



# Commission perspectives système et réseau

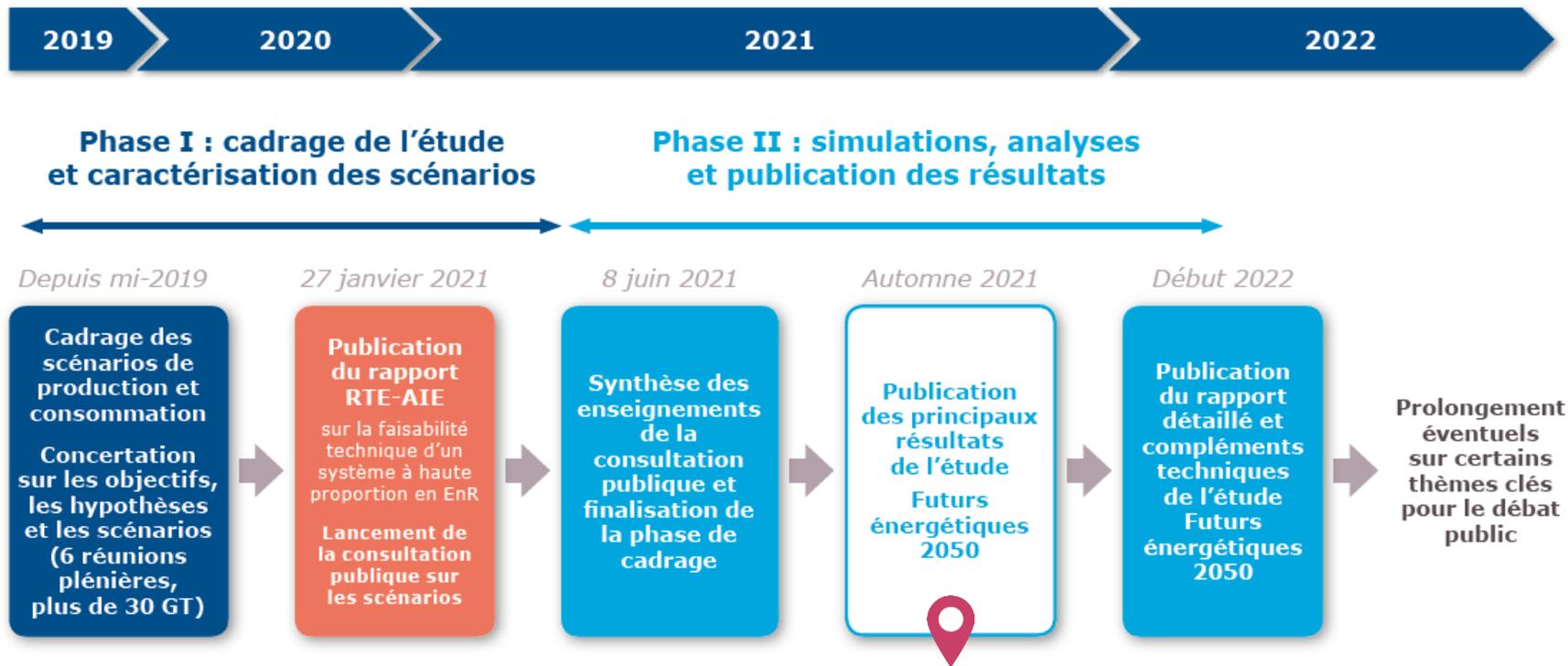
*Réunion plénière du 8 octobre 2021*

- ① **Le dispositif de publication de l'étude**
- ② **Les ajustements suite aux derniers GT**
- ③ **Le référentiel de coûts actualisé**



# **Dispositif de publication de l'étude « Futurs énergétiques 2050 »**

# La séquence de publication de l'étude



 **Les principaux résultats des *Futurs énergétiques 2050* seront publiés le 25 octobre 2021**



Un résumé pour les décideurs,  
accessible au grand public  
(environ 50 pages)

Un rapport de présentation des  
principaux résultats  
(environ 450 pages)

# La publication d'octobre contiendra un grand nombre de résultats, qui seront complétés au premier trimestre 2022

Publication des principaux résultats de l'étude Futurs énergétiques 2050

1

## Technique



- ✓ Description et analyse des **trajectoires de consommation**
- ✓ Description et analyse des **scénarios de mix**
- ✓ Analyse des **configurations alternatives**
- ✓ Analyse technique **préliminaire** des appariements avec scénarios sobriété et réindustrialisation profonde
- ✓ Premiers éléments des **effets du climat (RCP 4.5 et 8.5)** sur les moyens de production et la consommation

2

## Economique



- ✓ **Coûts annualisés** par filière
- ✓ **Coûts complets (CAPEX + coûts annualisés)** des scénarios de mix (trajectoire de consommation de référence) et sensibilité des différentes paramètres
- ✓ Premiers éléments économiques sur certaines **variantes de consommation**

3

## Environnemental



- ✓ Analyse CO<sub>2</sub> **sur la trajectoire et en empreinte**
- ✓ Analyse des impacts sur **l'occupation des sols**
- ✓ Restitution des enjeux autour de la **consommation de matières premières**
- ✓ Restitution des enjeux autour des **déchets nucléaires**

4

## Sociétal



- ✓ Restitution des enjeux d'**acceptabilité des actifs de production, sobriété énergétique et flexibilité de la demande**



- **ATTENTION** : le travail des *Futurs énergétiques 2050* consiste à être explicite sur ces dimensions, non à se prononcer sur leur réalisme ou leur désirabilité

# 6 scénarios principaux sur le mix précisés - 2050

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

	M0 100% EnR en 2050	M1 EnR diffuses sur le territoire	M23 EnR grands parcs	N1 EnR + programme nouveau nucléaire 1	N2 EnR + programme nouveau nucléaire 2	N03 50% EnR – nucléaire en 2050
Mix électrique en 2050						
Capacités installées en 2050	<ul style="list-style-type: none"> <li> Photovoltaïque : <b>208 GW</b></li> <li> Eolien terrestre : <b>74 GW</b></li> <li> Eolien en mer : <b>62 GW</b></li> <li> Energies marines: <b>3 GW</b></li> <li> Nucléaire existant : <b>0 GW</b></li> <li> Nouveau nucléaire : <b>0 GW</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li> Photovoltaïque : <b>214 GW</b></li> <li> Eolien terrestre : <b>59 GW</b></li> <li> Eolien en mer : <b>45 GW</b></li> <li> Energies marines: <b>1 GW</b></li> <li> Nucléaire existant : <b>16 GW</b></li> <li> Nouveau nucléaire : <b>0 GW</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li> Photovoltaïque : <b>125 GW</b></li> <li> Eolien terrestre : <b>72 GW</b></li> <li> Eolien en mer : <b>60 GW</b></li> <li> Energies marines: <b>3 GW</b></li> <li> Nucléaire existant : <b>16 GW</b></li> <li> Nouveau nucléaire : <b>0 GW</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li> Photovoltaïque : <b>118 GW</b></li> <li> Eolien terrestre : <b>58 GW</b></li> <li> Eolien en mer : <b>45 GW</b></li> <li> Energies marines: <b>0 GW</b></li> <li> Nucléaire existant : <b>16 GW</b></li> <li> Nouveau nucléaire : <b>13 GW (soit 8 EPR)</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li> Photovoltaïque : <b>90 GW</b></li> <li> Eolien terrestre : <b>52 GW</b></li> <li> Eolien en mer : <b>36 GW</b></li> <li> Energies marines: <b>0 GW</b></li> <li> Nucléaire existant : <b>16 GW</b></li> <li> Nouveau nucléaire : <b>23 GW (soit 14 EPR)</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li> Photovoltaïque : <b>70 GW</b></li> <li> Eolien terrestre : <b>43 GW</b></li> <li> Eolien en mer : <b>22 GW</b></li> <li> Energies marines: <b>0 GW</b></li> <li> Nucléaire existant : <b>24 GW</b></li> <li> Nouveau nucléaire : <b>27 GW (soit 14 EPR + quelques SMR)</b></li> </ul>

Hydraulique (hors STEP) : ~22 GW

Bioénergie : ~2 GW

Thermique : selon résultats simulations

Flexibilités : selon résultats simulations

# 6 scénarios principaux sur le mix précisés - 2060

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

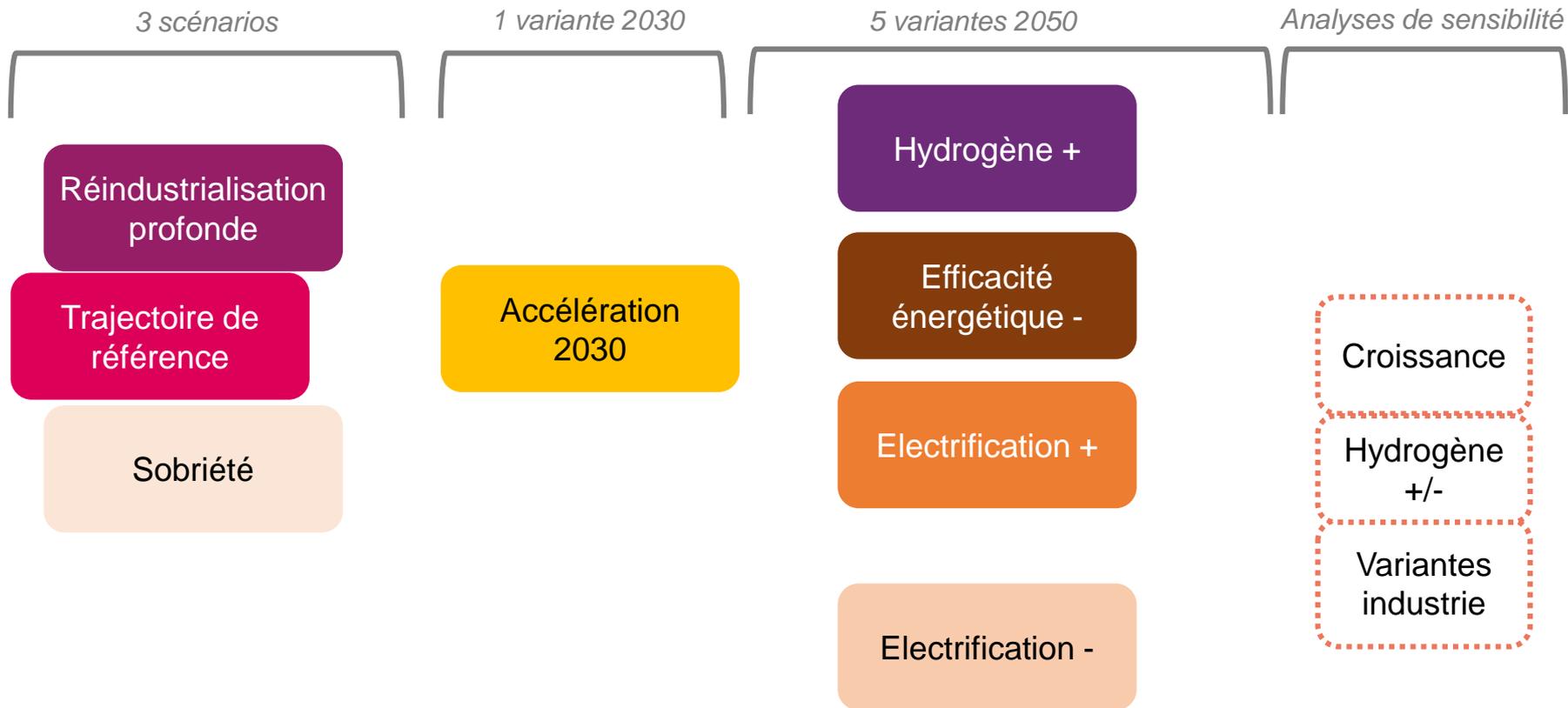
	M0 100% EnR en 2050	M1 EnR diffuses sur le territoire	M23 EnR grands parcs	N1 EnR + programme nouveau nucléaire 1	N2 EnR + programme nouveau nucléaire 2	N03 50% EnR – nucléaire en 2050
Mix électrique en 2050						
Capacités installées en 2050	<p> Photovoltaïque : <b>220 GW</b></p> <p> Eolien terrestre : <b>76 GW</b></p> <p> Eolien en mer : <b>62 GW</b></p> <p> Energies marines: <b>4 GW</b></p> <p> Nucléaire existant : <b>0 GW</b></p> <p> Nouveau nucléaire : <b>0 GW</b></p>	<p> Photovoltaïque : <b>262 GW</b></p> <p> Eolien terrestre : <b>71 GW</b></p> <p> Eolien en mer : <b>57 GW</b></p> <p> Energies marines: <b>1 GW</b></p> <p> Nucléaire existant : <b>1,6 GW</b></p> <p> Nouveau nucléaire : <b>0 GW</b></p>	<p> Photovoltaïque : <b>150 GW</b></p> <p> Eolien terrestre : <b>84 GW</b></p> <p> Eolien en mer : <b>76 GW</b></p> <p> Energies marines : <b>4 GW</b></p> <p> Nucléaire existant : <b>1,6 GW</b></p> <p> Nouveau nucléaire : <b>0 GW</b></p>	<p> Photovoltaïque : <b>139 GW</b></p> <p> Eolien terrestre : <b>66 GW</b></p> <p> Eolien en mer : <b>53 GW</b></p> <p> Energies marines : <b>0 GW</b></p> <p> Nucléaire existant : <b>1,6 GW</b></p> <p> Nouveau nucléaire : <b>20 GW</b> (soit 12 EPR)</p>	<p> Photovoltaïque : <b>93 GW</b></p> <p> Eolien terrestre : <b>53 GW</b></p> <p> Eolien en mer : <b>37 GW</b></p> <p> Energies marines: <b>0 GW</b></p> <p> Nucléaire existant : <b>1,6 GW</b></p> <p> Nouveau nucléaire : <b>36 GW</b> (soit 22 EPR)</p>	<p> Photovoltaïque : <b>70 GW</b></p> <p> Eolien terrestre : <b>43 GW</b></p> <p> Eolien en mer : <b>25 GW</b></p> <p> Energies marines <b>0 GW</b></p> <p> Nucléaire existant : <b>5 GW</b></p> <p> Nouveau nucléaire : <b>46 GW</b> (EPR et SMR)</p>

**Hydraulique (hors STEP) : ~22 GW**
**Bioénergie : ~2 GW**
**Thermique : selon résultats simulations**
**Flexibilités : selon résultats simulations**

Mix électrique en 2050

Capacités installées en 2050

# Rte L'étude présente un dispositif complet sur la consommation







2

# Les ajustements suite aux derniers GT

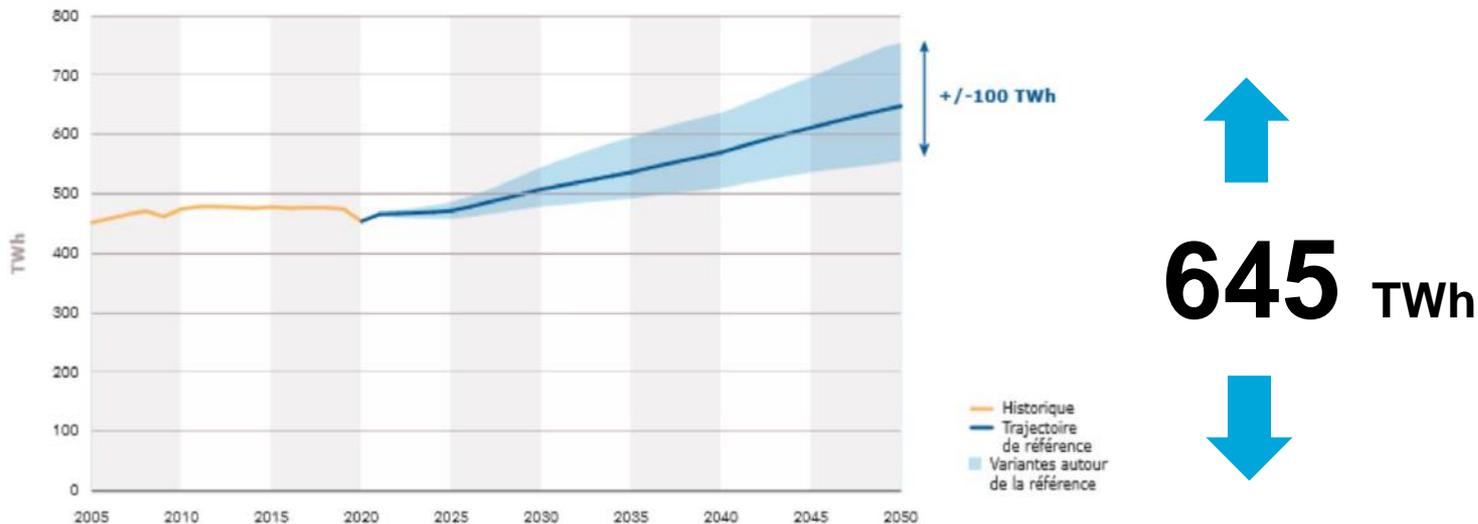


**2.1**

# Consummation



## La restitution des analyses de consommation portera sur trois scénarios clés (dont la trajectoire de référence)



RTE a analysé précisément, en énergie et en puissance, différentes trajectoires autour du scénario de référence, calé à 645 TWh à l'issue de la consultation publique.

# Le scénario de « réindustrialisation profonde » est désormais consolidé

*Bilan de la consultation publique*

*Rapport d'octobre*

[720-750 TWh]



**750 TWh**

- L'enjeu de la réindustrialisation et de la lutte contre les fuites de carbone est central dans l'étude.
- Le scénario de réindustrialisation a fait l'objet de **plusieurs adaptations** pour refléter au mieux la vision des industriels (p.ex., intégration d'une hausse de la production d'hydrogène par électrolyse)
- Les trajectoires de décarbonation des industriels sont compatibles avec le scénario « réindustrialisation profonde » de RTE.

Plusieurs « variantes » sont envisageables au sein de ce scénario, en fonction des choix d'approvisionnement en combustibles décarbonés (importations d'hydrogène, incertitudes sur le gisement en biomasse...)  
→ cf. compléments pour début 2022



## Les effets attendus se confirment : augmentation de la consommation en France, mais réduction de l’empreinte

# +60%

de consommation d’électricité  
entre 2020 et 2050

# -900 Mt CO<sub>2</sub>eq

de réduction de l’empreinte carbone  
sur la trajectoire 2020-2050

- Le scénario combine les effets d’une réindustrialisation marquée sur les branches stratégiques + certaines intensives en carbone (donc exposées au risque de « fuites carbone »).
- Dans sa version finale, **il implique une hausse de la consommation de près de 60% par rapport à aujourd’hui** (contre 35% dans la trajectoire de référence).
- Il permettrait de gagner **~900 MtCO<sub>2</sub>eq d’empreinte carbone de la France sur toute la période 2020-2050, soit une réduction d’environ 10%** (voire davantage si les autres pays ne se décarbonent pas au rythme annoncé)

*Bilan consultation publique*

*GT du 1<sup>er</sup> juillet*

*Rapport d'octobre*

[550-600 TWh] → 580 TWh → 555 TWh

- La sobriété énergétique est un enjeu important du débat sur la neutralité carbone. RTE a travaillé de manière approfondie les différents gisements suite au GT de juillet, en tenant compte également des commentaires reçus.
- Pour faire diminuer la consommation de presque 100 TWh toutes choses étant égales par ailleurs, **des changements organisationnels majeurs seraient nécessaires** (organisation des villes et de l'habitat de manière générale, taille et nombre de véhicules, structure des déplacements, etc.).
- Ces changements devraient intervenir en plus d'une efficacité énergétique déjà fortement renforcée par rapport à aujourd'hui.



## Ses effets se confirment également : consommation plus faible, réduction du rythme sur le besoin de moyens de production

# +15%

**de consommation d'électricité  
entre 2020 et 2050**

# -90 TWh

**de consommation d'électricité par  
rapport à la trajectoire de référence**

- L'activation simultanée de tous ces leviers ne permet pas de changer la tendance prévisionnelle d'augmentation de la consommation d'électricité dans un cadre de neutralité carbone.
- Mais elle « soulage » le besoin de nouvelles capacités
- Des combinaisons entre « réindustrialisation » et « sobriété » sont possibles et ont été suggérées par des participants à la consultation publique



# Une trajectoire « accélération 2030 » pour atteindre un objectif de réduction des émissions de GES plus ambitieux en 2030

*Trajectoire de référence en 2030*

**508 TWh**

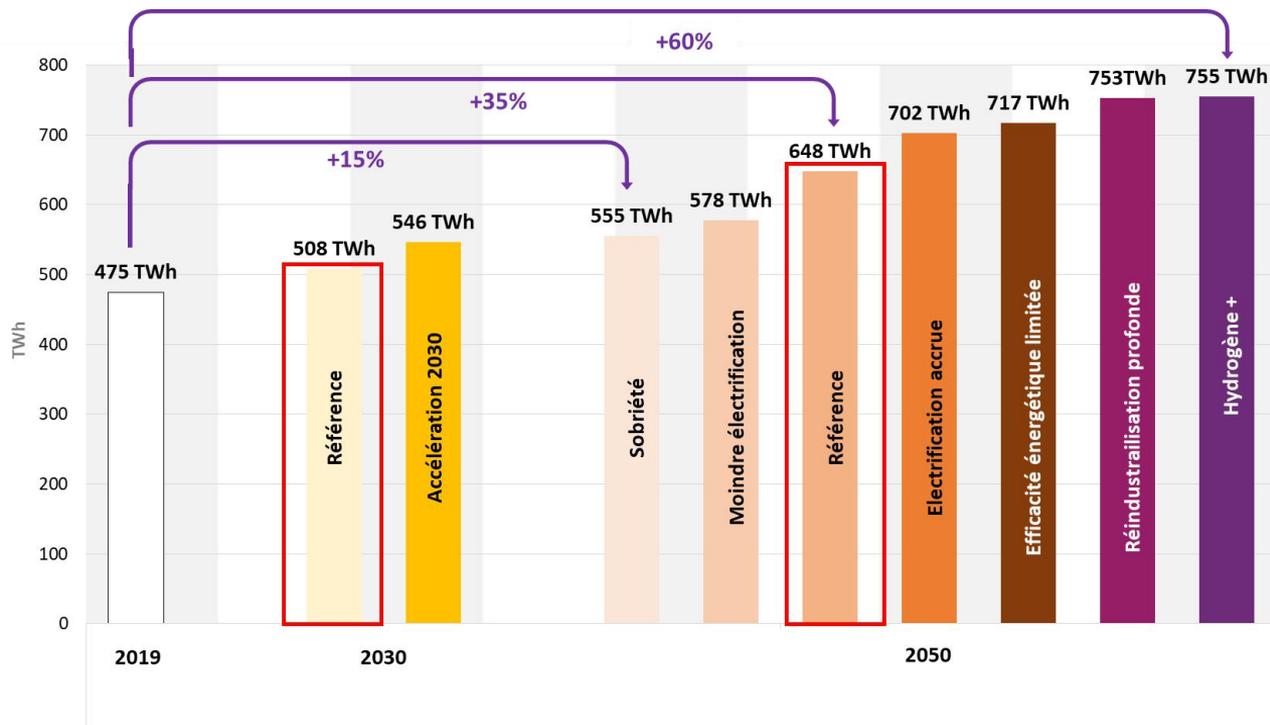


*Trajectoire d'accélération en 2030*

**546 TWh**

- Une trajectoire rehaussée sur les transferts d'usage qui va dans le sens des **nouveaux engagements de l'Union européenne** en matière de réduction d'émissions (« fit for 55 »)
- Elle repose largement sur les transports ( secteur propice pour l'accélération de l'électrification), mais aussi le bâtiment et l'industrie
- Cette trajectoire permet également d'aller plus loin dans la réduction de l'empreinte carbone

# Le rapport d'octobre intègre un dispositif complet sur l'évolution de la consommation



- **3 scénarios** : trajectoire de référence, réindustrialisation profonde, sobriété énergétique
- **4 variantes** hautes et basses à l'horizon 2050
- **1 variante** d'accélération de l'électrification à l'horizon 2030



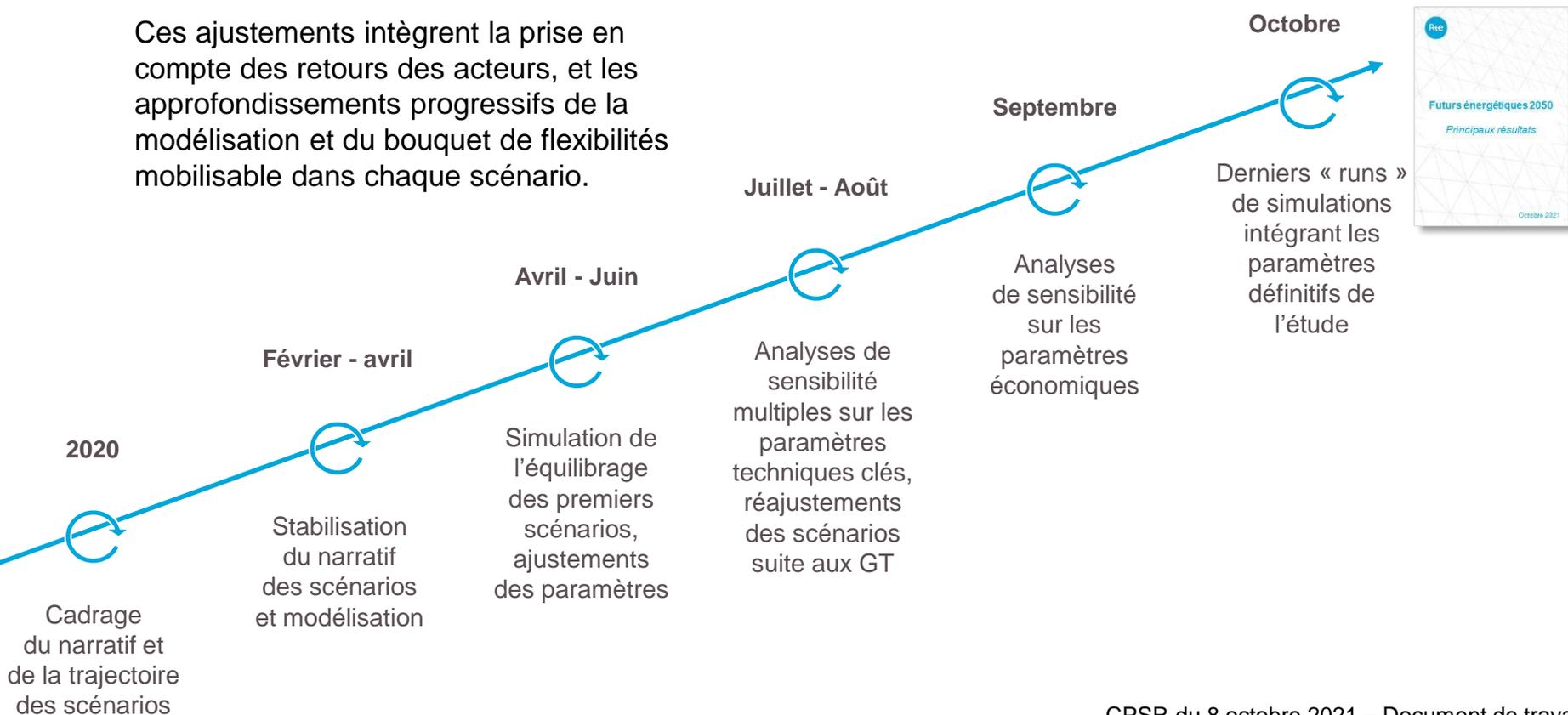
2.2

# Production et bouclage des scénarios de mix



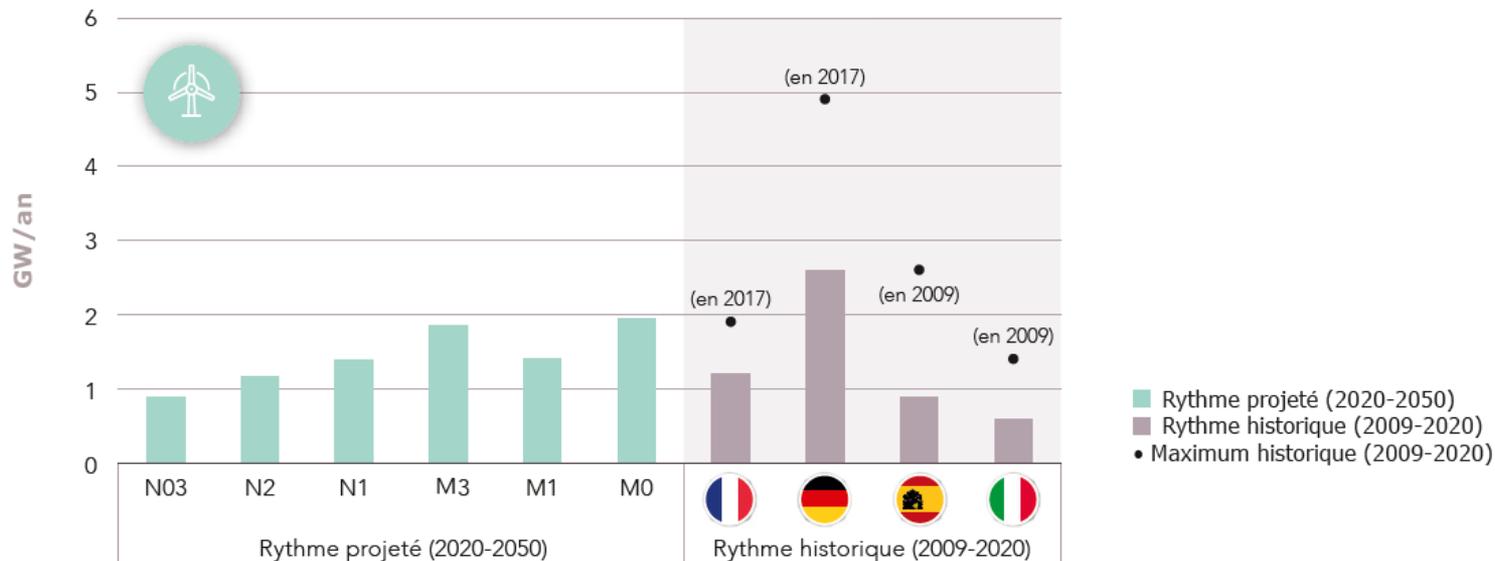
# De nombreuses itérations ont permis d'aboutir à une trajectoire stabilisée des filières de production dans chaque scénario de mix

Ces ajustements intègrent la prise en compte des retours des acteurs, et les approfondissements progressifs de la modélisation et du bouquet de flexibilités mobilisable dans chaque scénario.



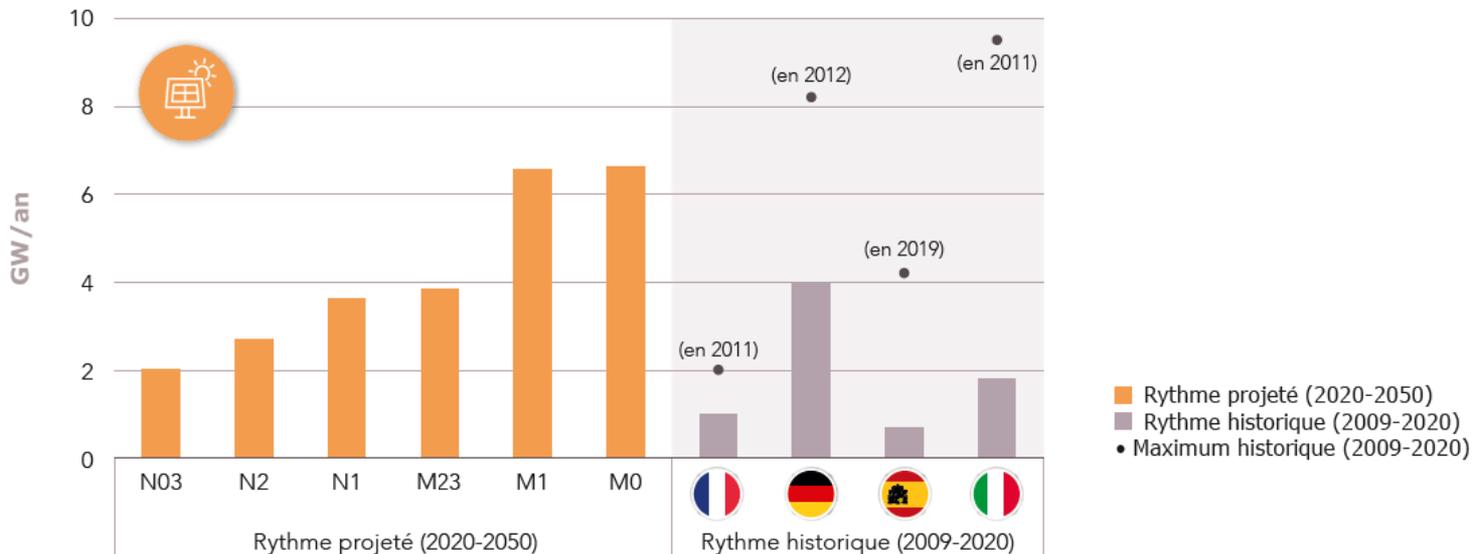
# Mise en perspective : rythmes de développement de l'éolien

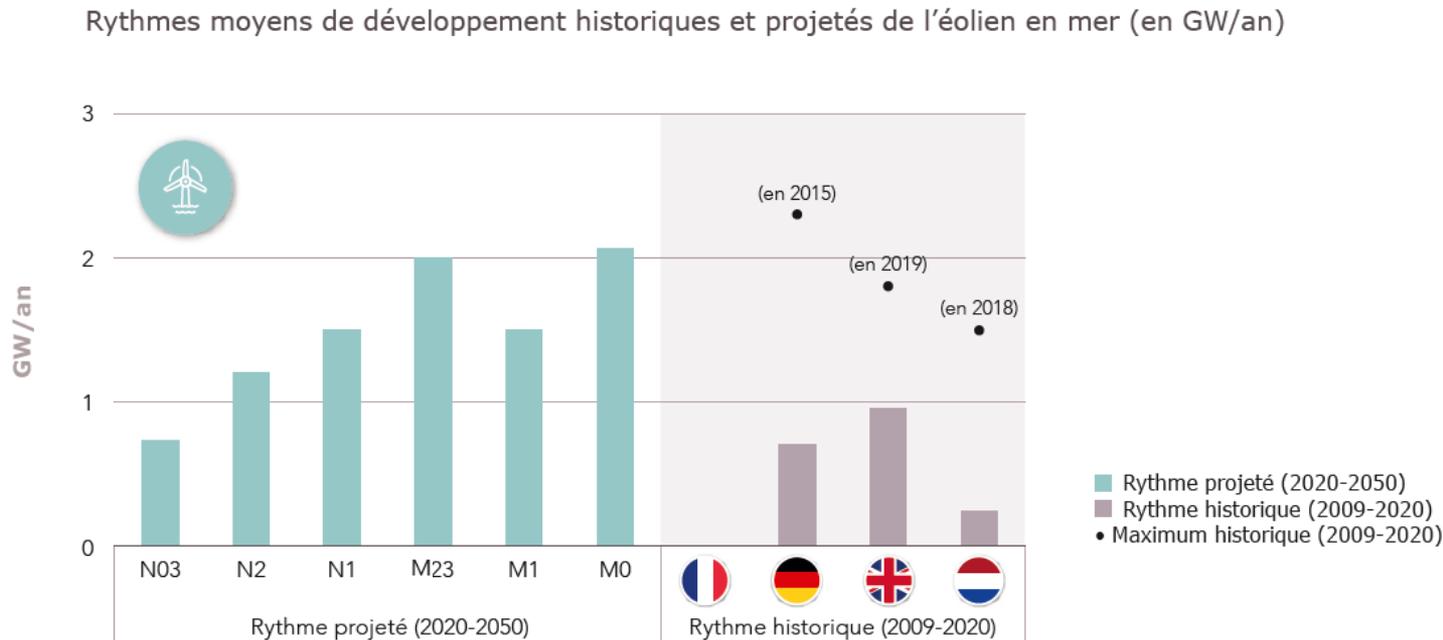
Rythmes moyens de développement historiques et projetés de l'éolien terrestre (en GW/an)



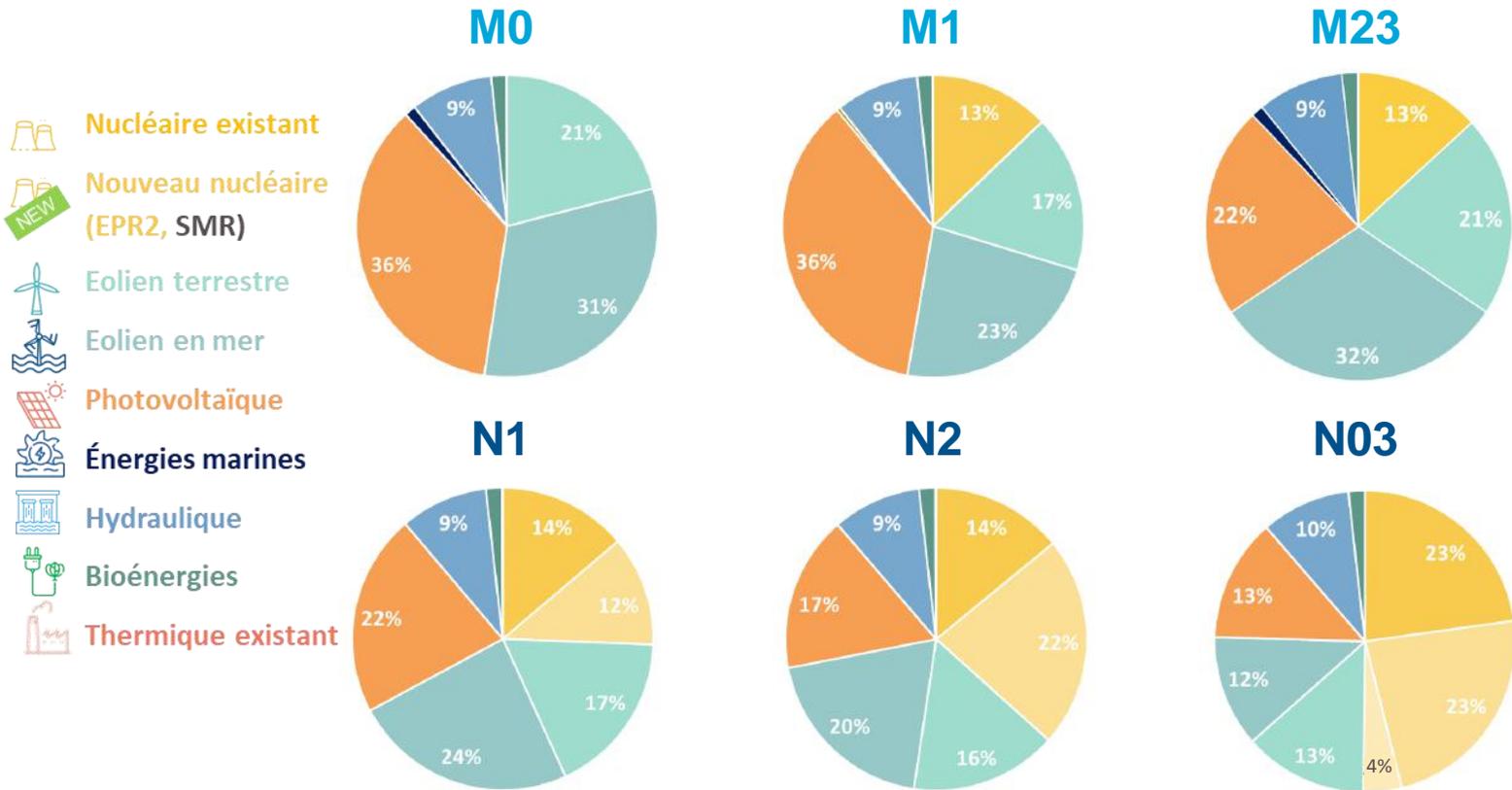
# Mise en perspective : rythmes de développement du solaire

Rythmes moyens de développement historiques et projetés du solaire (en GW/an)

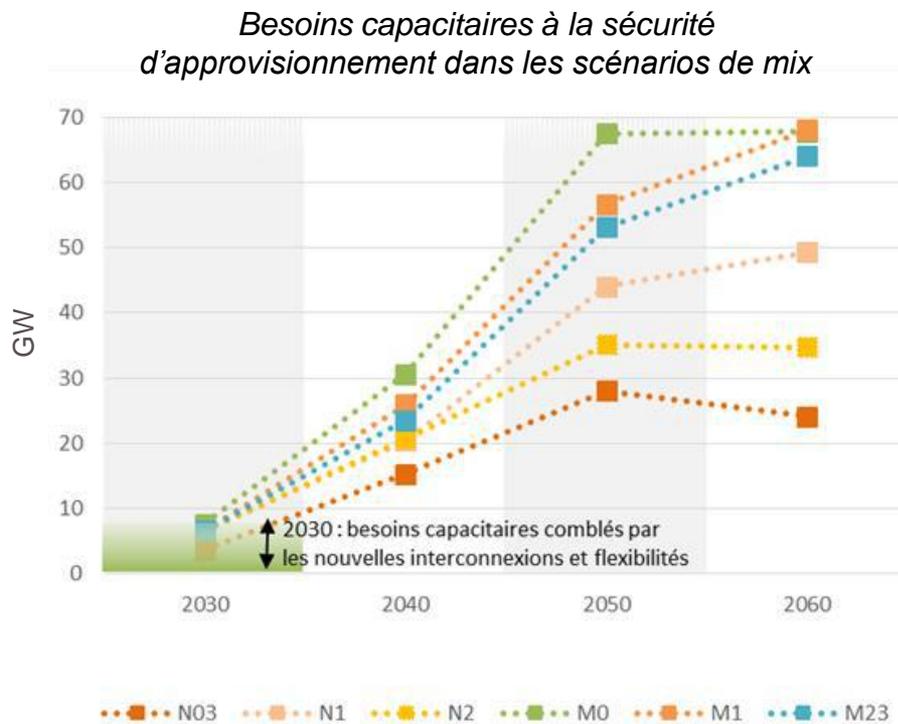




# Les simulations ont permis d'ajuster les bilans énergétiques avec la production effective des différentes filières...



## ... mais surtout d'évaluer les flexibilités à développer dans chacun des scénarios pour assurer la sécurité d'approvisionnement



- Des besoins de capacité très significatifs apparaissent à l'horizon 2040. Ils sont considérables dans les scénarios de sortie du nucléaire.
- A l'horizon 2050-2060, les besoins se situent entre 30 et 70 GW selon les scénarios
- Ils peuvent être couverts par un ensemble de solutions de flexibilité :
  - ❖ Flexibilité de la demande
  - ❖ Batteries
  - ❖ STEP
  - ❖ Thermique
  - ❖ Flexibilité européenne via interconnexion
- Les premiers résultats présentés en GT de juillet seront précisés dans le rapport d'octobre pour les six scénarios



# L'hypothèse médiane sur les interconnexions a été revue à la baisse pour tenir compte des retours

*CPSR post-consultation publique  
et présentation en GT le 9 juillet*

**45** GW



*Rapport d'octobre*

**45** GW



Variante haute,  
justifiée  
économiquement

**39** GW

Niveau  
d'interconnexions  
de référence



**30** GW

Variante basse

# Les interconnexions réduisent le coût complet des scénarios mais soulèvent des enjeux plus vastes

## Aujourd'hui :

- **Dépendance du système énergétique très forte pour les énergies fossiles (~100% pour pétrole, gaz...)**
- Mais garanties de livraison via des contrats long-terme et disponibilité de stocks en France (~100 jours de stocks stratégiques de pétrole)
- Faible dépendance du système électrique (<1%)

## En 2050 :

- **Sortie des énergies fossiles et fin de la dépendance associée**
- Dépendance accrue du système électrique entre pays voisins européens, **de l'ordre de 4% du temps**
- ...reposant sur un système de marché visant à optimiser l'allocation des ressources mais sans garantie de livraison et avec des possibilités de stockage d'électricité limitées

- Cette **situation** de dépendance de la France aux pays voisins est **récioproque** et signifie une maîtrise partagée au niveau européen du pilotage du système et de la sécurité d'approvisionnement
- >> étude de variantes prévoyant un développement plus faible des interconnexions, ou en comptant sur une moins bonne coopération à l'échelle européenne

# De nombreuses variantes ont été réalisées et seront restituées dans le rapport d'octobre

## Europe et interconnexions

- Niveaux d'interconnexion haut et bas
- Variante sur le mix européen
- Contribution européenne plus faible
- France isolée

## Flexibilité de la demande

- Flexibilité haute
- Flexibilité très basse
- Pas de flexibilité sur l'hydrogène et les électrolyseurs

## Thermique et gaz verts

- Variantes sur l'approvisionnement en gaz vert (biométhane, hydrogène importé...)

## Batteries

- Variantes sur le coût des batteries

## Climat

- Climat réchauffé (RCP 8.5)
- Aléas climatiques extrêmes



2.3

# Environnement

## Quatre volets de l'analyse environnementale seront abordés dans le rapport d'octobre

1 Les émissions de gaz à effet de serre

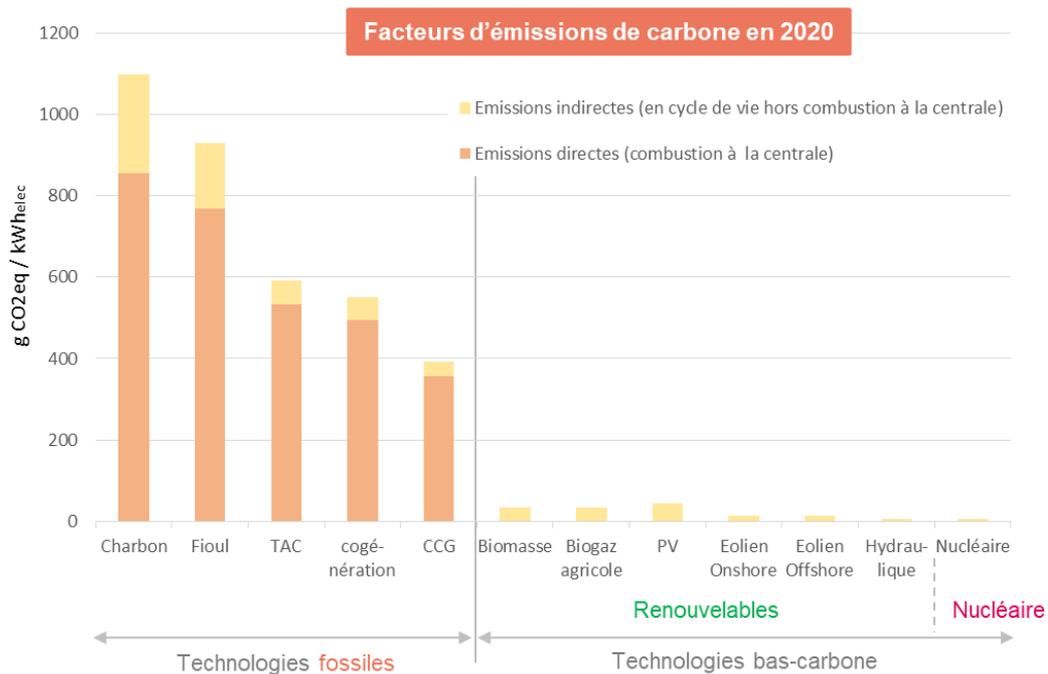
2 Les ressources minérales

3 L'occupation et l'usage des sols

4 Le volume de déchets et matières radioactives

- L'analyse environnementale des Futurs énergétiques 2050 vise à apporter un éclairage sur les principaux enjeux du débat public : lutte contre le changement climatique, préservation de la biodiversité, exploitation et épuisement des ressources naturelles, déchets...
- Elle comporte des évaluations quantitatives avec de multiples indicateurs regroupés en 4 volets principaux, dont les enjeux seront restitués dans le rapport d'octobre.
- L'analyse complète sera détaillée dans le rapport de début 2022 et pourra être complétée avec d'autres volets.

# Emissions de CO<sub>2</sub> : le système électrique contribue fortement à la décarbonation de l'économie dans tous les scénarios



- Même comptabilisées en cycle de vie, les émissions du système électrique baissent nettement dans tous les scénarios.
- Toutes les technologies bas-carbone permettent de réduire les émissions de GES, en remplaçant les énergies fossiles
- **Des demandes d'étudier des configurations dégradées :**
  - Sans amélioration technologique
  - Sans décarbonation des mix énergétiques étrangers

# Ressources minérales : une évaluation sur de nombreuses ressources nécessaires au système électrique

Mobilisation des ressources dans les filières de production d'électricité

	Batteries	Réseau	Nucléaire	Solaire PV	Eolien terrestre	Eolien en mer	Hydraulique	CCG Gaz	Charbon
Aluminium	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Cuivre	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Acier	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Béton	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Manganèse	●	○	○	○	○	○	○	○	○
Nickel	●	○	○	○	○	○	○	○	○
Chrome	○	○	○	○	○	○	○	○	○
Terres rares						●			
Argent				●					
Silicium		○		●					
Uranium			●						
Zirconium			●						
Graphite	●			●					
Lithium	●								
Cobalt	●								

● Ressource mobilisée dans la structure ou pour le combustible

○ Ressource mobilisée dans des alliages (non quantifiables)

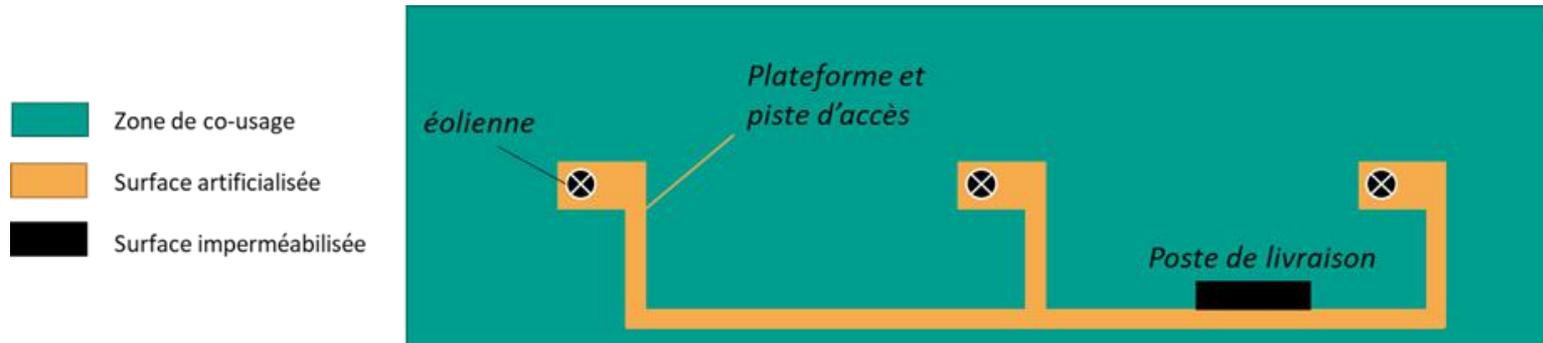
- Une analyse approfondie des besoins de ressources avec des bilans quantitatifs dans chaque scénario.
- **L'enjeu ne porte pas principalement sur les terres rares** (très peu présentes dans les composants du système électrique) mais plutôt sur **d'autres ressources structurelles** (cuivre...) ou spécifique aux batteries et véhicules électriques (cobalt...)
- Une évaluation des enjeux de criticité qui sera précisée dans l'étude complète en 2022

## Occupation des sols : plusieurs types d'enjeux

Plusieurs enjeux distincts sont étudiés :

- **Imperméabilisation** : surfaces avec très fort impact sur l'écosystème et la biodiversité
- **Artificialisation** : en lien avec l'objectif de « zéro artificialisation nette » et de protection de la biodiversité mais avec une définition qui reste à préciser
- **Concurrence d'usages** : possibilités de coexistence avec des usages agricoles, industriels voire résidentiels et des espaces naturels

*Exemple de distinction des surfaces dans le cas d'un parc éolien*



# Tour de table



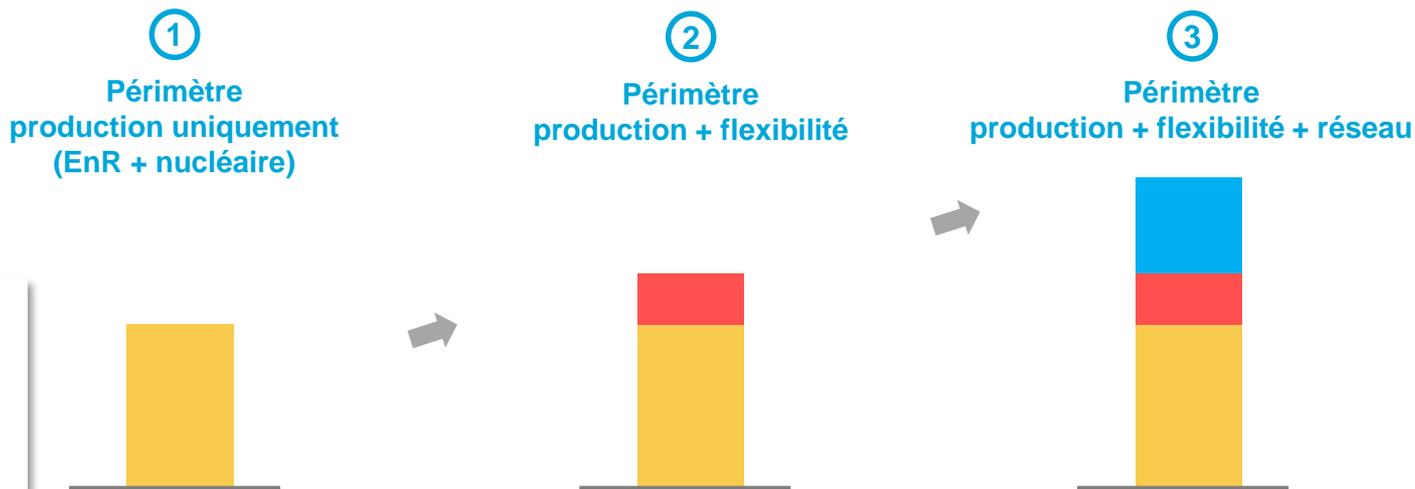
3

# Un référentiel de coûts actualisé

# La prise en compte des coûts associés à la flexibilité et au réseau joue un rôle important dans l'analyse économique

Le chiffrage économique en coûts complets nécessite de prendre en compte trois composantes :

- **Production** = produire suffisamment d'électricité bas-carbone pour alimenter les usages
- **Flexibilité** = assurer l'équilibre production-consommation à tout instant
- **Réseau** = acheminer la production vers les lieux de consommation



Le poids des coûts de production ne représente que 40% à 55% du coût total des scénarios.

*Consultation publique*

**Coût du capital unique,**  
par exemple proche du taux  
d'actualisation socio-  
économique (4,5%)  
avec variantes possibles



*Rapport d'octobre*

Référence  
(CMPC unique)

**4 %**

- Sous-jacent = performance du cadre mis en place pour accéder à des conditions de financement favorables (pas d'exposition complète au risque marché)

Variantes

**1% et 7%**

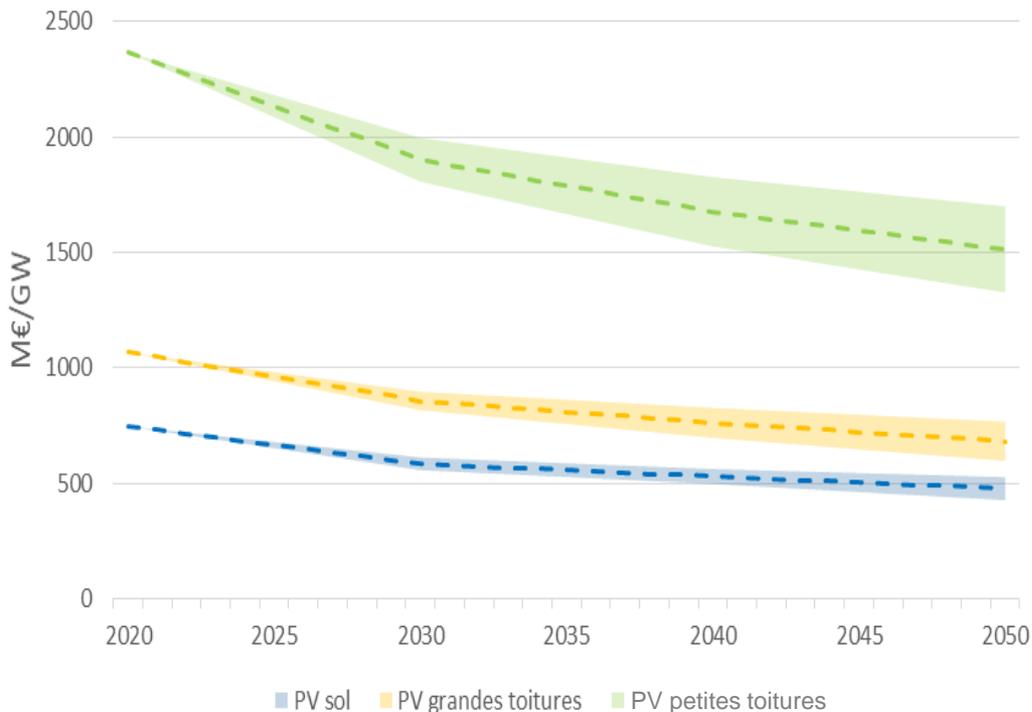
- Couvrant l'essentiel des valeurs suggérées dans la consultation publique

Tests de sensibilité avec  
**CMPC différenciés**

- Reflétant des conditions de financement variables selon les technologies

# Les coûts du photovoltaïque : une tendance à la baisse qui se poursuivra sous l'effet de plusieurs leviers

Coûts d'investissement du photovoltaïque (hors raccordement)



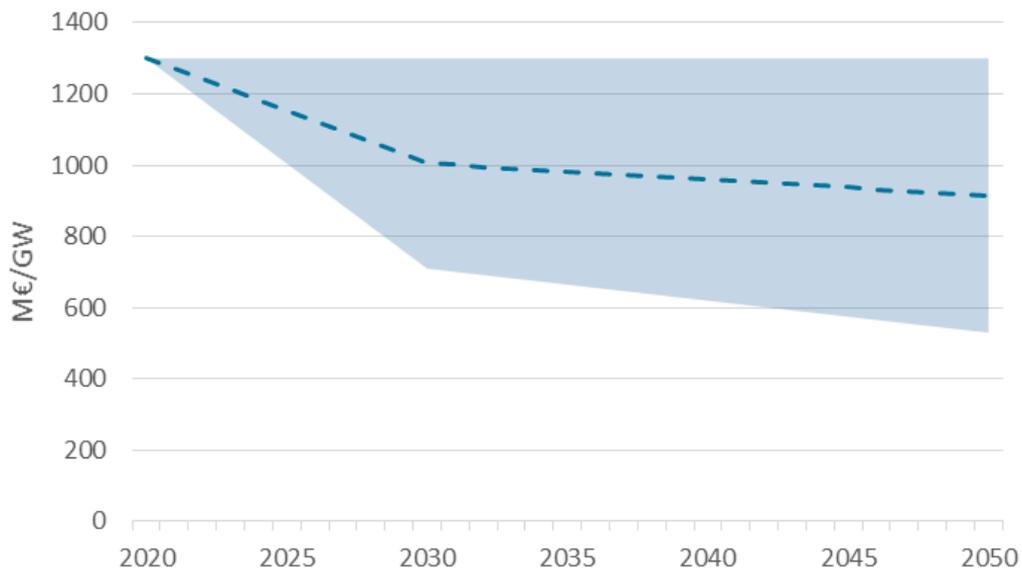
Hypothèse d'une diminution tendancielle des coûts du photovoltaïque, grâce à :

- l'amélioration des rendements des cellules ;
- et à des effets d'échelle liés à l'accélération du développement de la filière au niveau mondial.

Ces hypothèses ont été confortées par la consultation publique (sujet qui apparaît consensuel).

## Les coûts de l'éolien terrestre : une tendance à la baisse, mais avec de fortes incertitudes sur la taille des éoliennes à terme

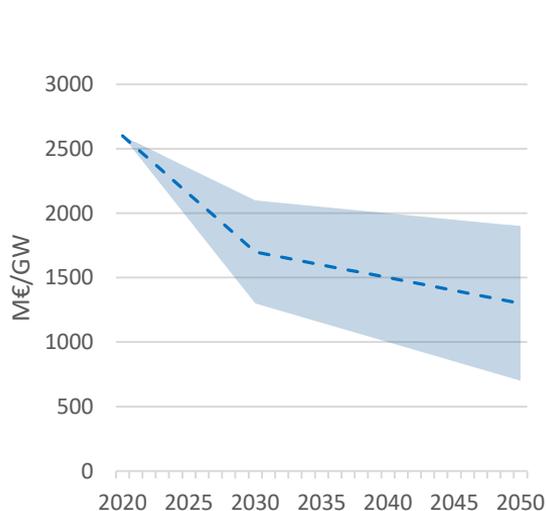
Coûts d'investissement de l'éolien terrestre (hors raccordement)



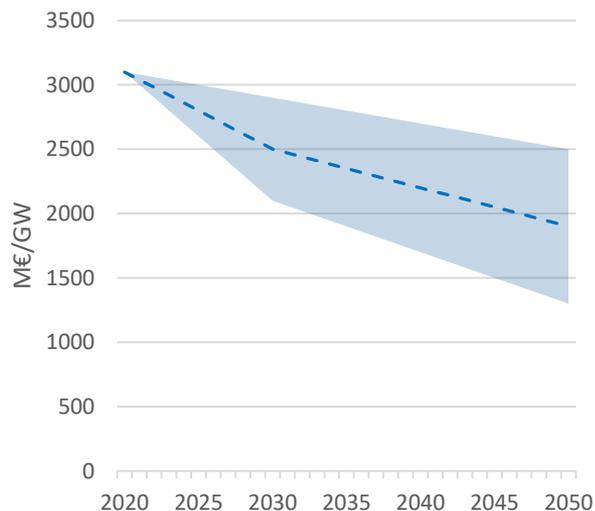
- Un cône d'incertitude plus large pour rendre compte des perspectives d'évolutions des coûts plus ouvertes que le photovoltaïque.
- La trajectoire médiane intègre **une baisse d'environ 30% à l'horizon 2050** par rapport à aujourd'hui, tandis que le scénario le plus pessimiste conduit à une absence de diminution des coûts unitaires sur l'ensemble de la trajectoire

# Les coûts de l'éolien en mer : des diminutions liées à l'amélioration des technologies et le passage à l'échelle industrielle

Coûts d'investissement de l'éolien en mer (hors raccordement)



*Eolien en mer posé*



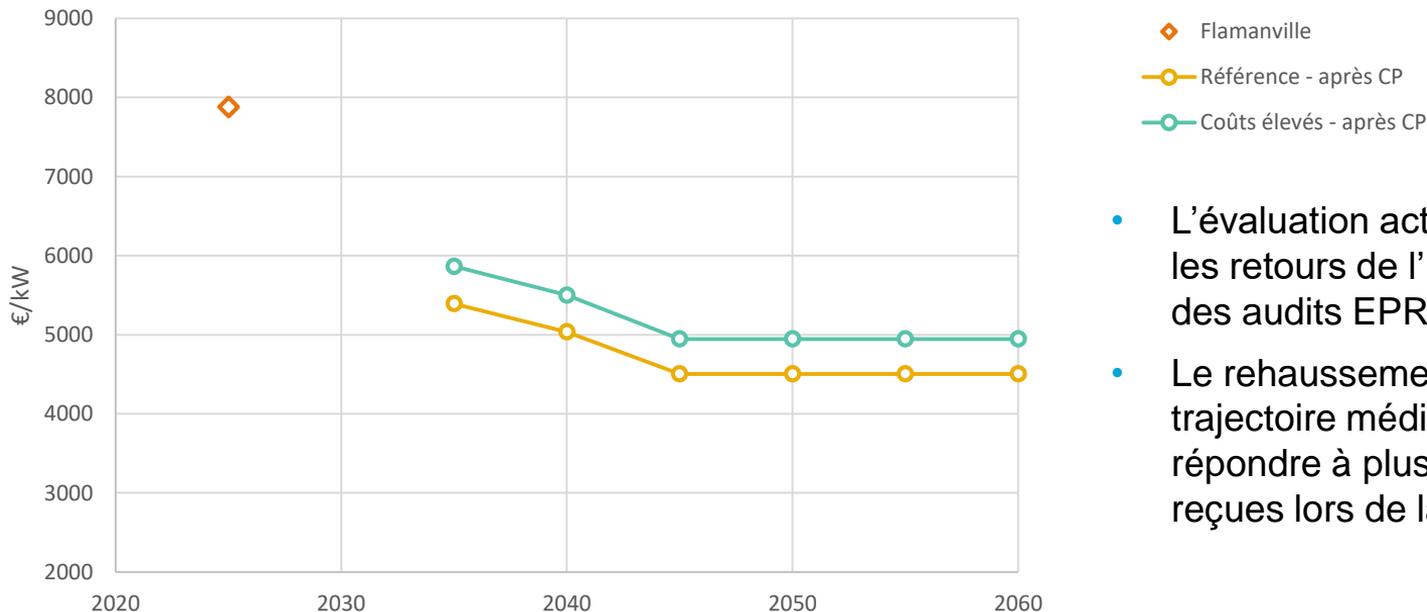
*Eolien en mer flottant*

Trajectoires fortement différenciées entre l'éolien en mer posé et l'éolien flottant :

- **Eolien posé** : projections en nette baisse en lien avec les effets d'échelle liés à l'accélération du développement à l'échelle européenne et avec le déploiement des technologies les plus récentes (notamment éoliennes de grande taille).
- **Eolien flottant** : technologie non mature à date, les projections de coûts restent soumises à de fortes incertitudes.

# L'hypothèse de référence sur nouveau nucléaire a été revue à la hausse mais affinée

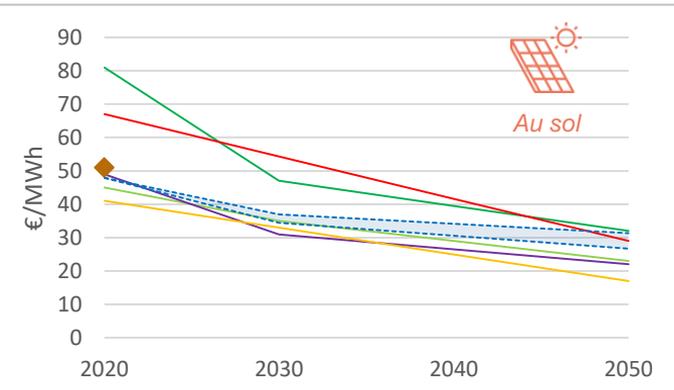
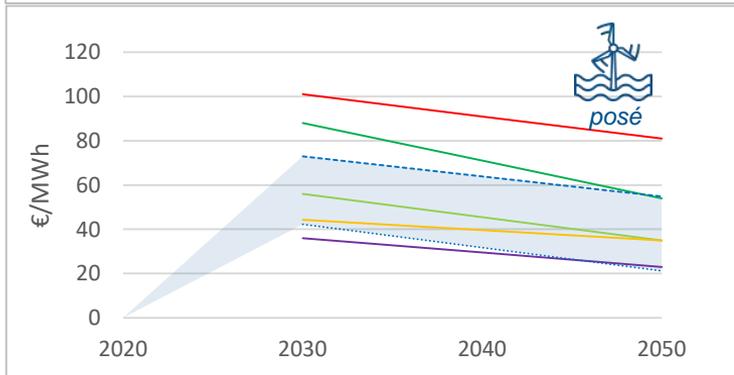
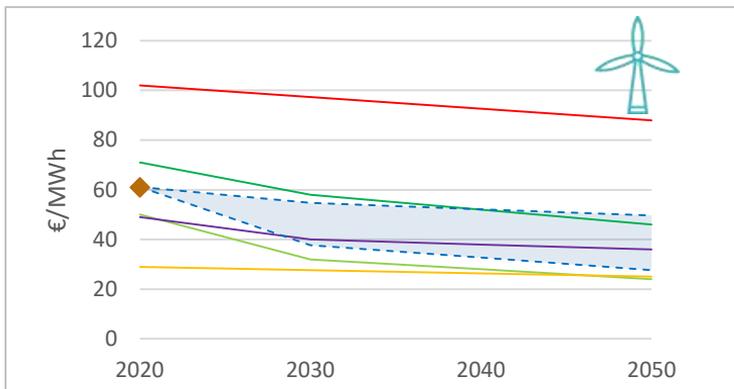
Coûts du nouveau nucléaire à l'horizon 2060



- L'évaluation actualisée intègre les retours de l'Etat à l'issue des audits EPR 2.
- Le rehaussement de la trajectoire médiane permet de répondre à plusieurs remarques reçues lors de la CP

# Les hypothèses de coûts de production des EnR de RTE se situent dans la fourchette des projections observées dans la littérature

Comparaison de l'évolution des LCOE des EnR



- RTE
- ADEME 2019 - Trajectoire basse
- ADEME 2019 - Trajectoire haute
- AIE 2021 - NetZeroBy2050
- JRC 2018 - Trajectoire basse
- JRC 2018 - Trajectoire haute
- Moyenne des appels d'offres en France entre 2016 et 2021

- Pour consolider les hypothèses de coûts, une comparaison approfondie avec d'autres références issues de la littérature a été menée.
- **Elle conforte la tendance à la baisse des coûts des énergies renouvelables observée sur toutes les filières et reprise dans toutes les études (améliorations technologiques et le passage à l'échelle)**

# Le coût de l'hydrogène bas-carbone est endogène à la modélisation du mix, et non une hypothèse d'entrée

*Bilan de la consultation publique*

~100 €/MWh



*Rapport d'octobre*

**Endogène (résultats de la modélisation pour la production d'hydrogène par électrolyse)**

Le coût de l'hydrogène est une variable endogène au modèle, en fonction des ENR nécessaires au bouclage de chaque scénario. Il dépend :

- des coûts des EnR,
- des coûts du réseau,
- du coût des électrolyseurs et de leur facteur de charge,
- et du coût des infrastructures d'hydrogène (réseau et stockage).



# Des variantes intégrant un coût du gaz vert exogène sont réalisées en complément pour tester la robustesse les résultats

160 €/MWh<sub>CH4</sub>



Résultats propres  
à chaque scénario



70 €/MWh<sub>H2/CH4</sub>

Variante haute : recours à du **méthane de synthèse à un coût élevé**

Référence : résultats des coûts de l'hydrogène **à l'issue du bouclage des scénarios**

Variante basse : recours à de **l'hydrogène (importé) et/ou biométhane à moindre coût**

## Au-delà des variantes de chaque filière, plusieurs « crash tests » ont été réalisés pour tester la robustesse des résultats

Des « crash-tests » (= situation jugée non probable mais pouvant être utile pour l'étude) et tests de sensibilités sont analysés pour tester la robustesse des résultats:

- Coût de l'éolien flottant très élevé ;
- Coût du nouveau nucléaire au même coût que l'EPR de coût de Flamanville ;
- Système hydrogène déployé mais ne contribuant que faiblement à la flexibilité du système électrique (p. ex. logistique du stockage d'hydrogène non-performante) ;
- Pas/peu d'interconnexion (France isolée) ;
- Coûts de financement différents différenciés ;
- **Liste non exhaustive, pouvant être complétée !**

# Tour de table