

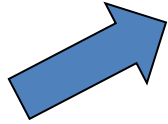
Quel programme EnR réaliste pour la production de l'électricité ?



Santa-Café – 06/03/2023
Jacques Piacentino

Page

Quel programme EnR réaliste pour la production de l'électricité ?

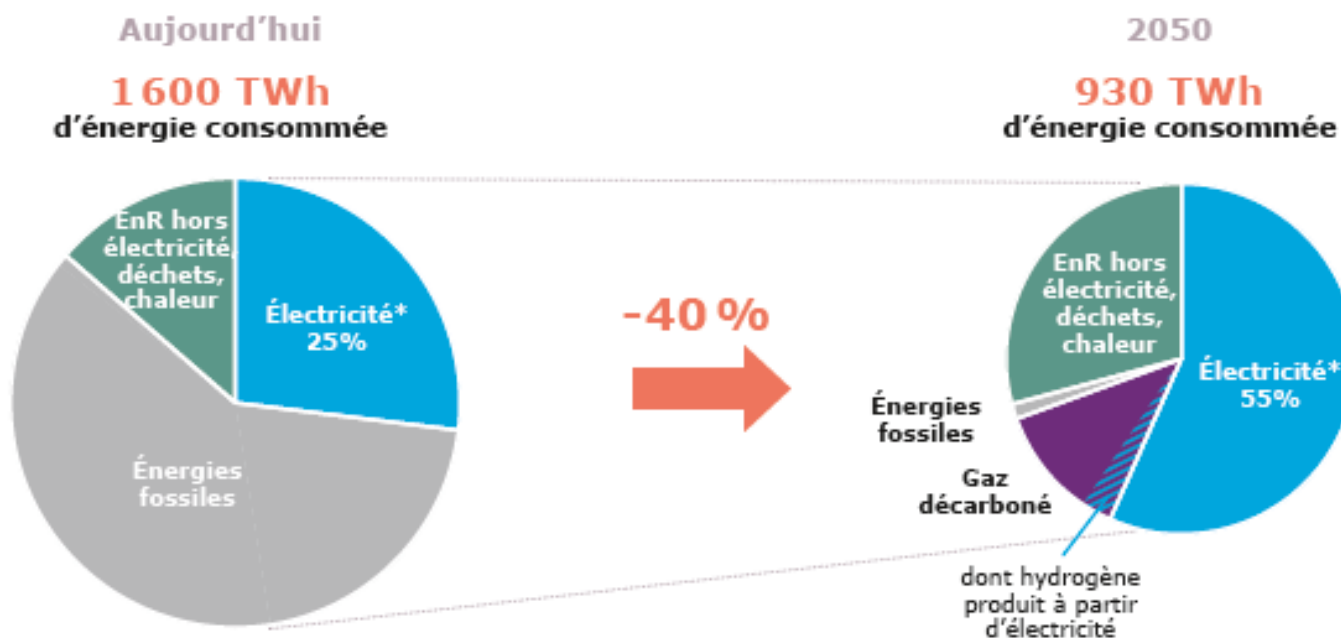


- **Rappel: quel scénario pour 2050?**
- **Revue des principales EnR**
- **Garantir la sécurité d'approvisionnement**

Consommation d'énergie finale en France

Figure 2

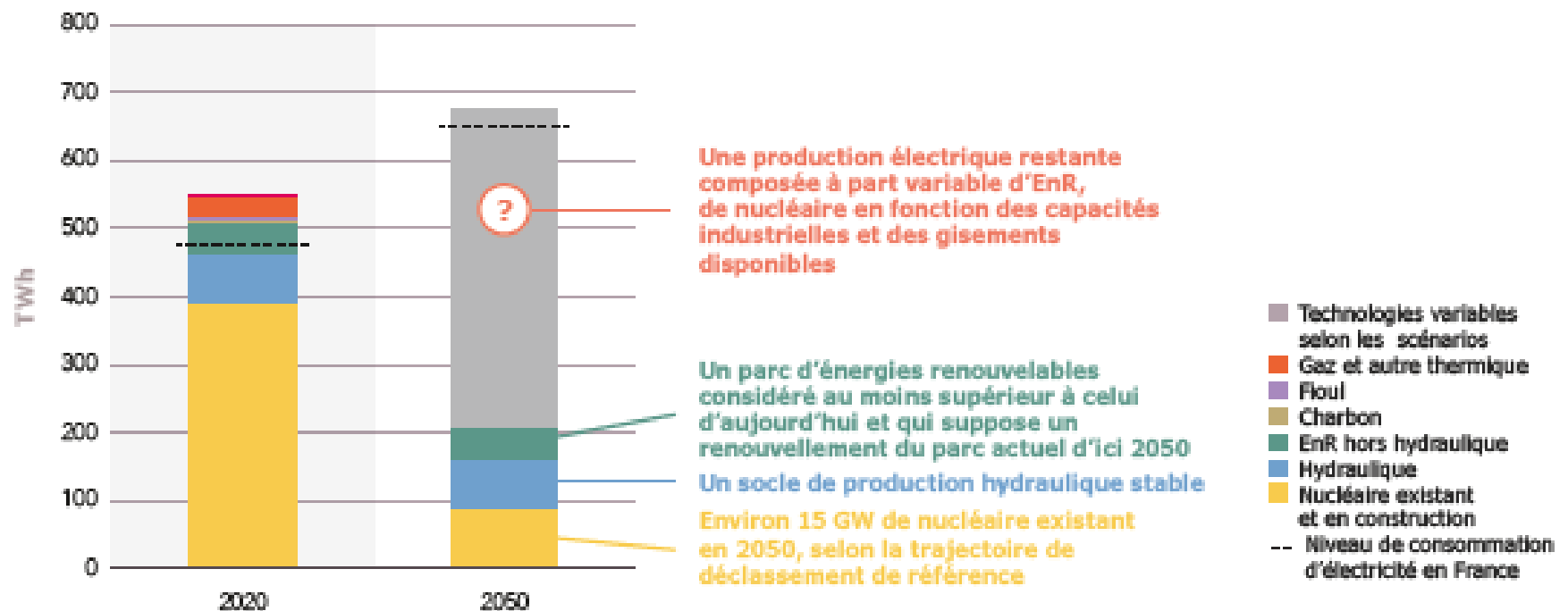
Consommation d'énergie finale en France et dans la SNBC



* Consommation finale d'électricité (hors pertes, hors consommation issue du secteur de l'énergie et hors consommation pour la production d'hydrogène)
Consommation finale d'électricité dans la trajectoire de référence de RTE = 645 TWh

Quel mix énergétique en 2050 ?

Figure 4.1 Perspectives d'évolution de la production d'électricité entre 2020 et 2050



- Quelles proportions réalistes entre nucléaire et EnR ?
- Quelles sources d'EnR et quelles proportions entre elles pour garantir la sécurité d'approvisionnement ?

Scénario de référence: RTE N03

Capacités installées en 2050 – Scénario RTE : N03

Solaire	<u>Eolien</u> terrestre	<u>Eolien</u> en mer	Hydraulique	Bioénergies <u>+Energies</u> marines	Nucléaire historique	Nouveau nucléaire	Bouquet de flexibilités en 2050
70 GW (x7)	43 GW (x 2.5)	22 GW	22 GW	5 GW	24 GW	27 GW (14 <u>EPR</u> et quelques <u>SMR</u>)	TOTAL : 63 GW
TOTAL <u>EnR</u> : 162 GW							
TOTAL Nucléaire : 51 GW							
Flexibilités : <u>Imports</u> : 39 GW – STEP : 8 GW – Demande : 13 GW – V2G : 2 GW – Batteries : 1 GW							

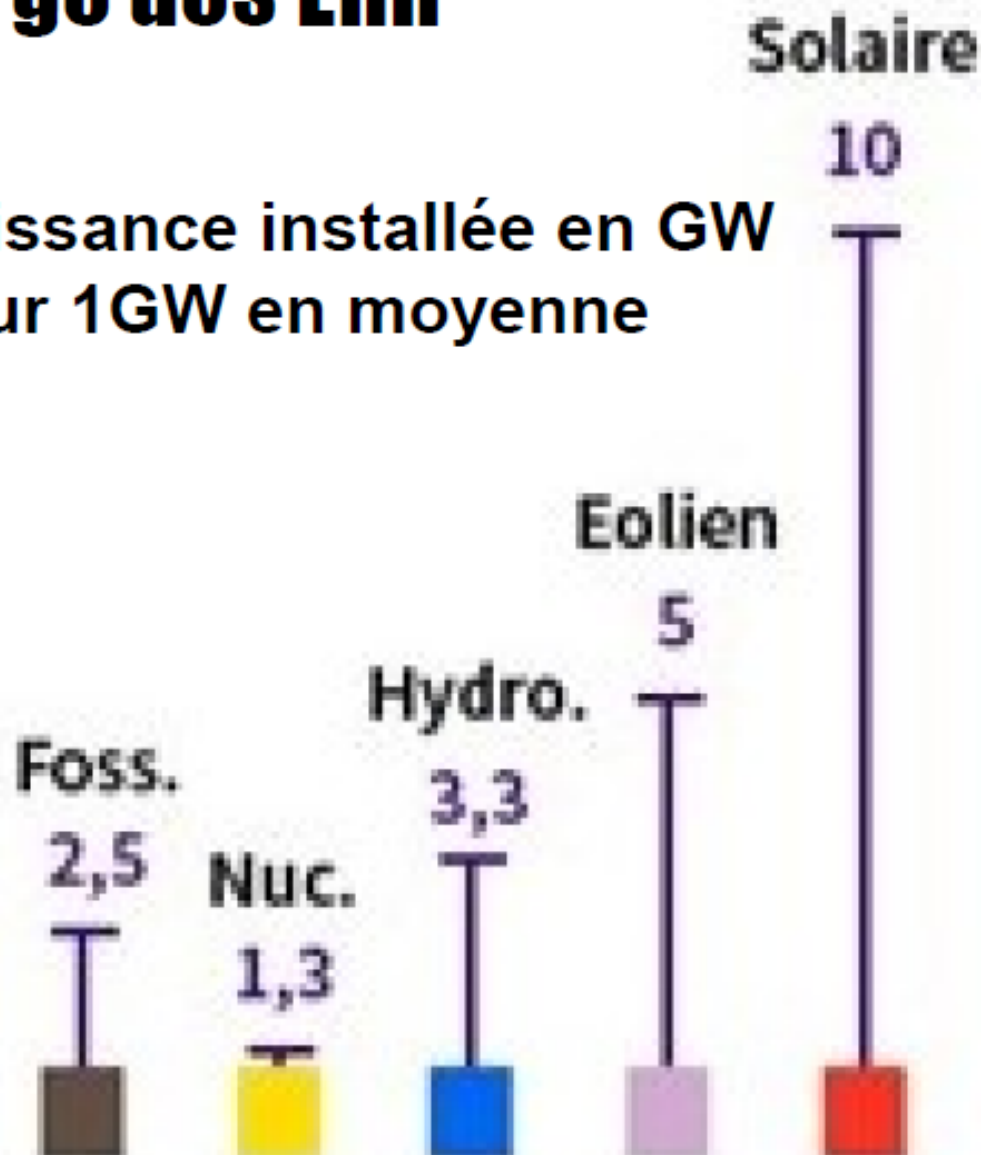
Facteur de Charge des EnR

Puissance installée en GW
pour 1GW en moyenne



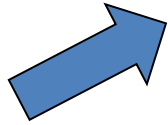
FACTEUR DE CHARGE

FOSSILE	40%
NUCLEAIRE	77%
HYDRAULIQUE	30%
EOLIEN	20%
SOLAIRE	10%



Quel programme EnR réaliste pour la production de l'électricité ?

- **Rappel: quel scénario pour 2050?**
- **Revue des principales EnR**
- **Garantir la sécurité d'approvisionnement**



L'hydraulique: un potentiel déjà largement exploité

2020

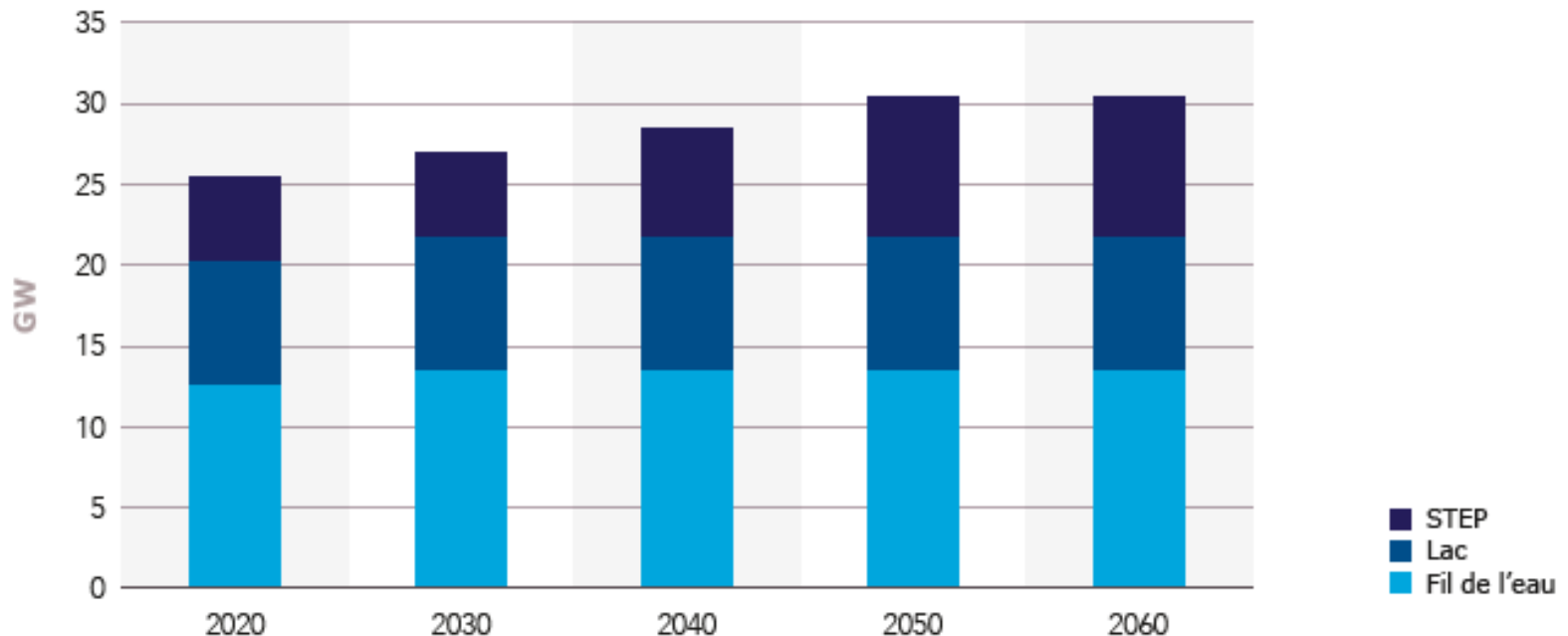
- Capacité installée : 26 GW dont 5 de STEP*
- Prod. annuelle : 60 TWh
- Prod. 2022 : 50TWh (-20%)
- **Déficit précipitations 25 %**

2050

- Capacité cible : 30 GW dont 8 de STEP*

* Stations de transfert d'énergie par pompage

- **Figure 4.13** Trajectoire de capacités hydrauliques installées en France entre 2020 et 2060



Hydraulique – Points du débat

Quelles opportunités de développement ?

- **D'après RTE peu d'opportunités supplémentaires**
 - Craintes impacts sur les écosystèmes, acceptabilité,..
 - Interrogations sur les ressources en eau :
 - changement climatique
 - concurrence avec d'autres usages (irrigation,...)
- **Scénario TerraWater, (la voix du nucléaire) :**
 - **47 GW de STEP vs 8GW (RTE) !!**
 - Nucléaire (**22 EPR² d'ici 2050 vs 14 EPR² (RTE)**)
 - Inversion de l'ordre d'appel des énergies
 - 1. Nucléaire
 - 2. EnR
 - EnR dédié à exportation et alimentation des pompes STEP

Le photovoltaïque : un développement considérable

2022 (3T)

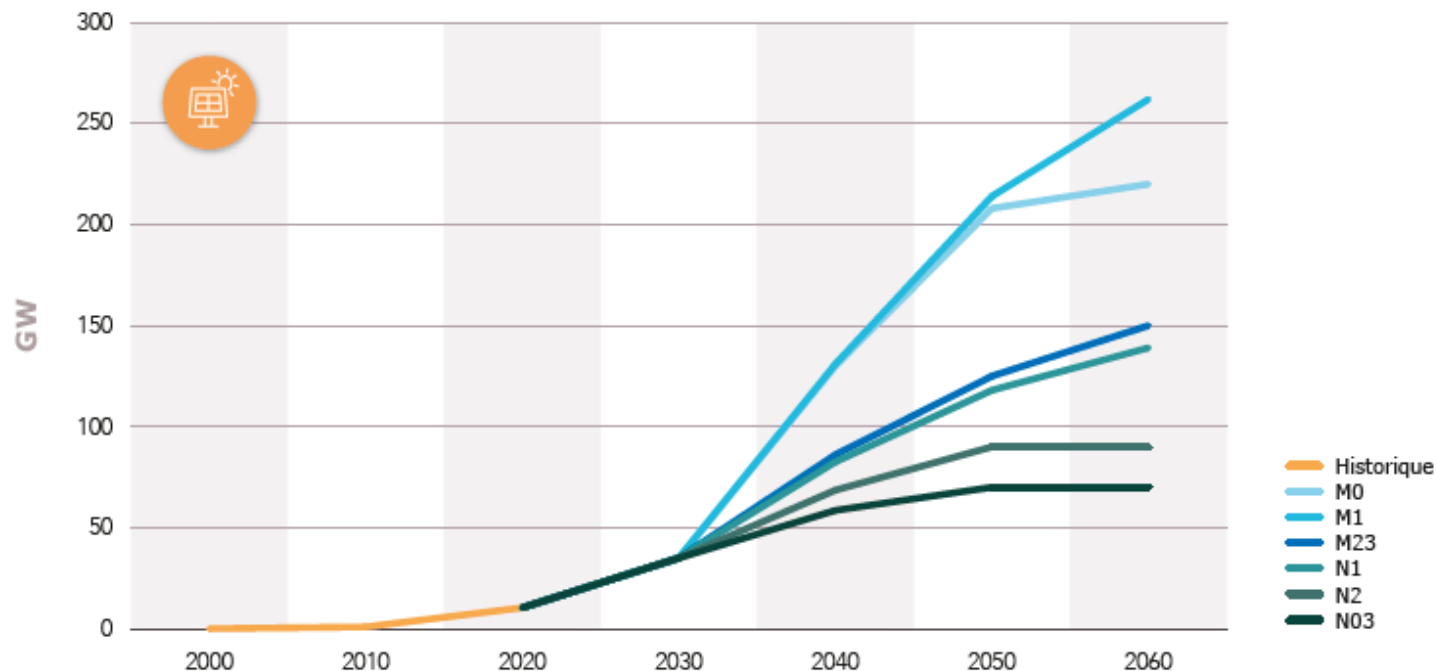
Capacité installée : 16 GW

2050

- Capacité cible 70 GW (X 4,5)
- Occupation au sol : 0,1 à 0,3 % (560 à 1650 km²) vs réseau routier = 10 000 km²

Figure 4.15

Évolution des capacités photovoltaïques depuis 2000 et projetées à 2060 dans les scénarios de mix



Le solaire photovoltaïque – Points du débat

Filière mature sur le plan technologique

- Baisse des coûts très importante (:10) au cours des 10 dernières années (**dernier AO : 69€/MWh**)
- Innovations et économies d'échelle à venir
- Bonne acceptation par la population et collectivités vs éolien
-

Défis :

- Accélérer le rythme de mise en service :
Actuel 1 à 2 GW / an → 3 à 4 GW / an
- Renouvellement après 25/30 ans
- Interrogations pour grands parcs par emprise au sol et coexistence avec autres usages (agrivoltaïsme)
- Relocalisation des chaînes de production pour réduire bilan carbone supérieur au nucléaire et aux éoliennes (aujourd'hui fab. en Chine)
- Développement de l'auto-consommation individuelle ou collective
 - Existant : 100 000 individuelles et 50 collectivités
 - Discours EM : total photovoltaïque = 100GW → 30 GW individuel et collectif (complément à 70 GW)

L'éolien terrestre : techno mature et compétitive mais contestée

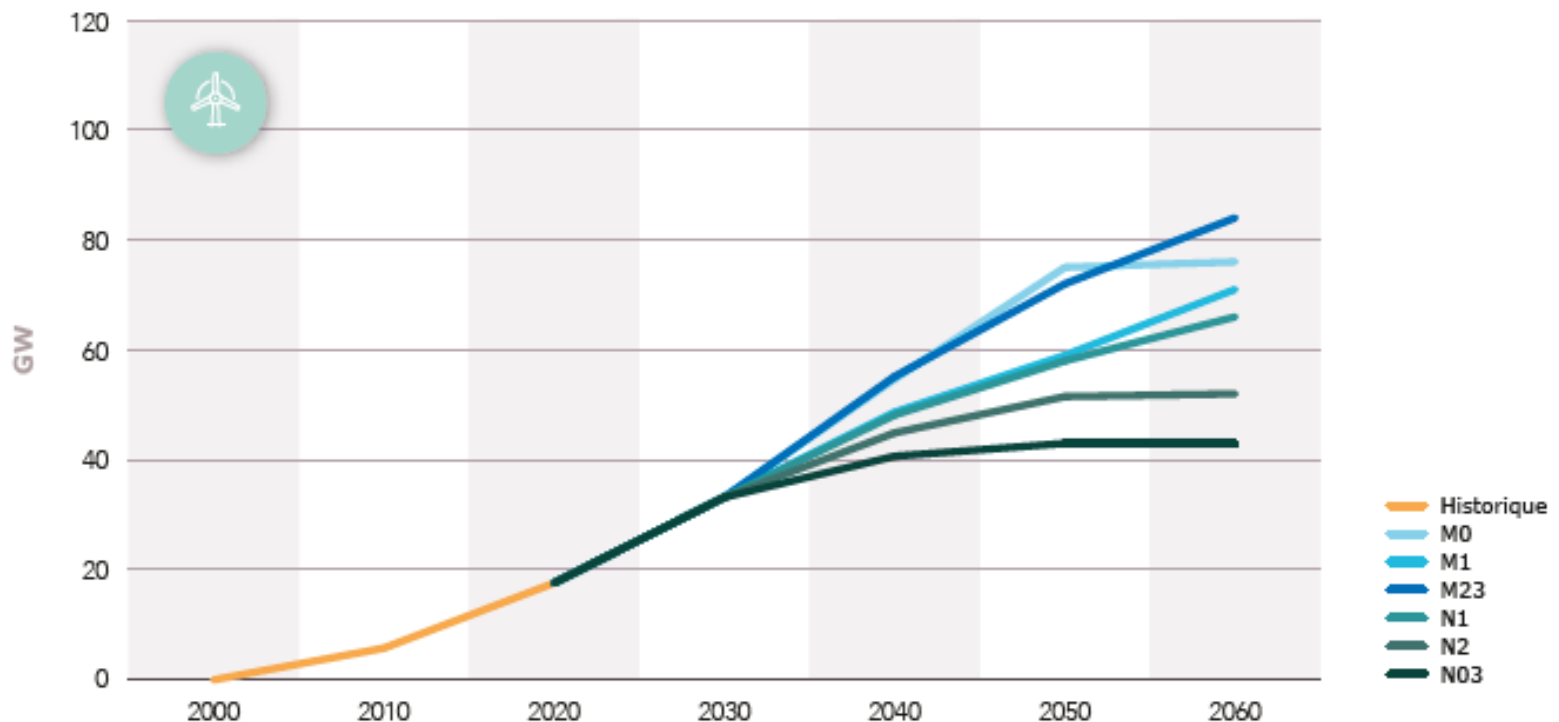
2022 (2T)

- Capacité installée : 20 GW
- 8 000 mâts
- 2ème filière EnR après l'hydro

2050

- Capacité cible : 43 GW (x2.2)
- 14 500 mâts

Figure 4.16 Évolution des capacités d'éolien terrestre depuis 2000 et projetées à 2060 dans les scénarios de mix



L'éolien terrestre – Points du débat

- Baisse des coûts importante : derniers AO : **67,5€/MWh** # coût nul pour le budget de l'état (soutien financier actuel 86 M€/an)
- Principale source de croissance d'énergie décarbonée :
(# 5 TWh/an)
- **Débat politique virulent pour emprise paysagère (contentieux par opposants, riverains ou élus)**

Défis :

- Accélérer le rythme de mise en service :
Actuel 1 à 1,7 GW / an → objectif 2,2 GW / an
- Renouvellement après 25 / 30 ans (à partir de 2040)
- Libération d'espaces fonciers
- Réduction des délais d'instruction (**Cf. Loi Sur accélération production EnR**)

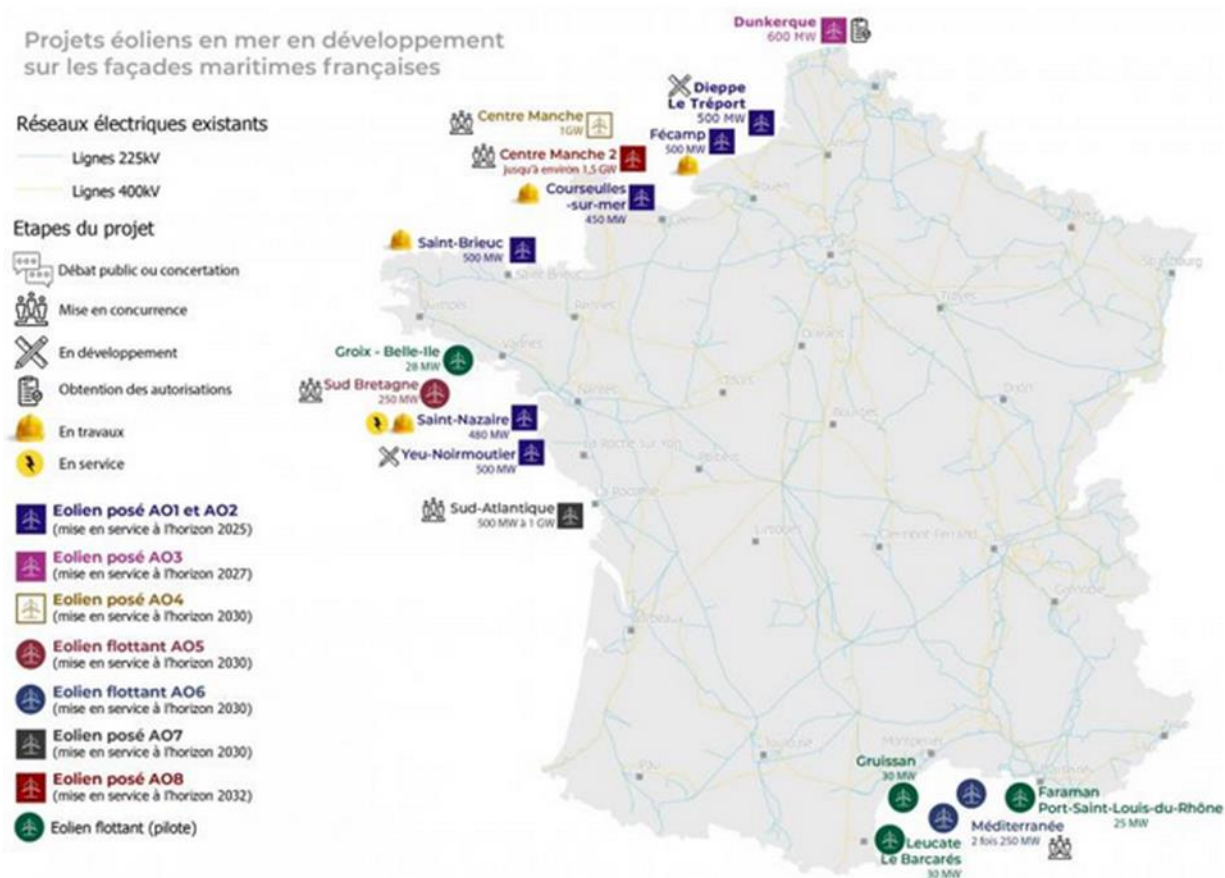
L'éolien en mer : terra incognita pour la France

2022 (4T)

- 1er parc, 12 kms de St-Nazaire
- Capacité installée : 480 MW
- 80 mâts

2050

- Capacité cible : 22 GW
- 2 500 mâts



L'éolien en mer – Points du débat

Perspectives

- Forte croissance à long terme
- Baisse spectaculaire des coûts – dernier AO Dunkerque **44€/MWh**, mais coûts de raccordement augmentent avec éloignement des côtes
- Acceptabilité plus favorable qu'éolien terrestre surtout si loin des côtes
- Création de nouveaux emplois : 3 nouvelles usines (1)

Défis :

- **Objectif rythme de raccordement # 1 GW/an !!**
- **Eolien flottant : techno moins mûre que « posé » et coûts plus élevés**
- **Conflits potentiels avec pêcheurs et inquiétude sur biodiversité marine**

Malgré la création d'emplois, la France est un nain industriel!

(1) GE : Montoir-de-Bretagne

LM Wind Power (GE) - Cherbourg

Gamesa (Siemens) – Le Havre

Autres énergies renouvelables

Energies marines : perspectives limitées à court terme

- Existant : Usine marémotrice de la Rance : 240 MW - 500 GWh/an
- Pas de nouveau grand projet en cours (impacts environnementaux)
- Projets (de 0 à 3 GW): démonstrateurs uniquement
 - hydroliennes,
 - houlomotrices,
 - énergie thermique des mers

Autre source: impact limité

- Géothermie
-

Loi sur l'accélération de la production d'EnR

Objectifs :

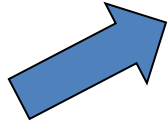
- Réduction des délais d'installation
- Rattraper le retard pris :
 - Cible EnR 2020 : 23 % de la conso. finale d'énergie
 - Aujourd'hui : 19,3 %

Principaux points :

- Aval des maires avant implantation éoliennes terrestres et panneaux solaires
- Zones spécifiques d'accélération (approbation communes)
 - Adaptations administratives pour simplifier et accélérer projets et réduire les recours :
 - Aujourd'hui: solaire: 5 ans, éolienT: 7 ans, éolien M: 10 ans
- Création d'un observatoire EnR et d'un médiateur
- Modulation tarifaire pour encouragement dans zones défavorables
- Ombrière photovoltaïque sur parkings > 1500m²

Quel programme EnR réaliste pour la production de l'électricité ?

- **Rappel: quel scénario pour 2050?**
- **Revue des principales EnR**
- **Garantir la sécurité d'approvisionnement**



Garantir la sécurité d'approvisionnement : les moyens



- **Les interconnexions**
- **La flexibilité de la demande**
- **Le thermique décarboné**
- **Les batteries stationnaires**
- **Synthèse des flexibilités**
- **La stabilité de la fréquence du
réseau électrique**



Garantir la sécurité d'approvisionnement

L'intermittence des EnR soulève quatre problématiques

Figure 7.1 Problématiques associées au fonctionnement technique du système électrique



Les contraintes légales

- **L'intermittence accroît les incertitudes de l'équilibre offre/demande**
 - **Le Blackout n'est pas une option :**
 - **3h maxi annuelles** d'espérance de défaillance (interruptions industriels)
 - **2h maxi annuelles** d'espérance de recours au délestage (consommateurs résidentiels)
 -
- **Dimensionnement des réserves immédiates fonction de :**
 - Prévisions court terme d'EnR (vent, ensoleillement)
 - Périodes concernées : entre quelques minutes et une 1/2 heure
 - Besoins aujourd'hui : **3 GW** → **2050 : de 4 à 9 GW** selon scénarios
 -



Développer les interconnexions : prioritaire

Les interco. européennes : facteur de mutualisation et d'optimisation des moyens de production

Permet de tirer parti du foisonnement de la consommation et de la production renouvelable

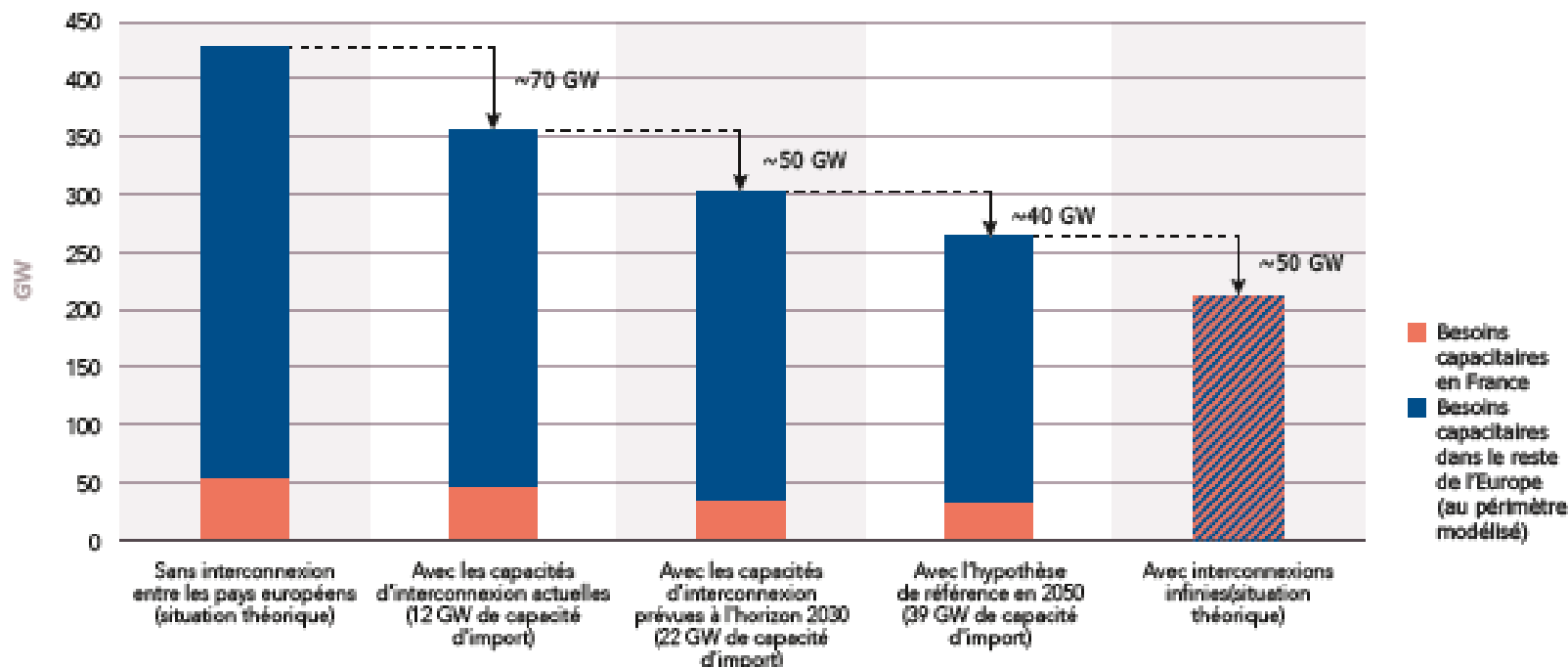
Les besoins de conso. sont différents selon les pays :

- Eclairage nocturne différent au nord et au sud de l'Europe
- Décalage horaire entre ouest et est → profils de conso. et pointe de conso différents suivant pays
 - Italie: été, milieu d'après-midi
 - Scandinavie : hiver, matinée
 - France, Allemagne, Belgique, Pays-Bas : hiver, en soirée
- Hydraulique : profils de prod. différents entre Alpes et Scandinavie
- Photovoltaïque : ensoleillement différent entre Ouest et Est et amplitude journalière différente entre Nord et Sud
- Eolien :
 - Incertitude régime des vents : prév. météo des différents pays
 - Faible production éolienne lors des régimes anti-cycloniques

Développer les interconnexions (suite 1)

- Les capacités existantes réduisent de **70 GW** les capacités à déployer dans les différents pays
- Un import de **39 GW** pour la France se justifie économiquement (N03)
l'analyse intègre le renforcement des réseaux nationaux
- **17 Twh importés en 2022 vs 40Twh exportés en 2021**

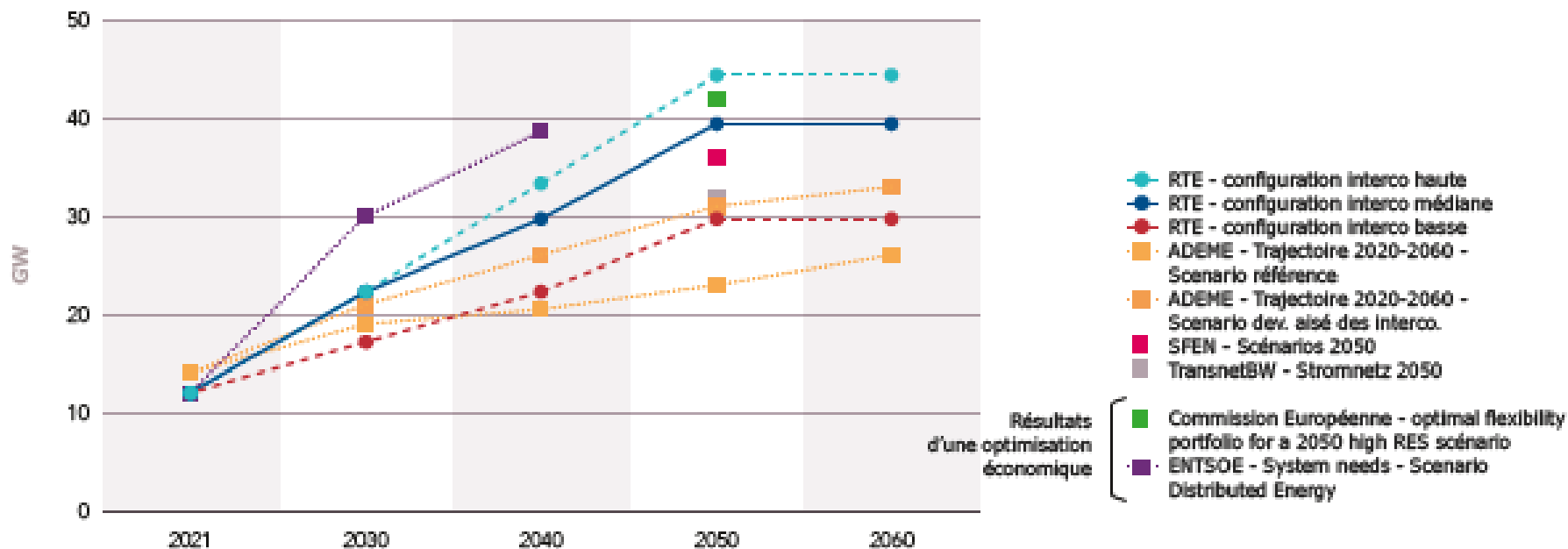
Figure 7.11 Besoins de capacités à l'échelle européenne pour assurer la sécurité d'approvisionnement selon différentes configurations de développement des interconnexions (besoins capacitaires exprimés en puissance « parfaite nécessaire » supplémentaire, par rapport aux capacités de production prévues et leviers de flexibilité déjà existants)



Développer les interconnexions (suite 2)

Différentes études de capacités d'import

Figure 7.13 Capacités d'imports dans différentes études et comparaison avec les trajectoires retenues par RTE



Flexibilité de la demande pour des durées courtes

L'évolution des usages électriques favorise la flexibilité de la demande

- **Le pilotage de la demande n'est pas nouveau :**
 - le tarif HP-HC permet de réduire la pointe du soir de **2 GW**
 - Les « effacements » dans l'industrie (décalage de production) représentent aujourd'hui **3 GW**
- **Mobilité électrique** (véhicules légers et lourds): représenteront en **2050 # 80 TWh**
 - 70 % des recharges pourraient être réalisées en temps « non contraint » (si le SE disposera de marges de production)
 - Modalités de pilotage : asservissement tarifaire, déclenchement à heure fixe, choix de l'utilisateur
- **Hydrogène** : Electrolyse : **50 TWh en 2050** → pilotage périodes de charge
- **Industrie** : augmentation de la conso. industrielle d'électricité → **potentiel d'effacement**

Flexibilité de la demande (Suite)

Gisement potentiel d'économie: entre 22 et 30 GW

Interrogation : acceptabilité et volonté des consommateurs ?

- **Pilotage de la recharge des véhicules : facteur économique important (gains significatifs pour un ménage)**
- **Mais autres facteurs: confort perçu, modes de vie, simplicité des solutions, accompagnement opérateurs et pouvoirs publics,...**
- **Auto-consommation voltaïque : gisement de flexibilité dans le résidentiel**
 - **Pilotage eau chaude et recharge véhicules à domicile facilitée par possession de panneaux solaires**
 - **Economie de 7 à 20 centimes €/KWh**

Le thermique décarboné : avec quels combustibles ?

Biométhane dans turbines à combustion

- méthanisation de matières et résidus agricoles et déchets alimentaires
- solution économique utilisant infrastructures de transport et de stockages existantes
 - **Potentiel de biomasse limité**
 - prévision : **150 TWh vs 480 TWh aujourd'hui avec gaz naturel**
 - **Limitation à 25 TWh** pour production. d'électricité
 - Affectation à autres secteurs difficiles à électrifier (procédés industriels, chauffage bâtiments existants,...)
 - Coût des gaz « verts » élevé : **70€ - 170€/MW**
 -

Hydrogène

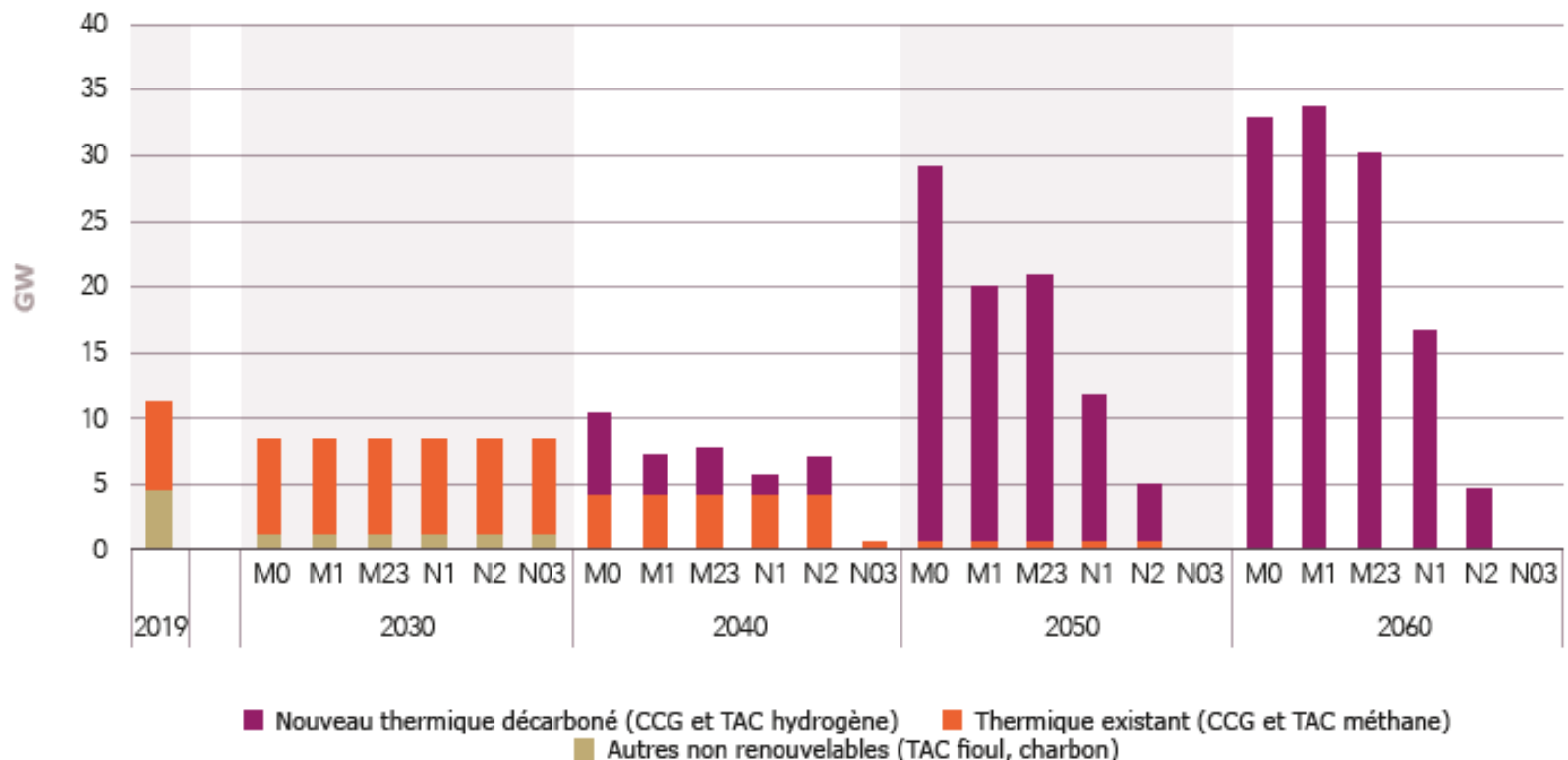
- Boucle : Electricité → Electrolyse → Hydrogène stockée → Centrale thermique ou pile à combustible (power-to-hydrogen-to-power)
 - **Rendement faible : 40 % ; inférieur à batteries ou STEP**
 - **Implique maîtrise de la chaîne électrolyse, transport, stockage, production d'électricité**
- 2 visions : nationale uniquement ou système européen ?

Le thermique décarboné : une nécessité jusqu'en 2040

Nécessaire pour des échéances > semaine
(contrairement aux batteries ou STEP)

Figure 7.31

Capacités thermiques flexibles installées dans les différents scénarios pour assurer la sécurité d'approvisionnement²⁴

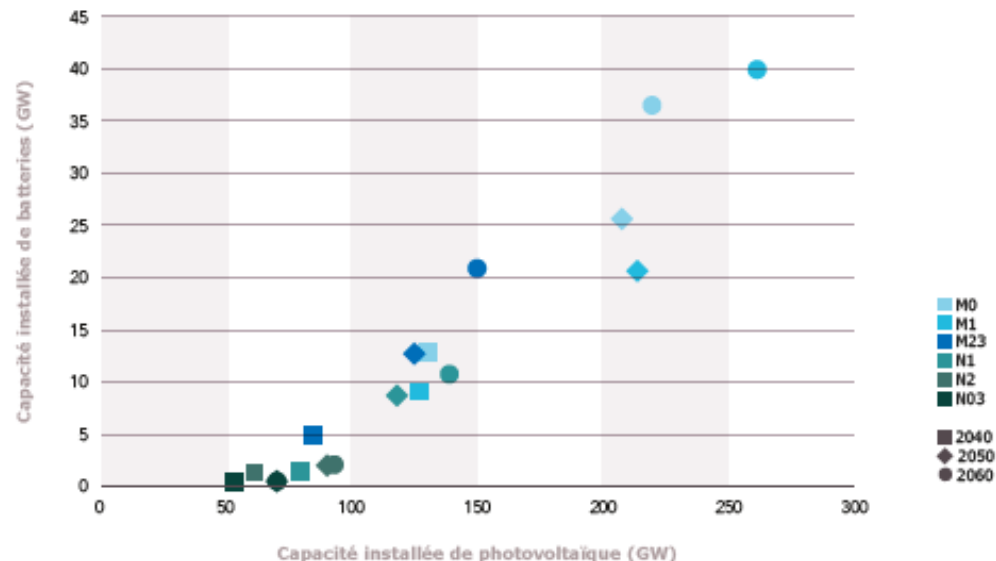


Les batteries stationnaires

Besoins en réserves de court terme

- Très grande réactivité : dès que variation de fréquence = **0,01 Hz**
- Délivrance d'une puissance pendant courte durée (faible capacité de stockage)
- **Puissance prévue en 2050 : 1GW**
 - Corrélée essentiellement au photovoltaïque (compensation du déficit de production de nuit)
 - Concurrencée par autres flexibilités selon le prix

Figure 7.44 Capacités installées de batteries en fonction des capacités installées de photovoltaïque dans les différents scénarios pour les horizons 2040, 2050 et 2060



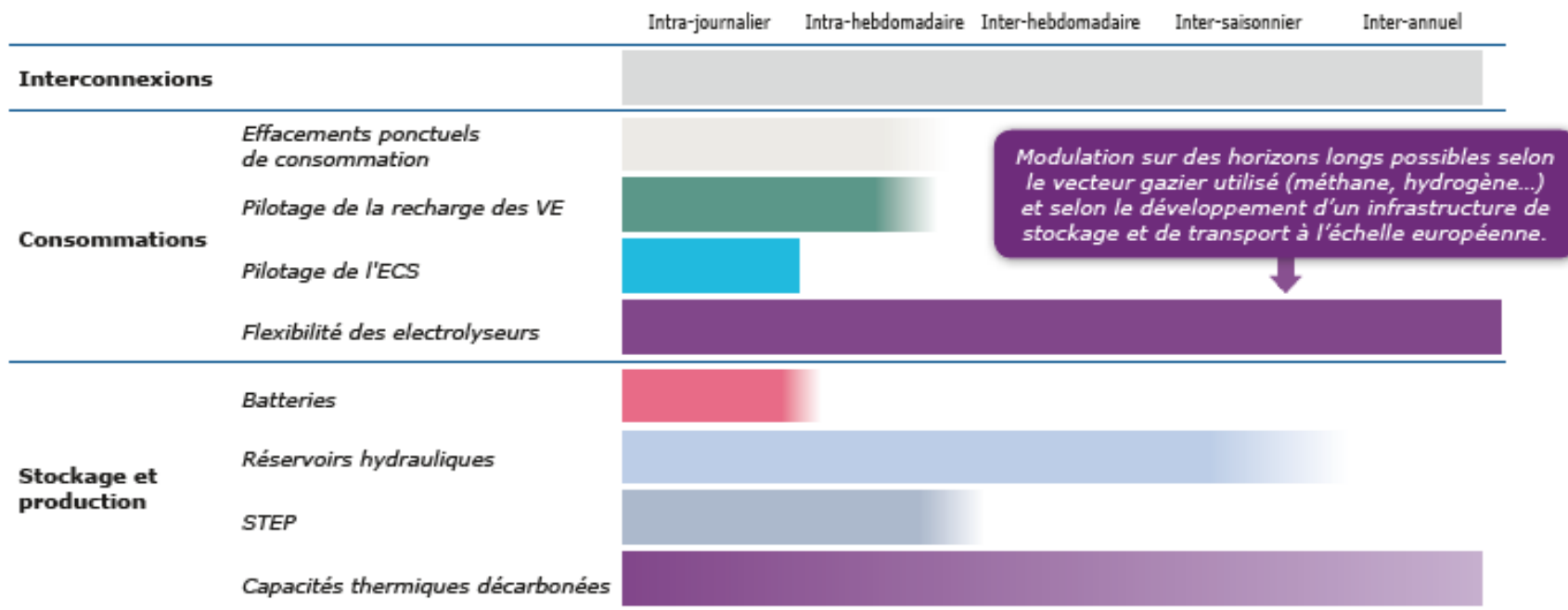
Synthèse flexibilités

L'essentiel des besoins peut être couvert par Interco, Hydraulique et Flexibilité de la demande

- Avec nucléaire = 40 à 50 GW; imports = 39 GW; flexibilité de conso: 22 à 30 GW « prudente »

→ capacités thermiques et batteries non nécessaires

Figure 7.9 Liste des flexibilités et de leurs échelles temporelles



Stabilité de la fréquence électrique

- L'énergie cinétique de l'inertie des alternateurs (centrales fossiles ou nucléaires) permet de limiter la variation de fréquence due à un déséquilibre entre offre et demande
- Les centrales éoliennes et voltaïques n'apportent pas cette stabilisation de la fréquence
 - **risques si 60 à 80 % de production EnR)**
-
- **Des solutions techniques existent pour assurer la stabilité du système**
 - Convertisseurs à « réponse rapide en fréquence » (Irlande et Québec)
 - Si part de production très élevée en EnR :
 - Compensateurs synchrones : fonctionnement similaire aux alternateurs, mais sans prod. d'électricité (Danemark, Australie)
 - Convertisseurs de puissance qui générerait leur propre tension : « grid-forming » ; pas encore testé à grande échelle ?

Conclusion : principales interrogations

- Est-ce que la trajectoire de sobriété de la SNBC est réaliste ? **1600 TWh → 930 TWh !**
-
- Est-ce que les **22 GW d'éolien off-shore** seront prêts ? **2500 mâts !**
-
- Est-ce que les flexibilités dimensionnées seront suffisantes face à des **événements climatiques extrêmes ?** (prévoir batteries supplémentaires et thermique décarboné ?)- Baisse d'un degré de température → hausse de 2,4 GW de conso
-
- Est-ce que les réseaux électriques seront déployés à temps pour assurer les Interconnexions européennes ?
-

Annexes

Bilan électrique 2022

- Prod. totale en baisse : **-15 % vs 2021**
-
- Prod. Nucléaire: **-23 %**; 279 TWh vs 361 TWh
 - **La plus faible depuis 34 ans**
 -
- Prod Hydro : **- 20 %**; 50 TWh
 - **Déficit de précipitations de 25 %**
 -
- Déficit global de **94 TWh** compensé partiellement par EnR : **56 TWh**
-
- Imports : **17 Twh importés vs 40Twh exportés** en 2021
- Conso. : **-1.7 %vs 2021** à 459 TWh
-

Risques sur la sécurité d'approvisionnement

Événements qui font peser un risque sur la sécurité d'appro.

- Forte sensibilité du système électrique aux températures basses due au développement du chauffage électrique dans les années 1980
 - Baisse d'un degré de température → hausse de 2,4 GW de conso =
 - (3 réacteurs de 900 MW)

En 2050 : 70 % des logements--> chauffage électrique vs 40 % aujourd'hui

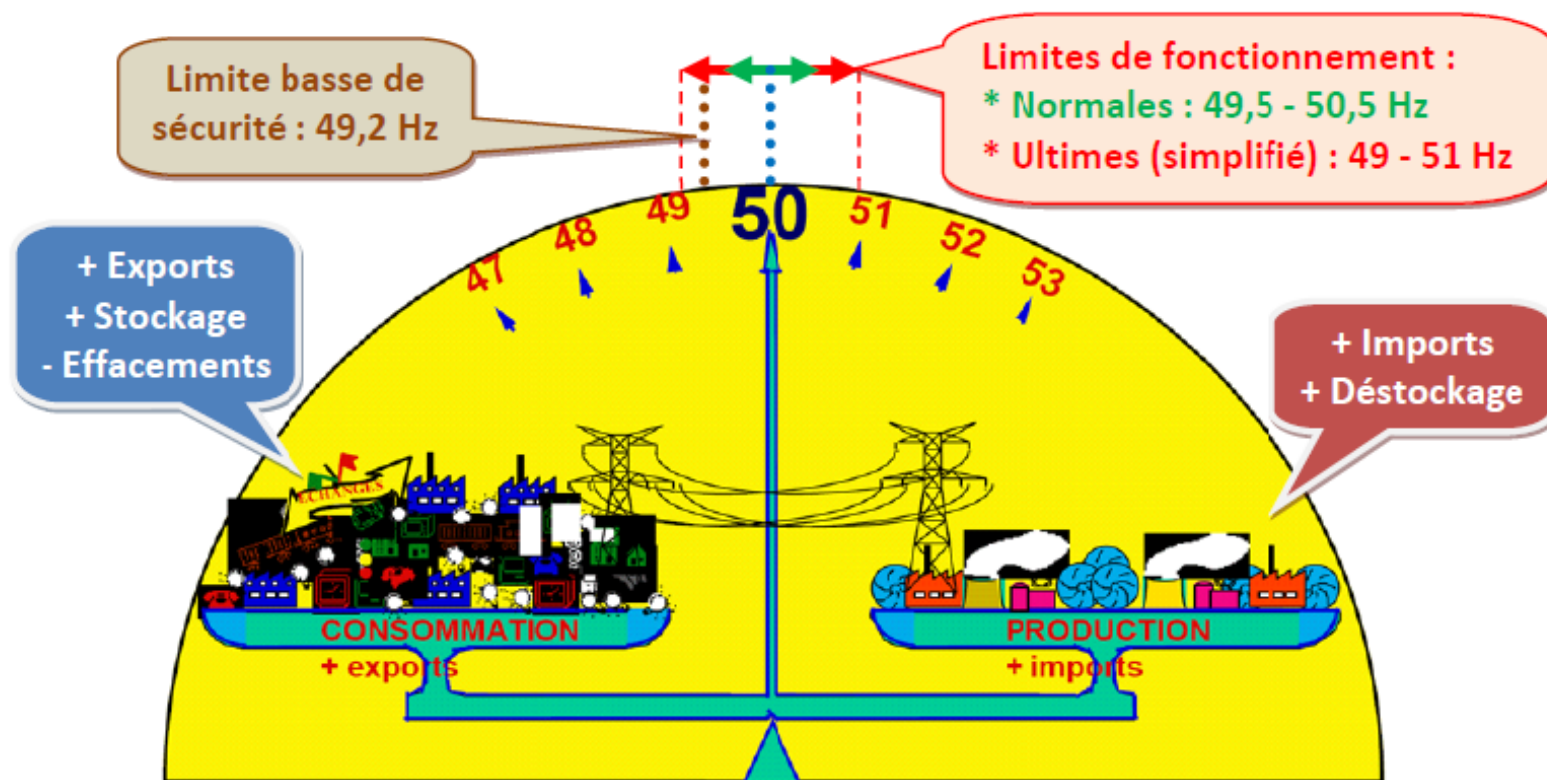
- Thermo sensibilité hivernale 2,4 GW va baisser grâce à :
 - l'efficacité énergétique (logements mieux isolés, pompes à chaleur,)
 - Réchauffement climatique (long terme) → diminution des vagues de froid

→ consommation divisée par 3 !!
- Premier facteur de risque : la conjonction de périodes froides et sans vent
 - Aujourd'hui : risques : janvier – février et fin de l'hiver
 - Demain : lissés sur tout l'hiver et fin de l'automne
- Sécheresses en été → faible production hydraulique en automne

La complexité du pilotage du système électrique

Le principe fondamental: équilibre

Fréquence = INDICATEUR COMMUN de l'équilibre instantané production-consommation
(La même pour tout ensemble de réseaux interconnectés en courant alternatif)



Source RTE

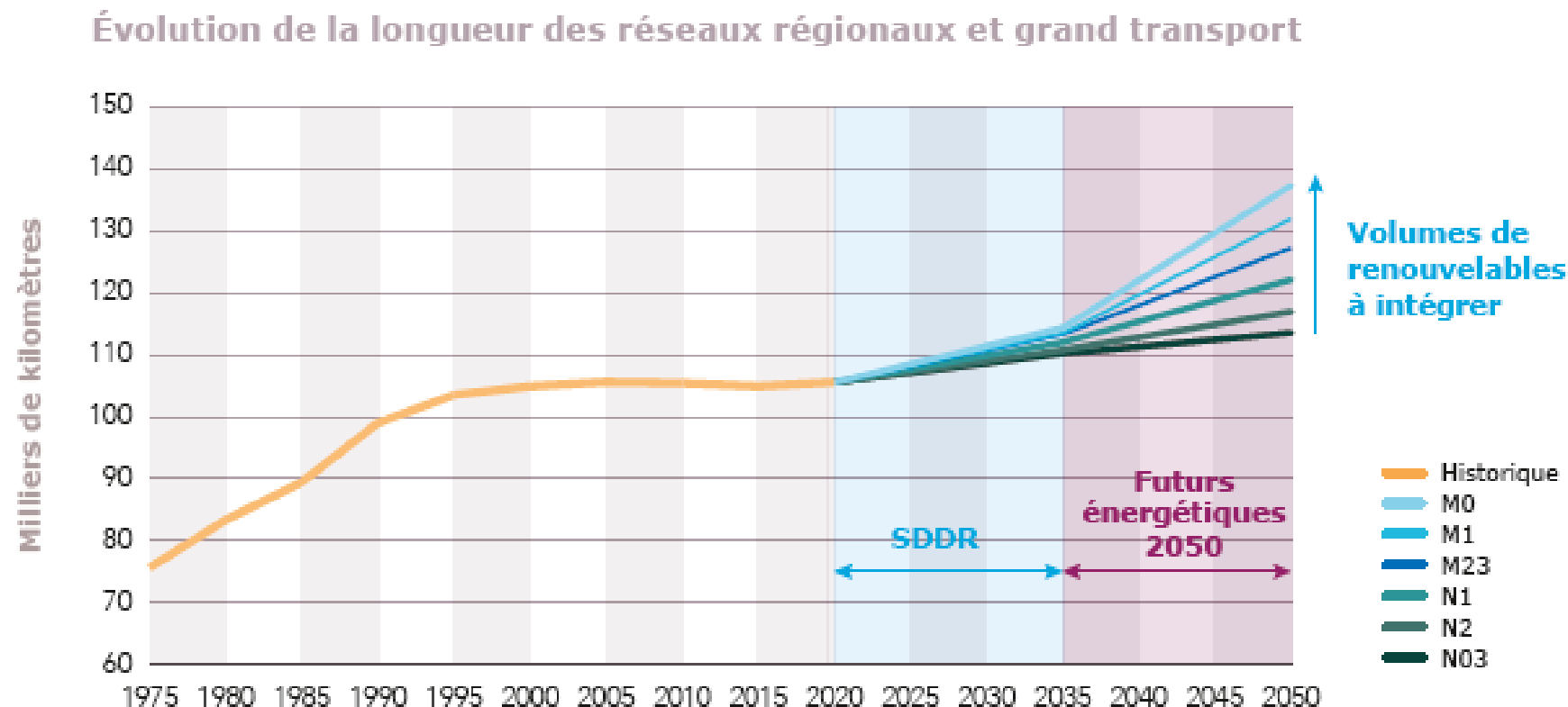
Production = Consommation

Les réseaux électriques doivent être redimensionnés

- **Toutes les sources de production et les sites de consommation seront interconnectés avec une exigence d'équilibre instantanée**
 - Le rythme de raccordement : un défi organisationnel, technique et temporel
 - Moyens de production plus dispersés :
 - Nouveaux risques : cybersécurité, maîtrise des données
- **Le réseau de transport (RTE)**
 - SDDR* → 33 milliards € sur 15 ans ;
 - Evolutions nécessaires après 2030 :
 - Nouveaux axes N-S et E-O
 - Raccordements des grands parcs en mer
 - Renouvellement des lignes anciennes (lignes 1950)
-

Les réseaux électriques (suite)

- **Le réseau de distribution (Enedis)**
 - Un investissement de 61 Md€ sur la période 2021 - 2035
 - Satisfaire la hausse de consommation
 - Intégrer la production variable



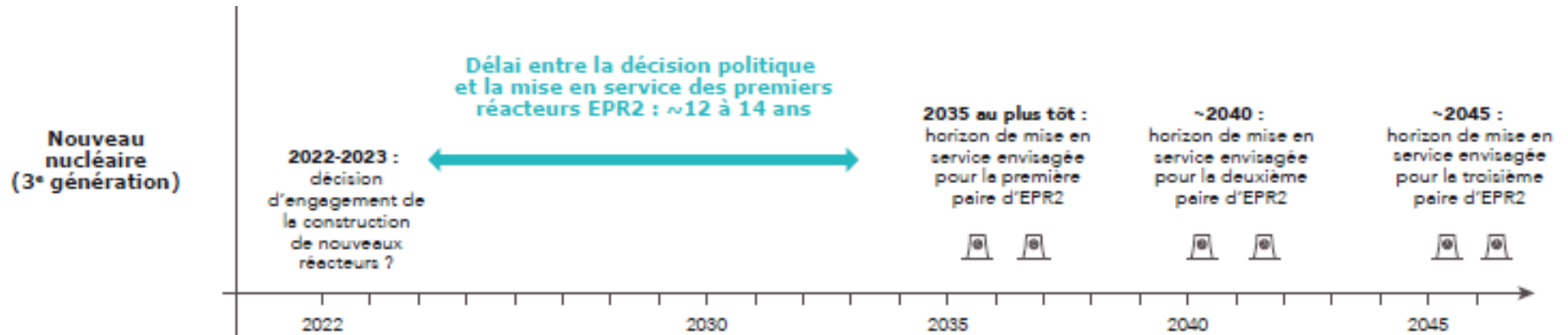
Programme « nouveau nucléaire »

- La proposition industrielle la plus haute de la filière consiste à atteindre un parc nucléaire d'une capacité complète de 50 GW en 2050, dans un scénario de relance volontariste du nucléaire.

Cette perspective, qui représente un défi industriel de premier plan, ne doit pas être interprétée comme un « renoncement » sur le nucléaire. En effet, disposer d'un parc de 50 GW en 2050 implique de réunir quatre conditions : (i) prolonger l'essentiel des réacteurs actuels au moins jusqu'à 60 ans, (ii) être en mesure d'exploiter certains d'entre eux au-delà de cette durée (et ce d'autant plus que certains fermeront à 50 ans) en respectant les prescriptions de sûreté qui seront imposées par l'ASN, (iii) mettre en service 14 nouveaux réacteurs de type EPR 2 entre 2035 et 2050, dont de très nombreux entre 2040 et 2050, et (iv) installer en complément une capacité significative (4 GW) de petits réacteurs nucléaires.

Planning du « nouveau nucléaire »

-
-



Est-il possible d'accélérer le programme « nouveau nucléaire »

- l'occasion de la consultation publique. Cette accélération est soumise d'après ces mêmes acteurs à plusieurs conditions parmi lesquelles le lancement du programme NNF dans les tous prochains mois, la stabilité du cadre politique et réglementaire pour assurer une visibilité à long terme pour l'industrie, la standardisation des équipements et réacteurs développés ou encore la mise en place d'une logique partenariale entre maître d'ouvrage et acteurs de la supply-chain.

Le rythme de construction résultant de ces propositions industrielles (un à deux réacteurs par an au maximum à partir de 2045) ressort nettement en-dessous de celui du programme nucléaire historique, qui a vu trois à quatre réacteurs mis en service chaque année en moyenne, entre la fin des années 1970 et le début des années 1990. Cette différence entre le rythme historique et celui projeté dans le meilleur des cas a fait l'objet en concertation de discussions passionnées conduisant à de multiples prismes d'interprétation, mettant l'accent tantôt sur le caractère exceptionnel du programme nucléaire civil français des années 1980, tantôt sur la perte de compétence industrielle du pays depuis.

Plusieurs acteurs ont suggéré d'étudier la possibilité d'aller au-delà de l'accélération décrite ci-dessus, pour disposer d'un scénario retenant une capacité de production nucléaire plus importante, avec 35 à 40 GW de nouveaux réacteurs en 2050. Un des scénarios initialement proposés par RTE dans la consultation publique était d'ailleurs basé sur ce type de trajectoires. Pour autant, cette proposition n'a pas été reprise par des acteurs industriels, qui ont indiqué que les contraintes de *supply-chain* rendaient difficilement envisageable d'atteindre un tel rythme. Celui-ci ne serait possible qu'en recourant à des capacités industrielles à l'étranger, soit en Europe dans le cadre de programmes nucléaires coordonnés avec le Royaume-Uni, la République tchèque et la Pologne notamment, soit en Asie. Ces conditions n'étant manifestement pas susceptibles d'être remplies, RTE n'a pas retenu, parmi les scénarios principaux, une trajectoire prévoyant la construction de 35 à 40 GW de nouveaux réacteurs d'ici 2050 (cette capacité ne pouvant être atteinte qu'à l'horizon 2060).

Le scénario N03 permet néanmoins de documenter un scénario comprenant 23 GW de nouveau nucléaire en 2050, et constitue donc un bon objet d'étude pour tester les conséquences de scénarios de relance du nucléaire très ambitieux.