de la démographie revues à la baisse) ou d'autres transformations (rythme de rénovation légèrement moins soutenu, *data centers*, climatisation...)
- **Les leviers de sobriété sont isolés dans une variante spécifique** pour en mesurer précisément les effets

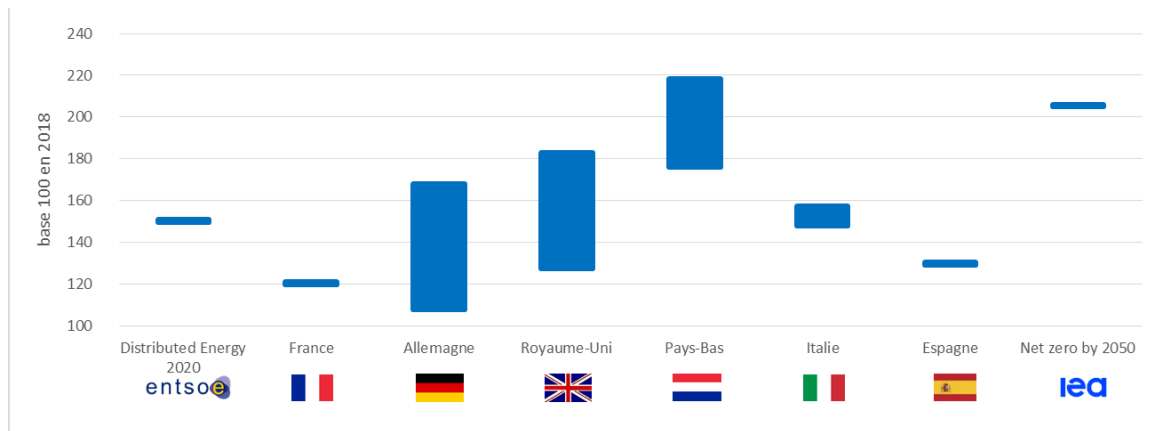
Décomposition des modifications entre la trajectoire RTE-SNBC et la trajectoire actualisée



La hausse de la demande d'électricité d'ici 2050 est commune à l'ensemble des stratégies nationales européennes

- Les scénarios européens et mondiaux les plus souvent repris (stratégies nationales, scénarios européens) incluent **une hausse importante de la demande finale d'électricité en vue d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050**
- L'évolution de la consommation d'électricité prévue en France sur la période 2020-2050 reste modérée au regard des efforts d'électrification constatés dans les stratégies nationales des pays voisins
- La liste des scénarios (ici non exhaustive) sera complétée

Evolution de la demande finale d'électricité (hors électrolyse) entre 2018 et 2050 (base 100 en 2018), liste des scénarios non exhaustive



Pays

France

Royaume-Uni

Allemagne

Pays-Bas

Italie

Espagne

AIE

Sources des orientations à 2050 (« scénarios tiers »)

Stratégie nationale bas carbone

National Grid FES 2020 (3 scénarios), Committee on climate change (2 scénarios)

Agora Energiewende (2 scénarios), Transnet (1 scénario), DENA (2 scénarios)

Tennet/Gasunie (3 scénarios)

National long term strategy (2 scénarios)

National long term strategy (1 scénario)

Net zero 2050 (1 scénario)

Sobriété : l'intégration d'évolutions des modes de vie pourrait faire baisser la consommation d'électricité de 50 à 100 TWh

Cette variante correspond à un niveau de sobriété plus élevé celui affiché dans la SNBC. Ces transformations peuvent contribuer à faire baisser la consommation **de manière significative** à l'horizon 2050.

A l'échelle du système énergétique, elle s'appuie sur les leviers suivants :



- **Plus d'espaces et d'équipements partagés** dans l'habitat
- Autolimitation des **besoins en chauffage / eau chaude**
- Plus de **réemploi** et réparation des équipements...



- Développement accru du **télétravail**
- Limitation des besoins énergétiques des bureaux
- Moins d'**écrans publicitaires** dans l'espace public...



- Moins de **plastique à usage unique** et d'**emballages**
- Réduction de la taille des véhicules, durée de vie des équipements plus longue, matériaux biosourcés
- Développement de **l'économie circulaire**...



- **Limitation des déplacements**,
- Réduction de la part modale de la voiture et développement de la **mobilité partagée**
- Développement de **circuits courts**...

Ce scénario sera présenté et discuté en détail lors du GT « sobriété » du 1^{er} juillet

Efficacité énergétique : une atteinte partielle des objectifs pourrait conduire à une hausse de 50 à 80 TWh de la consommation électrique

La réduction de la consommation totale d'énergie prévue dans la SNBC s'appuie sur d'importants efforts d'efficacité énergétique (rénovation de bâtiments, technologies de chauffage, écoconception des moteurs, etc.).

Pour tenir compte des retours des parties prenantes sur la sensibilité à l'atteinte de certains objectifs, **une variante analyse les effets d'un rythme moins élevé d'amélioration de l'efficacité énergétique** :



- **Chauffage : part de Joule** plus importante (à électrification identique) par rapport aux pompes à chaleur
- Efforts moins poussés sur la **rénovation**



- **Pénétration plus lente des équipements les plus performants** sur le marché

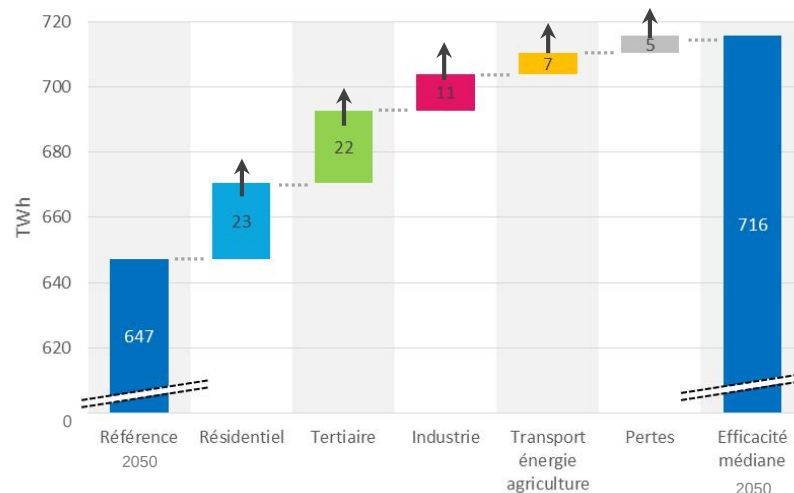


- Le **niveau d'efficacité énergétique** atteint en fin d'horizon est plus faible que dans le scénario de référence



- Efforts moins poussés en matière de **consommation kilométrique**

Ecart sectoriels de consommation d'électricité entre la référence et la variante efficacité réduite en 2050



Rte Réindustrialisation : une analyse approfondie de l'impact sur la consommation énergétique et l'empreinte carbone

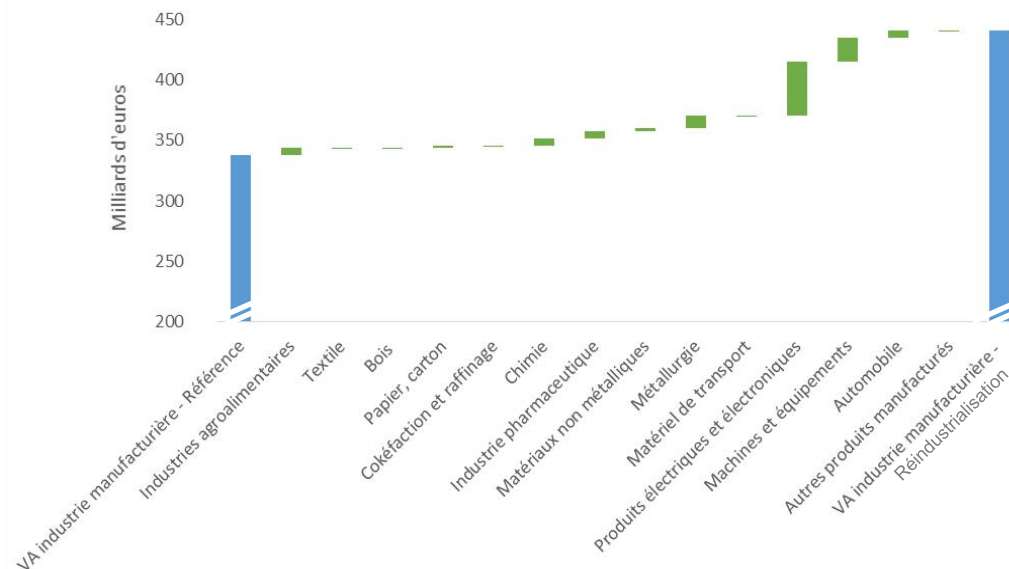
L'analyse des **interactions entre les choix de localisation de l'industrie, les choix énergétiques en France et l'empreinte carbone** a été identifiée comme une priorité dans la concertation.

En réponse, les travaux de RTE ont examiné plusieurs trajectoires d'évolution de l'industrie en France :

- **Trajectoire de référence RTE** : maintien d'une part de **10%** de l'industrie dans le PIB, ce qui nécessite déjà un effort de réindustrialisation pour infléchir la tendance historique
- **Variante réindustrialisation forte RTE** : réindustrialisation volontariste, augmentation sensible du poids de l'industrie dans le PIB (~**12%** en 2050), avec des sensibilités possibles sur les stratégies retenues (différents ciblage des branches possibles).

Cette variante ne cherche néanmoins pas à retrouver les niveaux historiques de part de l'industrie dans le PIB (p.e. 16% en 1990)

Variation de valeur ajoutée par branche industrielle entre le scénario de référence et une variante de réindustrialisation forte en 2050

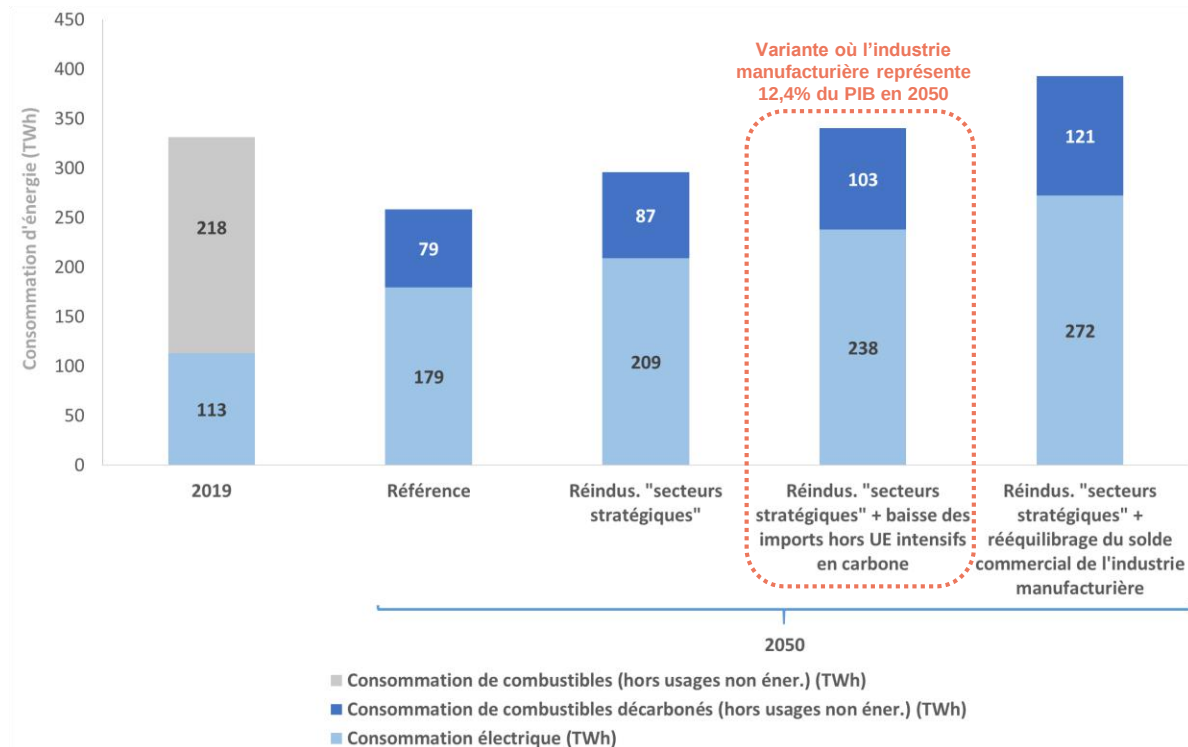




Réindustrialisation : une dynamique de plus forte réindustrialisation pourrait influencer la trajectoire de consommation d'électricité

- L'estimation des impacts énergétiques de différents scénarios de réindustrialisation a été réalisée, en prenant en compte les retours de concertation
- Elle conduit à identifier **un effet de l'ordre de 30 à 90 TWh d'électricité supplémentaires**
- La réindustrialisation conduirait aussi à **une augmentation des besoins énergétiques sous forme de combustibles de l'ordre de 10 à 40 TWh**, ce qui pourrait nécessiter un recours accru à la biomasse ou in fine à l'électricité (via l'hydrogène ou d'autres combustibles de synthèse)

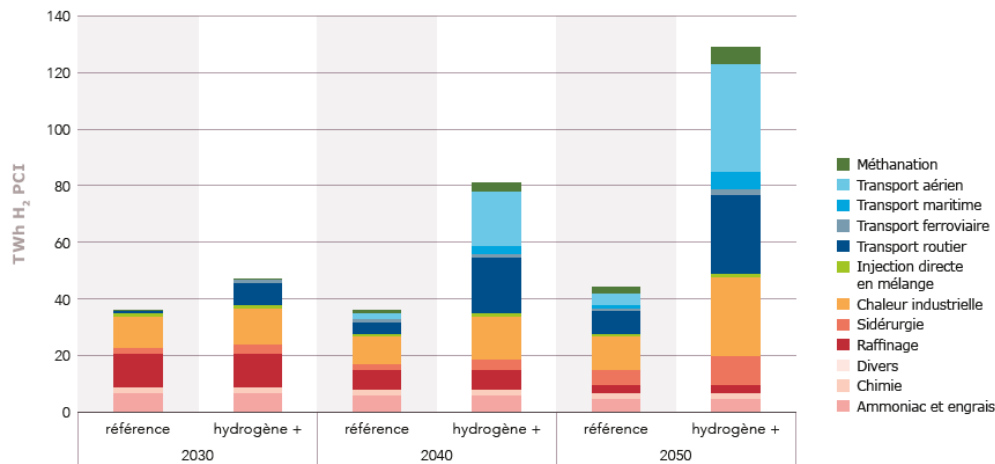
Consommation énergétique de l'industrie manufacturière dans différents scénarios de réindustrialisation



Hydrogène : des variantes contrastées sur le niveau de demande d'électricité pour la production d'hydrogène bas-carbone

- L'étude intègre deux trajectoires contrastées sur le développement de l'hydrogène bas-carbone (trajectoire de référence et variante « hydrogène+ »).
- A l'issue de la consultation publique, **les trajectoires ont été ajustées** pour intégrer les retours des acteurs et l'évolution du contexte suite à la publication de la stratégie hydrogène : abaissement des volumes dans le secteur des engrais et de l'aviation, hausse dans la sidérurgie et la chaleur industrielle
- Dans la variante haute, **les besoins d'électricité associés pourraient atteindre des niveaux élevés** (jusqu'à une centaine de TWh supplémentaires par rapport à la trajectoire de référence). **Plusieurs stratégies d'approvisionnement** (électrolyse en France ou imports) pourront être considérées

Consommation d'hydrogène (hors utilisation pour la production électrique) dans les trajectoires de référence et « hydrogène + »



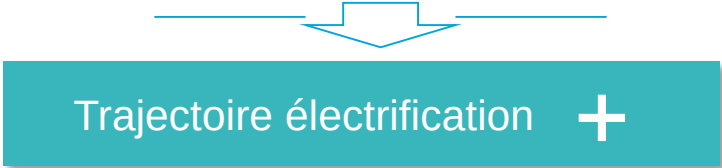
Note : une partie de l'hydrogène consommé est couverte par de la coproduction fatale

- En outre, des approfondissements sur la répartition territoriale et les besoins d'infrastructures (réseau électrique et hydrogène, stockage...) dans les différents scénarios, et notamment la variante hydrogène+, feront l'objet de **prolongements dans le cadre de travaux conjoints RTE-GRTgaz**

Electrification : des variantes contrastées concernant les transferts d'usage vers l'électricité

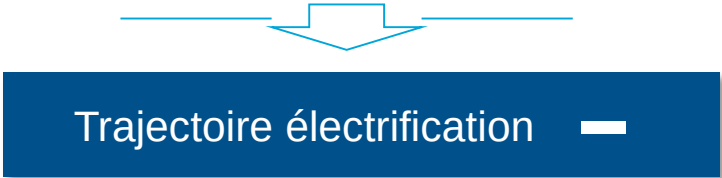
Une analyse de sensibilité concernant la trajectoire d'électrification sera réalisée, en prenant en considération :

- ① Des transferts d'usage plus rapides et/ou plus poussés que dans la trajectoire de référence



Trajectoire électrification +

- ② Des transferts d'usage inférieurs aux objectifs affichés par la SNBC, par exemple du fait d'inerties plus importantes que prévu ou d'un manque de compétitivité
 - Nécessite de définir quel vecteur remplace l'électricité pour atteindre malgré tout l'objectif de neutralité carbone



Trajectoire électrification -

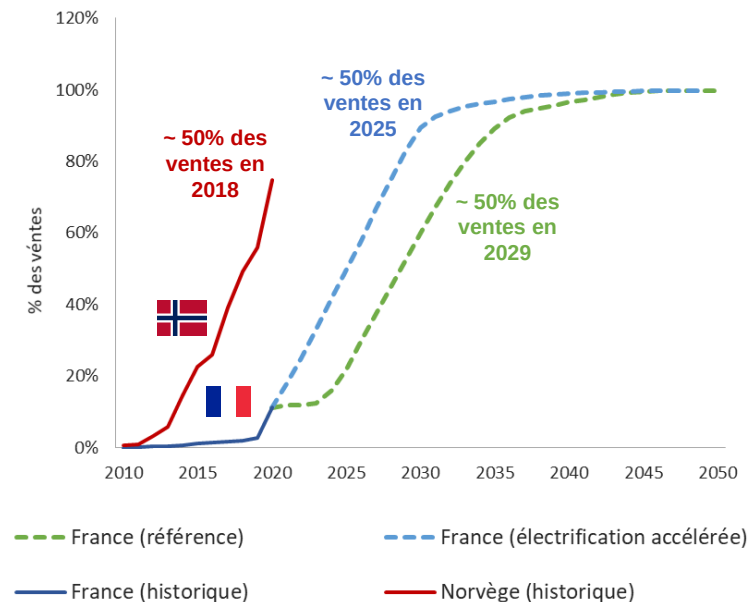
Électrification : une trajectoire d'électrification plus rapide étudiée, en lien avec des objectifs de décarbonation accélérés

L'accélération des transferts d'usage vers l'électricité constitue un levier important pour l'atteinte des **nouveaux objectifs 2030 de réduction des émissions** (-55% au niveau de l'Union européenne).

Parmi les différents transferts d'usages possibles (transports, bâtiments, fabrication d'hydrogène...), ceux dans les **transports** se prêtent par exemple bien à une accélération de la dynamique :

- du fait d'un taux de renouvellement du parc rapide (7% par an) ;
- du fait d'une dynamique positive enclenchée en 2020 ;
- du fait d'une relative efficacité économique comparé à d'autres actions (coûts d'abattement de la tonne de CO_{2e} relativement faibles).

Part des véhicules électriques (tout-électriques + hybrides rechargeables) dans les ventes de voitures particulières





Électrification : un impact sensible sur la consommation d'électricité même à moyen terme

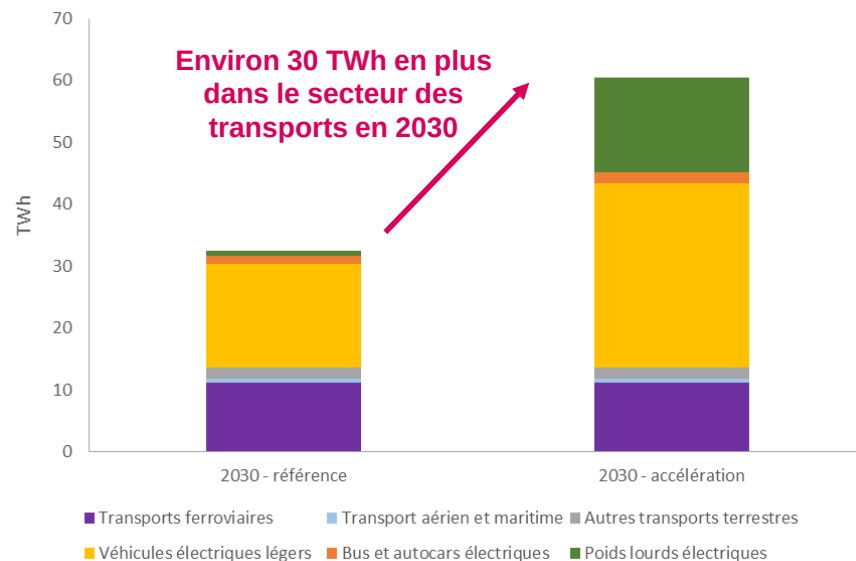
La trajectoire d'électrification élevée prend en compte :

- Une accélération des transferts de certains usages (notamment, mobilité légère)
- Une électrification plus rapide et également plus importante de la mobilité lourde
- Une électrification marginalement plus forte à moyen/long terme dans les secteurs résidentiel, industriel et tertiaire

Elle conduit à une consommation supplémentaire d'environ 40 TWh en 2030 (dont ~30 TWh dans le secteur des transports) et d'environ 60 TWh à l'horizon 2050, par rapport à la trajectoire de référence.

⇒ **Les conséquences de cette trajectoire (compatibilité avec les scénarios de mix, émissions de CO₂, etc.) feront partie des analyses**

Consommation électrique des transports à l'horizon 2030



Conso
en 2050

Evolutions
sectorielles

Trajectoire de référence	Variante sobriété	Variante réindustrialisation forte	Variante efficacité énergétique réduite	Variante électrification +/-	Variante hydrogène +
~ 645 TWh (y compris production d'hydrogène)	Entre 550 et 600 TWh	Entre 700 et 750 TWh	Entre 700 et 730 TWh	Entre 580 et 770 TWh	Entre 680 et 770 TWh
180 TWh 135 TWh 110 TWh 100 TWh 50 TWh	-- -- - -- -	+++ = + = +	+ ++ + + +	-- - - - -	= = = = +++
↓			↓		
Cadrage de référence pour la comparabilité des scénarios	Combinaisons possibles de scénarios de mix électrique et de trajectoires de demande pour identifier des stratégies d'ensemble cohérentes				

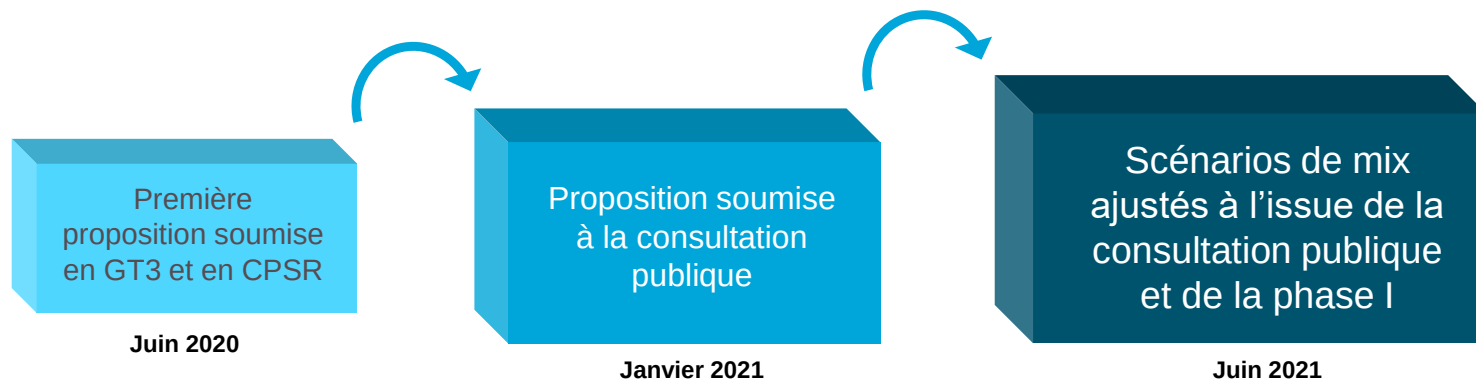


Présentation des scénarios de mix

Plusieurs itérations ont permis d'aboutir à une trajectoire stabilisée des filières de production dans chaque scénario de mix

Plusieurs itérations ont été nécessaires pour atteindre des trajectoires et des capacités de production définitives pour chaque scénario de mix. Ces ajustements intègrent :

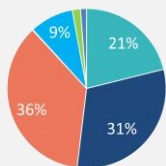
- **La prise en compte des retours des acteurs** (retours des participants en groupe de travail, contributions à la consultation publique, sessions de travail en bilatérale)
- **Les approfondissements progressifs de la modélisation et du bouquet de flexibilités mobilisable dans chaque scénario** (prise en compte des résultats de besoins de flexibilités, ajustements des parcs et des profils de consommation en Europe...)



6 scénarios principaux sur le mix précisés

■ Nucléaire existant ■ Nouveau nucléaire ■ Eolien terrestre
 ■ Eolien en mer ■ Photovoltaïque ■ Thermique
 ■ Hydraulique ■ Bioénergies ■ SMR
 ■ Hydrolien

M0 100% EnR en 2050



Photovoltaïque :
~208 GW (Soit x21)

Eolien terrestre :
~74 GW (soit x4)

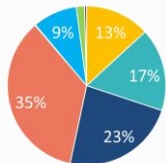
Eolien en mer :
~62 GW

Autres EMR :
~3 GW

Nucléaire existant :
0 GW

Nouveau nucléaire :
0 GW

M1 EnR diffuses sur le territoire



Photovoltaïque :
~200 GW (Soit x20)

Eolien terrestre :
~57 GW (soit x3,5)

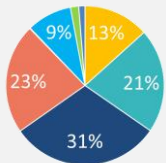
Eolien en mer :
~45 GW

Autres EMR :
~1 GW

Nucléaire existant :
16 GW

Nouveau nucléaire :
0 GW

M23 EnR grands parcs



Photovoltaïque :
~125 GW (Soit x11)

Eolien terrestre :
~72 GW (soit x4,2)

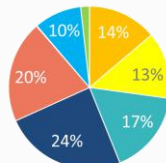
Eolien en mer :
~60 GW

Autres EMR :
~3 GW

Nucléaire existant :
16 GW

Nouveau nucléaire :
0 GW

N1 EnR + programme nouveau nucléaire 1



Photovoltaïque :
~110 GW (Soit x9)

Eolien terrestre :
~55 GW (soit x3,3)

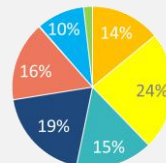
Eolien en mer :
~45 GW

Autres EMR :
0 GW

Nucléaire existant :
16 GW

Nouveau nucléaire :
13 GW
(soit 8 EPR)

N2 EnR + programme nouveau nucléaire 2



Photovoltaïque :
~90 GW (Soit x8)

Eolien terrestre :
~52 GW (soit x2,7)

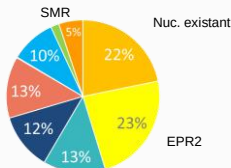
Eolien en mer :
~36 GW

Autres EMR :
0 GW

Nucléaire existant :
16 GW

Nouveau nucléaire :
23 GW
(soit 14 EPR)

N03 50% EnR – nucléaire en 2050



Photovoltaïque :
~70 GW (Soit x6)

Eolien terrestre :
~43 GW (soit x2,7)

Eolien en mer :
~22 GW

Autres EMR :
0 GW

Nucléaire existant :
24 GW

Nouveau nucléaire :
28 GW (soit 14 EPR
+ quelques SMR)

Hydraulique :
~29 GW

Bioénergie :
~2 GW

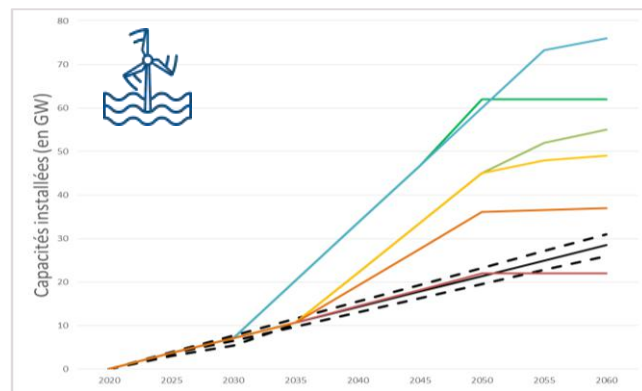
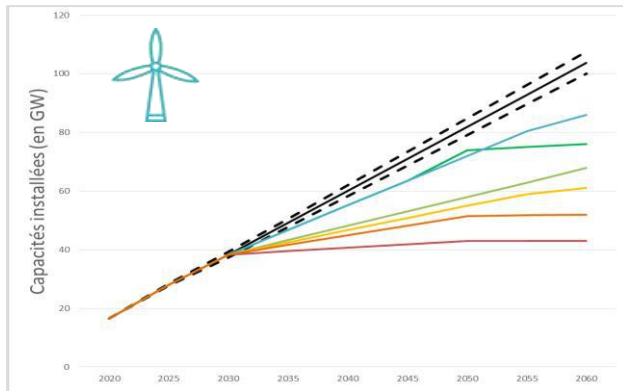
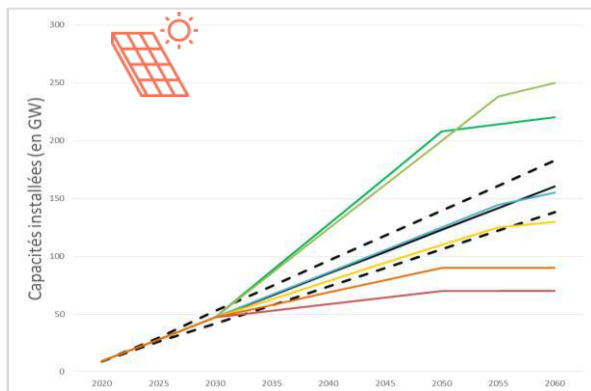
Thermique : selon
résultats simulations

Flexibilités : selon
résultats simulations

Des trajectoires de développement des énergies renouvelables qui divergent après 2030

- Jusqu'en 2030, le développement des EnR suit la **trajectoire médiane de la PPE dans tous les scénarios.**
- **Après 2030, l'éventail des rythmes de développement s'élargit**, avec des écarts pouvant aller du simple au quadruple, notamment pour le photovoltaïque
- **Le développement des EnR se ralentit ou stagne à partir de 2050 dans certains scénarios**, pour des raisons de contraintes sur les gisements (scénarios M) ou de moindre intérêt technico-économique (scénarios N)

Evolution des capacités installées des filières photovoltaïque et éolienne dans les scénarios



Légende : --PPE bas —PPE —PPE haut --Réaliste —M0 —M1 —M23 —N03 —N1 —N2

Rte Des rythmes de développement des EnR contrastés selon les scénarios

Les rythmes de développement des énergies renouvelables atteignent des niveaux :

- 1) Qui correspondent pour l'essentiel à des **rythmes déjà observés dans certains pays européens et sur certaines années**
- 2) ... mais qui sont, dans les scénarios les plus hauts, **très importants au regard des rythmes moyens** observés sur les dix dernières années en France et en Europe, notamment pour l'éolien en mer et le photovoltaïque

Historique du rythme de développement annuel sur 2009-2020 :

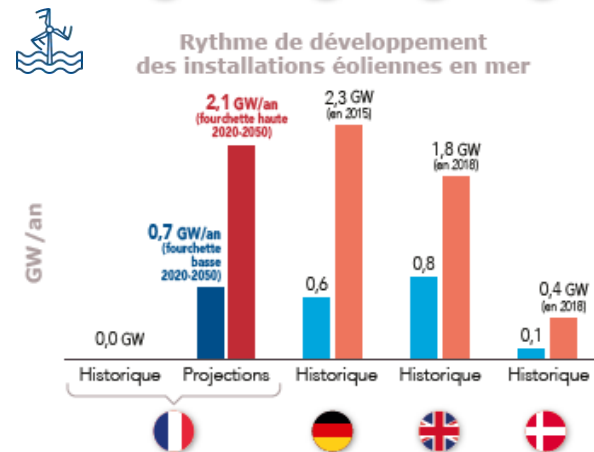
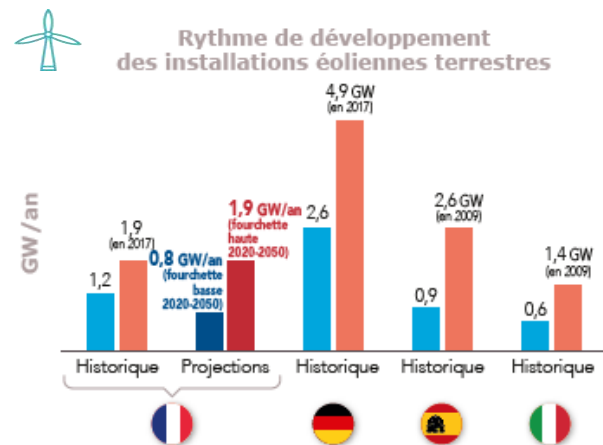
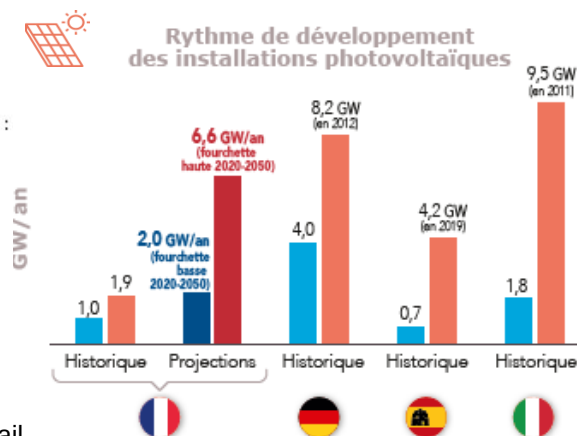
■ Rythme annuel moyen sur 2009-2020

■ Capacité max. installée sur 1 année

Projection du rythme de développement annuel moyen dans les scénarios 2020-2050 :

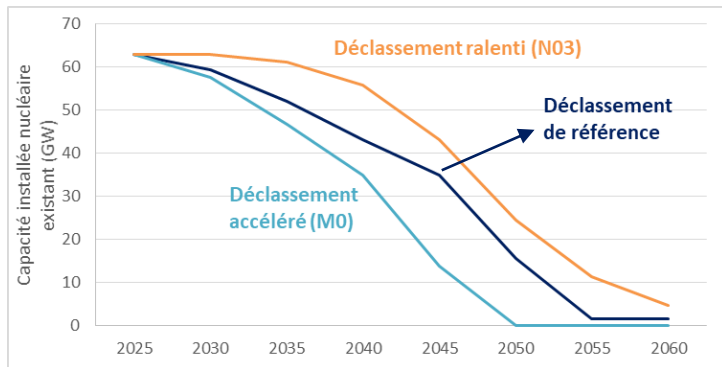
■ Rythme minimum

■ Rythme maximum

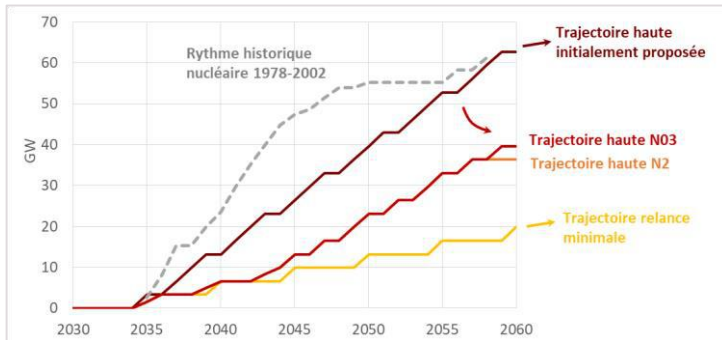


Des trajectoires d'évolution du nucléaire qui tiennent compte des capacités industrielles remontées par les acteurs de la filière

Trajectoires de déclassement du nucléaire existant

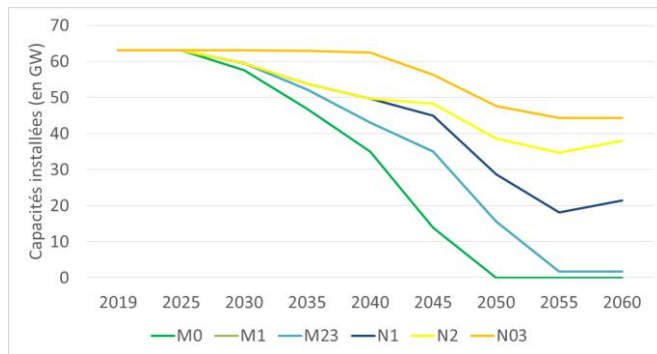


Trajectoires de développement (nouveaux EPR2)



- La trajectoire de développement des EPR suit une logique d'**installation par paires**. Les décisions de construction se prennent dès les années 2020, pour une première mise en service en 2035 au plus tôt, et une **montée en puissance progressive**.
- Le développement des EPR est similaire dans N2 et N03 (avec quelques gigawatts de SMR dans N03).
- **La trajectoire de déclassement ralenti au-delà de 60 ans est à affiner avec EDF et l'ASN.**

Evolution de la capacités nucléaires production du parc par scénario



Au-delà du cadrage initial, deux configurations alternatives seront étudiées de manière simplifiée pour faire état du débat public

Deux configurations alternatives seront également étudiées : présentation de trajectoires possibles et description des différents paris techniques, économiques, environnementaux et sociétaux associés

- Configuration de « sortie rapide du nucléaire » (non stabilisée)
 - Sortie du nucléaire vers 2030
 - Accélération forte du développement des énergies renouvelables (rythmes max)
 - Baisse de la consommation électrique impliquant des efforts importants de sobriété et d'efficacité, une moindre activité économique et une moindre électrification
 - Maintien d'un socle thermique pour la production d'électricité
- Configuration de « moratoire sur les EnR et de part très élevée du nucléaire » (non stabilisée)
 - Pas de nouvelles installations EnR au-delà de 2025
 - Pas de fermeture anticipée des réacteurs nucléaires existants
 - Relance d'un programme nucléaire massif (plusieurs dizaines d'EPR), nécessitant de mobiliser des capacités industrielles dans les pays voisins (Europe de l'Est et Asie)
 - Maintien d'un socle thermique pour couvrir l'alimentation en électricité



4

Premiers résultats sur l'analyse des besoins de flexibilités pour l'équilibre offre-demande

Des premiers résultats présentés sur les besoins de flexibilité pour l'équilibre offre-demande et les réserves

- L'analyse technique reprend les **axes de travail présentés dans le rapport RTE-AIE**
- Des premiers éléments sur les besoins pour la sécurité d'approvisionnement et les réserves sont présentés aujourd'hui, **sur la base de simulations provisoires**, notamment pour les scénarios N2 et M23 (mais tous les scénarios seront traités de manière systématique)

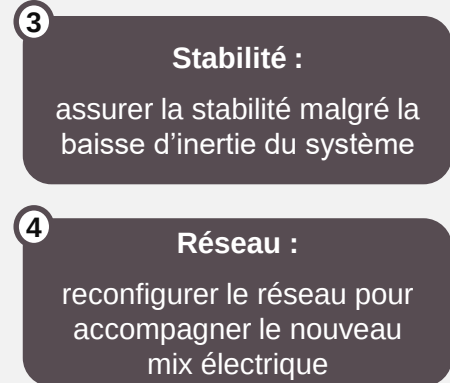
➤ **Quels besoins de capacités pour assurer la sécurité d'approvisionnement selon le critère actuel ?**

➤ **Quels besoins additionnels en cas de modification du critère ?**

➤ **Quels besoins de capacités flexibles pour assurer l'équilibrage court terme ?**



*Analyses en cours
(résultats présentés ultérieurement)*

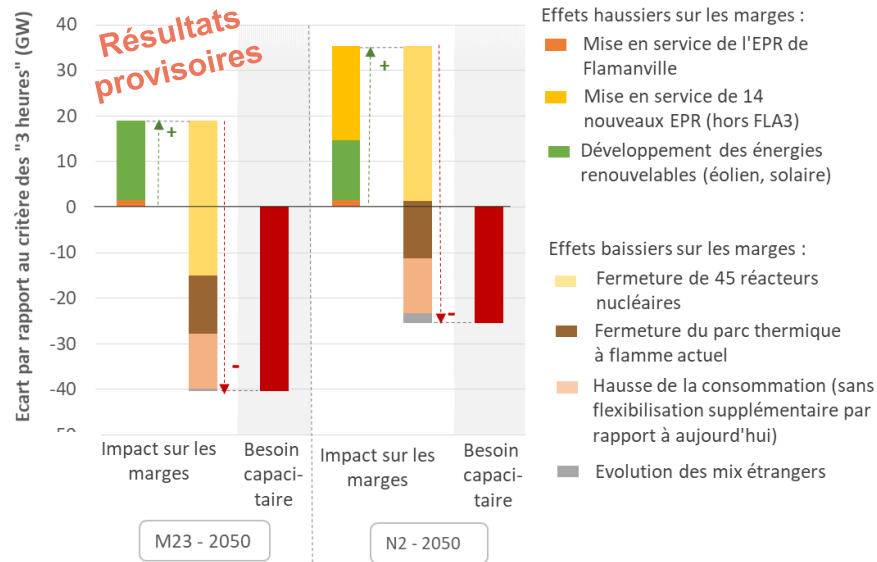


Des besoins de flexibilité importants pour respecter le critère de sécurité d'approvisionnement actuel (critère des « 3 heures »)

Dans tous les scénarios, les **besoins en capacité** pour assurer la sécurité d'approvisionnement sont **importants**, sous l'effet de plusieurs facteurs :

- **Réduction forte de la capacité du parc pilotable** (nucléaire et thermique), remplacée au moins en partie par de la production EnR variable ;
 - **Hausse de la consommation** d'électricité (avant prise en compte des possibilités de flexibilité supplémentaire de la demande)
- Le maintien du critère de dimensionnement actuel implique un besoin de nouvelles capacités de flexibilités dans tous les scénarios :
- **d'environ 15 à 35 GW dans le scénario N2 en 2050**
 - **d'environ 30 à 50 GW dans le scénario M23 en 2050**

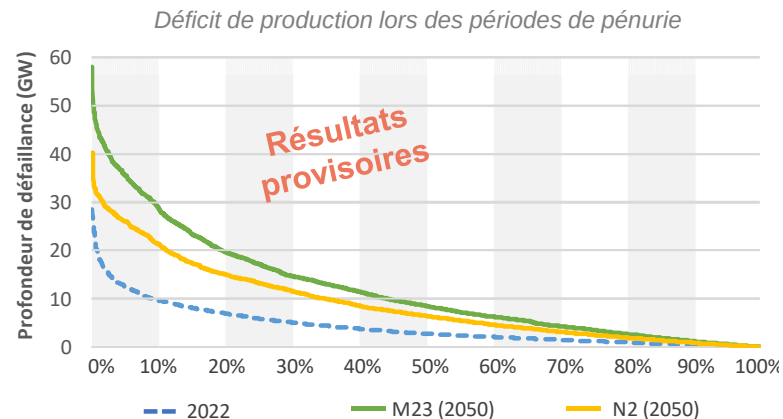
Besoins capacitaires à l'horizon 2050 dans M23 et N2 en 2050 pour maintenir le critère de sécurité d'approvisionnement actuel



Un dimensionnement fondé sur le critère actuel conduirait à une baisse de niveau de service pour les consommateurs

Dans tous les scénarios, pour un dimensionnement du système selon le critère actuel des 3 heures , **les épisodes de déficit de production seraient beaucoup plus marqués** (sous l'effet de la plus grande variabilité de la production et des capacités d'imports disponibles) :

- Une dizaine de GW de déficit moyen lors des situations de pénurie (et quelques GW de moins dans N2 par rapport à M23), contre ~4 GW actuellement ;
- Soit un **quasi-triplement des pénuries** subies par les consommateurs ("énergie non distribuée")



→ Un critère à redéfinir pour dimensionner le système électrique à l'horizon 2050

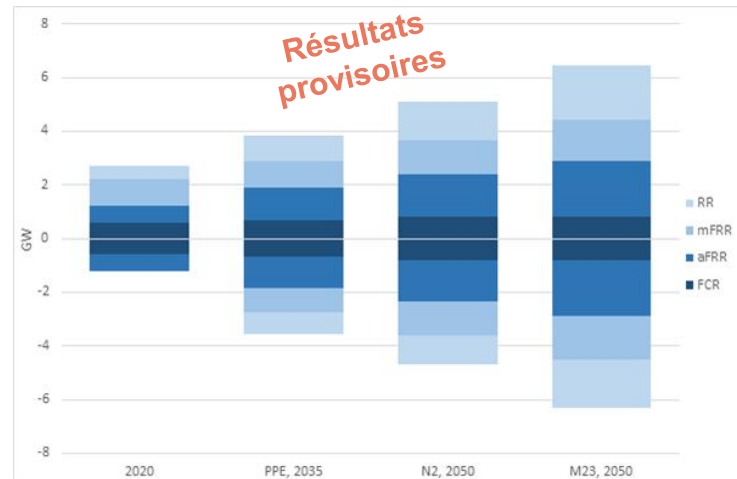
Une première approche pourrait consister à dimensionner le système pour **maintenir le même niveau de risque de coupure pour les consommateurs** (en énergie, non en fréquence)

→ Cette approche correspondrait à un critère de durée de défaillance de ~1h/an et nécessiterait **5 à 10 GW de capacités supplémentaires par rapport à un dimensionnement sur le critère des « 3 heures »**

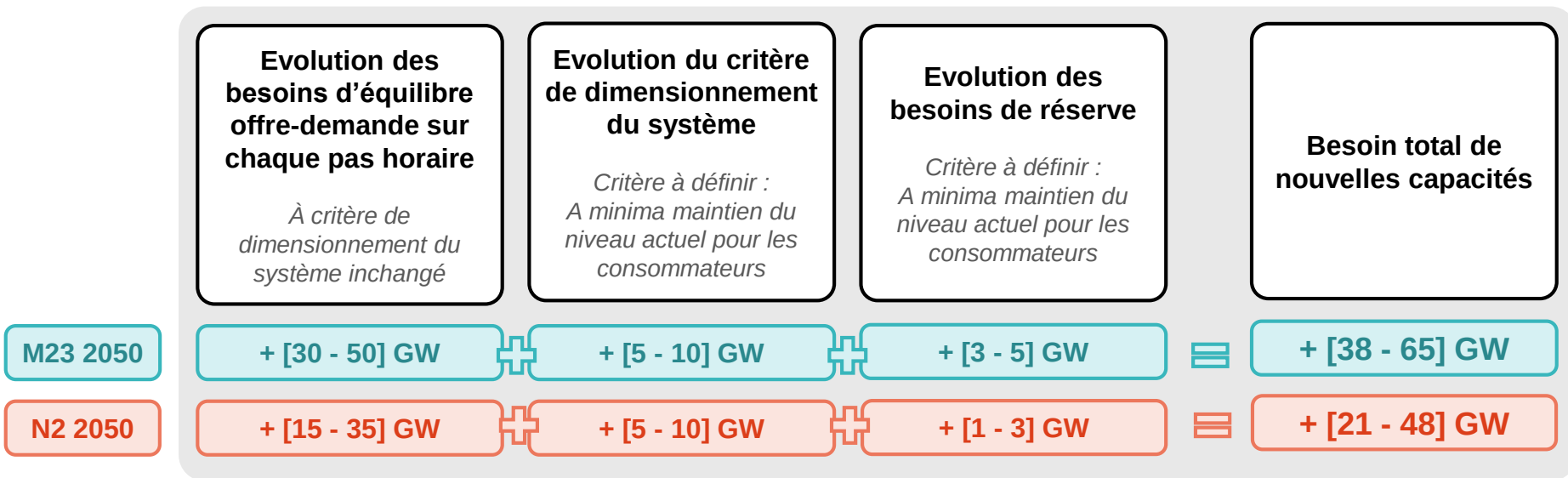
Des besoins de réserve qui augmentent sous l'effet du développement des EnR variables

- Les besoins actuels de réserve « à la hausse » sont principalement dimensionnés sur les risques d'arrêt brutal de grands groupes de production et les aléas sur la consommation. Ils représentent de l'ordre de 3 GW
 - Les incertitudes de court terme sur la production augmenteront avec le développement des EnR du fait (i) d'une production partiellement observable (notamment PV) et (ii) d'erreurs de prévision incompressibles
 - Des solutions en cours d'élaboration permettront de limiter la hausse des besoins de réserve : augmentation de l'observabilité, amélioration de des techniques de prévision, obligations de participation à l'équilibrage
- Un besoin de réserve qui devrait **augmenter de quelques gigawatts** dans les différents scénarios

Evolution des besoins de réserve pour l'équilibrage court terme du système électrique



Rte Synthèse des premiers résultats sur les besoins de flexibilité



→ Des **besoins massifs, dans tous les scénarios**, mais contrastés

Une évaluation des « bouquets de flexibilité » permettant de couvrir les besoins identifiés dans chaque scénario

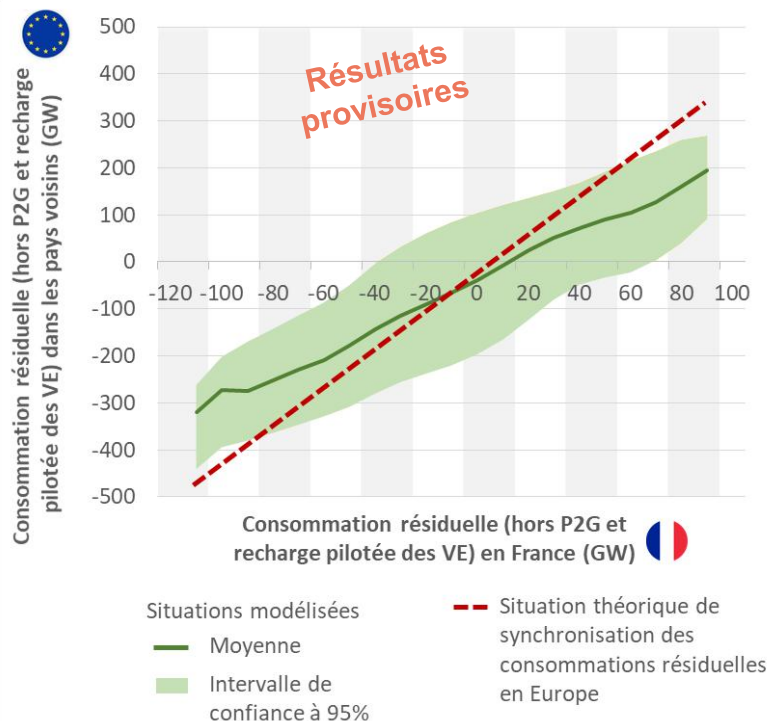
- **Différents leviers possibles** peuvent être mobilisés pour couvrir les besoins en flexibilité :
 - Nouvelles interconnexions
 - Flexibilités sur la consommation (effacements industriels, VE, ECS, ...)
 - Production thermique à partir de combustibles décarbonés (H₂ vert, biogaz, méthane de synthèse, etc.)
 - Stockage (batteries stationnaires, STEP, etc.)
- Un principe de sélection des différents leviers fondé sur une optimisation économique qui permet d'identifier les leviers les plus pertinents, en fonction de leurs caractéristiques/contraintes
- ... mais en intégrant d'**autres considérations**, comme l'acceptabilité sociétale, **notamment sur le pilotage des usages dans le résidentiel**
- Un traitement de certains leviers sous forme de variantes

	Leviers de flexibilité	Horizon temporel			
		Inter-annuel	Saisonnier/ inter-hebdomadaire	Hebdomadaire	Journalier
Interconnexions	Interconnexions	✓	✓	✓	✓
Consommation	Effacements de consommation			✓	✓
	Pilotage de la recharge des VE			✓	✓
	Pilotage de l'ECS				✓
	Flexibilité des électrolyseurs	✓	✓	✓	✓
Stockage et production	Capacités thermiques décarbonées	✓	✓	✓	✓
	Batteries			✓	✓
	Reservoirs hydraulique		✓	✓	✓
	STEP			✓	✓

Interconnexions : des capacités d'échange qui permettent de tirer profit du foisonnement des aléas sur la consommation et la production

- Les consommations et productions dans les pays européens ont des profils différents et sont soumis à des **aléas qui ne sont pas systématiquement corrélés** (notamment sur l'éolien)
- **Les interconnexions permettent de tirer profit de ce foisonnement** et réduisent le besoin en capacités pilotables en Europe. Un effet potentiel au niveau européen de plus de 100 GW
- **L'essentiel de l'effet provient essentiellement du foisonnement des régimes de vent** et des aléas et profils sur la consommation

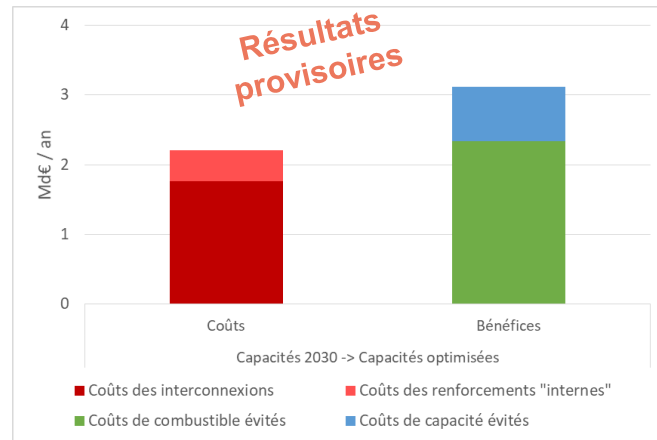
Corrélation de la consommation résiduelle en France et des pays voisins en 2050 (scénario M23)



Interconnexions : un développement poussé des interconnexions présente un intérêt économique dans tous les scénarios

- Les interconnexions permettent d'optimiser la production à l'échelle de l'Europe et de limiter le besoin de capacités pour assurer la sécurité d'approvisionnement
 - Dans tous les scénarios, il est économiquement pertinent de développer massivement les interconnexions, à un rythme accéléré (~1,3 GW/an, ~50-60 GW en 2060)
 - Mais un tel développement présente des incertitudes : capacités à déployer les projets, coûts, augmentation de l'interdépendance des pays entre eux, acceptation politique, prise en compte des coûts des réseaux amont ...
- A ce stade, une trajectoire plus prudente que l'optimum technico-économique « brut » est retenue (près de 45 GW de capacité d'import en 2050), commune à tous les scénarios
- Des analyses de sensibilités permettent de tester l'impact de ce paramètre-clé

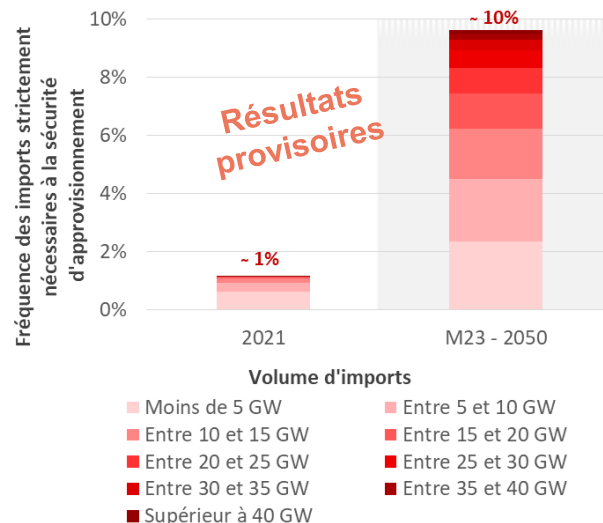
Coûts et bénéfices associés au développement des interconnexions (post-2030) entre la France et ses voisins dans une trajectoire reposant sur une pure optimisation économique



Interconnexions : l'optimisation économique à la maille européenne accroît l'interdépendance des systèmes électriques nationaux

- Le développement des interconnexions permet d'éviter la construction de moyens pilotables en France pour ~15 GW
- ... mais induit un **accroissement de la dépendance du système électrique français aux imports**, avec une **augmentation des situations** (en matière de fréquence et de puissance) où la sécurité d'approvisionnement françaises **repose nécessairement sur les imports**
- Cette situation de dépendance de la France aux pays voisins est réciproque et signifie une maîtrise partagée au niveau européen du pilotage du système et de la sécurité d'approvisionnement

Occurrence et profondeur des situations de dépendance du système électrique français aux imports d'électricité



→ Bien que cette « dépendance » sur l'approvisionnement en électricité augmente sensiblement dans les configurations 2050 simulées, **elle ne porterait que sur ~10% de temps et reste bien inférieure à la dépendance du système énergétique aux imports de combustibles aujourd'hui**

Flexibilité de la demande : un levier important pour limiter la construction de moyens « physiques »

- L'électrification de certains usages (transport notamment) offre un gisement de flexibilité important sur la demande d'électricité
 - ... cependant, le développement de ces flexibilités ne dépendra pas que de l'intérêt économique pour la collectivité mais aussi de l'appétence des consommateurs, la facilité d'adoption des solutions de pilotage, de la perception des impacts et des bénéfices potentiels pour les consommateurs
 - Par ailleurs, les coûts associés à certains leviers font l'objet de fortes incertitudes (p.e. la généralisation du pilotage des recharges des VE, du véhicule-to-grid, etc..)
- Une hypothèse commune à tous les scénarios est considérée : l'hypothèse est construite « sans pari d'acceptabilité et sans pari technologique »
- Un intérêt confirmé pour le système électrique – dans tous les scénarios – d'aller plus loin dans la flexibilisation des usages même avec des dispositifs simples (asservissements HP/HC, etc.)

Principales hypothèses sur la flexibilité de la conso dans la configuration basse

Véhicules électriques

50% de recharge non pilotée
40% de pilotage tarifaire
7% de recharge piloté dynamiquement
3% de recharge avec V2G

Eau chaude sanitaire

60% de pilotage tarifaire statique
Déplacement des périodes tarifaires vers le milieu de journée

Effacements industrie (dont H2) et tertiaire

~ 6 GW d'effacement hors H₂
Electrolyseurs flexibles

Batteries : dans les scénarios à fort taux d'EnR, les batteries stationnaires pourront jouer un rôle mais sont en concurrence avec d'autres solutions (flexibilité de la demande...)

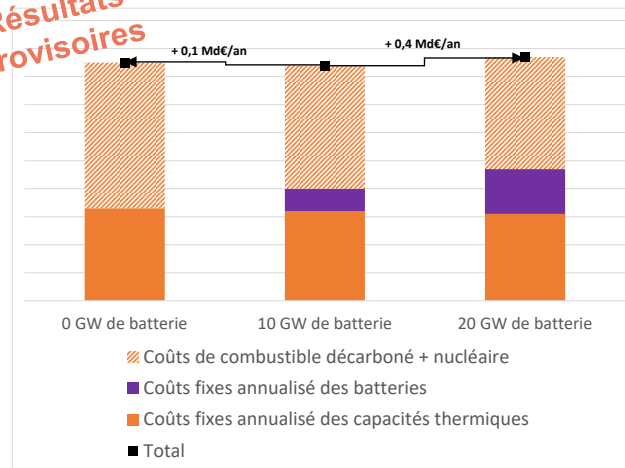
- Les batteries stationnaires ont aujourd'hui essentiellement un espace économique lié à la fourniture de réserves, qui pourra augmenter légèrement à horizon 2050 mais restera limité par la taille des réserves
- Les batteries permettent en outre de gérer les effets de la variabilité journalière voire hebdomadaire de la consommation et de la production...
- ... mais **elles sont en concurrence avec l'ensemble leviers de flexibilité** : pilotage de la recharge des VE, de l'ECS, des électrolyseurs, thermique décarboné...

Conséquences :

- Un développement économiquement rationnel **qui peut se situer dans une fourchette [0 - 20 GW/ 0 - 80 GWh]** dans un scénario type M23
- Un développement ambitieux des flexibilités sur la consommation **conduirait à limiter fortement** voire d'annuler le besoin de batteries stationnaires

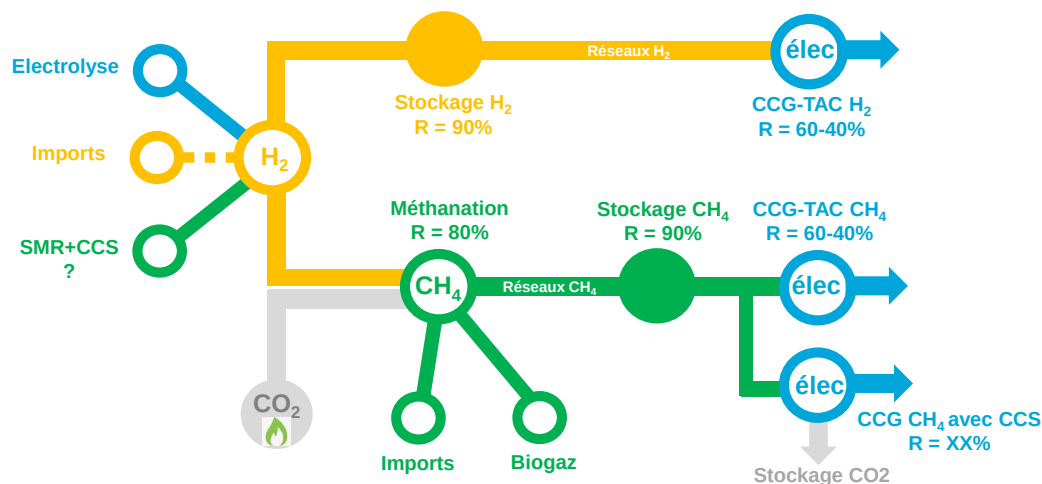
Coûts annualisé des capacités nécessaires, en fonction de la capacité installée en batterie (M23 2050 – France isolée)

Résultats provisoires



Thermique décarboné : dans les scénarios à fort taux d'EnR, un socle minimal de production thermique décarbonée est nécessaire

- Dans les scénarios à fort taux d'EnR, le développement (ou conversion) de capacités thermiques décarbonées apparaît nécessaire, notamment pour fournir de la flexibilité sur des échéances longues (ce que ne permettent pas les autres flexibilités comme le pilotage des usages ou les batteries). Les besoins sont :
 - **Importants en termes de capacité installée** : 10-30 GW dans les scénarios à fort taux d'EnR...
 - Mais pour **des volumes de production électrique limités** : 5 à 10 TWh_{elec} voire jusqu'à 20 à 30 TWh_{elec} dans des configurations particulièrement défavorables (faible développement des interconnexions + faible développement des flexibilités en Europe, etc.)
- Plusieurs solutions possibles pour l'approvisionnement en gaz décarboné :
 - Biogaz produit en France
 - Hydrogène ou méthane de synthèse produit en France → Rétroaction sur le dimensionnement du mix électrique
 - Hydrogène ou méthane décarboné importés



Des analyses qui permettent d'affiner progressivement les « bouquets de flexibilité » possibles dans chaque scénario

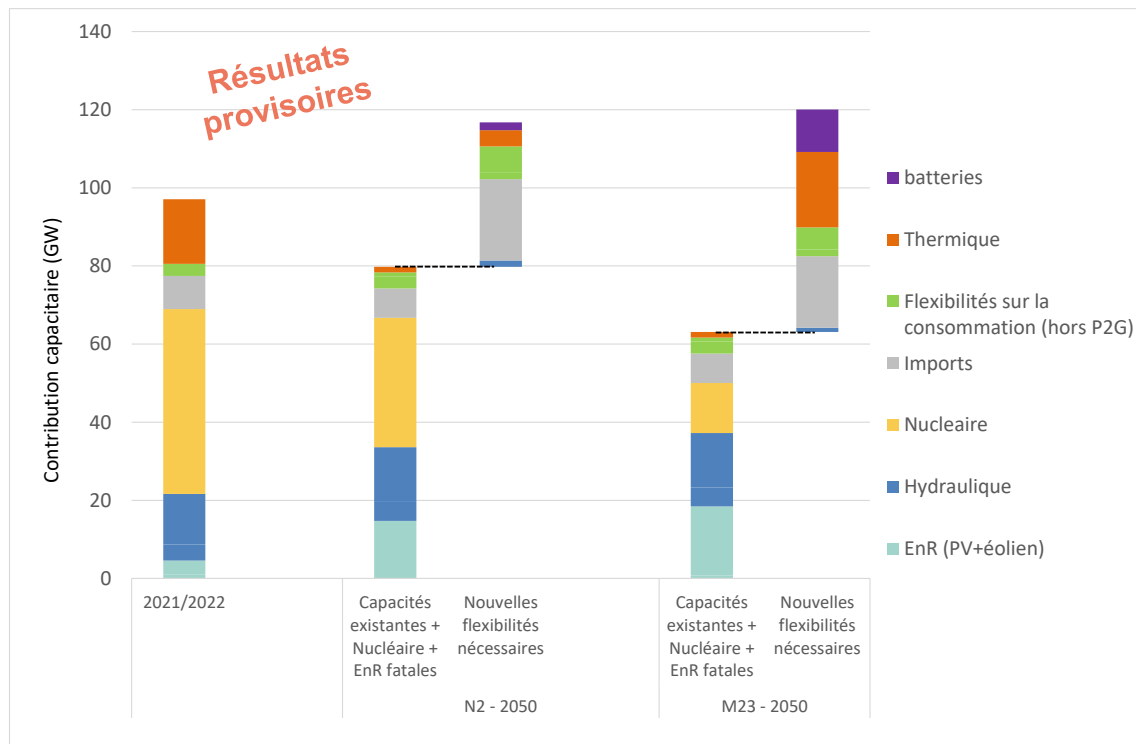
Les analyses permettent de **décrire des « bouquets de flexibilités » à l'horizon 2050** (exemples ci-joint pour M23 et N2)

La composition fine de ces bouquets est sensible à de nombreuses hypothèses (coûts, gisements, acceptabilité)

La configuration ci-jointe intègre:

- Un principe de rationalité économique
- Une approche prudente sur le développement des flexibilités de consommation et un rythme de développement des interconnexions en retrait par rapport à l'optimum « brut »

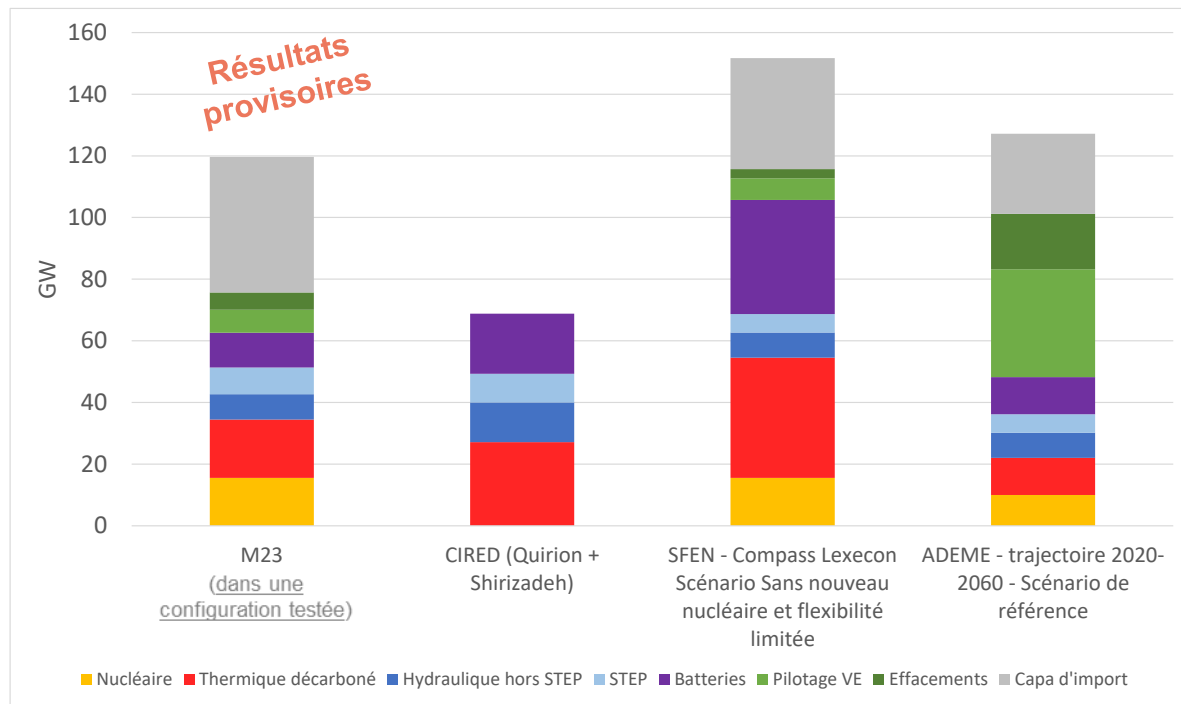
Contribution capacitaire des différents leviers contribuant à la sécurité d'approvisionnement à l'horizon 2050



Des besoins de flexibilité pour garantir l'équilibre offre-demande qui se situent dans la fourchette de ceux identifiés par ailleurs

- Les besoins de capacités flexibles pour la sécurité d'approvisionnement dans des scénarios à forte part EnR **diffèrent nettement selon les études**
- Un **socle de thermique décarboné** identifié dans toutes les études pour des scénarios type M23
- Des choix divers sur les possibilités de développement du pilotage de la demande et des interconnexions qui influent sur le besoin d'autres leviers de flexibilité

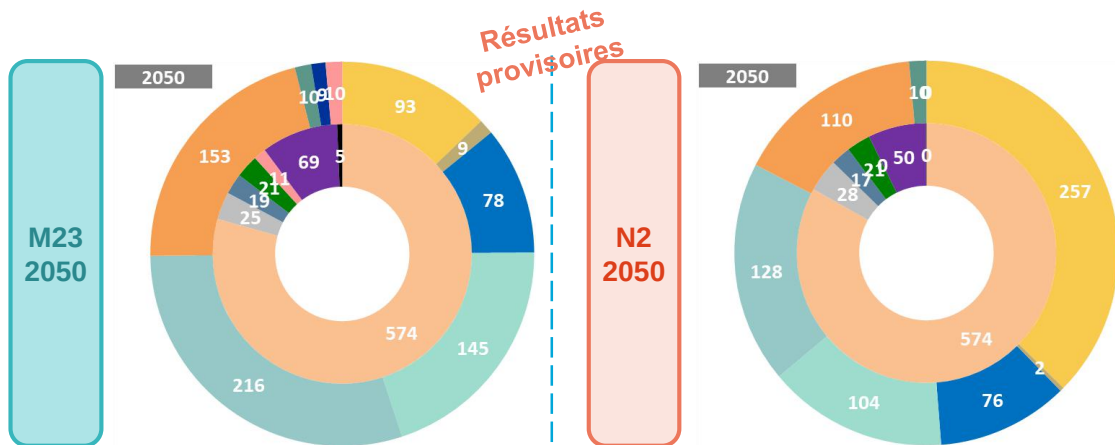
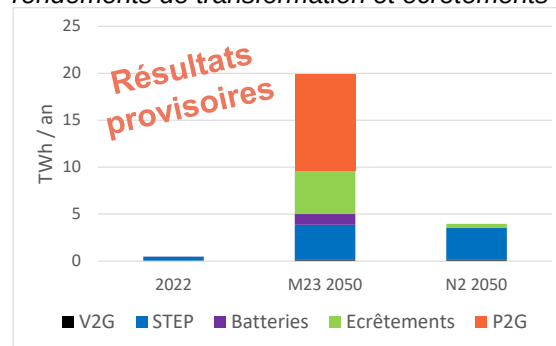
Puissance installée de production commandable et leviers de flexibilités (y.c. capacités d'import) dans différentes études et la configuration étudiées de M23 – horizon 2050



L'analyse détaillée du fonctionnement des scénarios se poursuit et s'affinera progressivement avec les prochains « runs »

- Le scénario M23 est marqué par des **pertes de productible électrique** légèrement plus importantes que dans le scénario N2 (du fait des conversions pour les différentes formes de stockage et écrêtements de production EnR)
- Au total, de l'ordre de la dizaine voire vingtaine de TWh de production perdue dans M23 en 2050, contre seulement quelques TWh dans N2
- Les scénarios sont progressivement ajustés pour tenir compte de ces enseignements

Pertes de production (en moyenne) dans les rendements de transformation et écrêtements



Demande

- Consommation (incl. recharge VE naturelle et pilotée)
- Solde exportateur
- Pompage STEP
- Recharge VE pilotée
- Recharge batteries
- Power-to-gas
- Énergie écrêtée

Offre

- Nucléaire
- Thermique
- Hydraulique
- Éolien terrestre
- Éolien en mer
- Solaire PV
- Bioénergies
- Énergies marines
- Injection batteries



Prochaines étapes

Rappel des prochains GT :

- **01/07** : Réunion GT2 / GT5
sobriété: dynamiques et impacts sur les trajectoires de consommation
- **09/07** : Réunion GT3 / GT7 / GT8
premiers résultats sur les besoins de flexibilité et l'analyse de sécurité d'approvisionnement des scénarios
- **13/07** : Réunion GT6 (environnement)
point d'étape des travaux d'analyse environnementale
- **Septembre** : Réunion GT9 (coûts) à programmer

Merci de votre attention

**Tour de table :
remarques et questions-réponses**