

NOS PROPOSITIONS
POUR LA FRANCE

ÉLECTRICITÉ

BAISSER LA FACTURE DES FRANÇAIS, C'EST POSSIBLE !

L'URGENCE DE CONSOLIDER NOS ATOUTS STRATÉGIQUES

La France dispose d'un atout souverain essentiel face à la crise énergétique mondiale ouverte par la guerre au Moyen-Orient : une production d'électricité abondante et décarbonée à plus de 95 %, fruit d'une stratégie constante déployée pendant la seconde moitié du XX^e siècle et fondée sur la complémentarité vertueuse entre le nucléaire et l'hydraulique, énergie renouvelable pilotable.

Le résultat est que nous dépendons moins des fossiles que les autres. 43 % de notre consommation finale d'énergie est ainsi décarbonée et souveraine, là où ce ratio est inférieur à 30 % en Europe, et à 15 % dans le Monde. La France est d'ailleurs sur le podium mondial de la décarbonation, derrière le Brésil et devant la Suède.

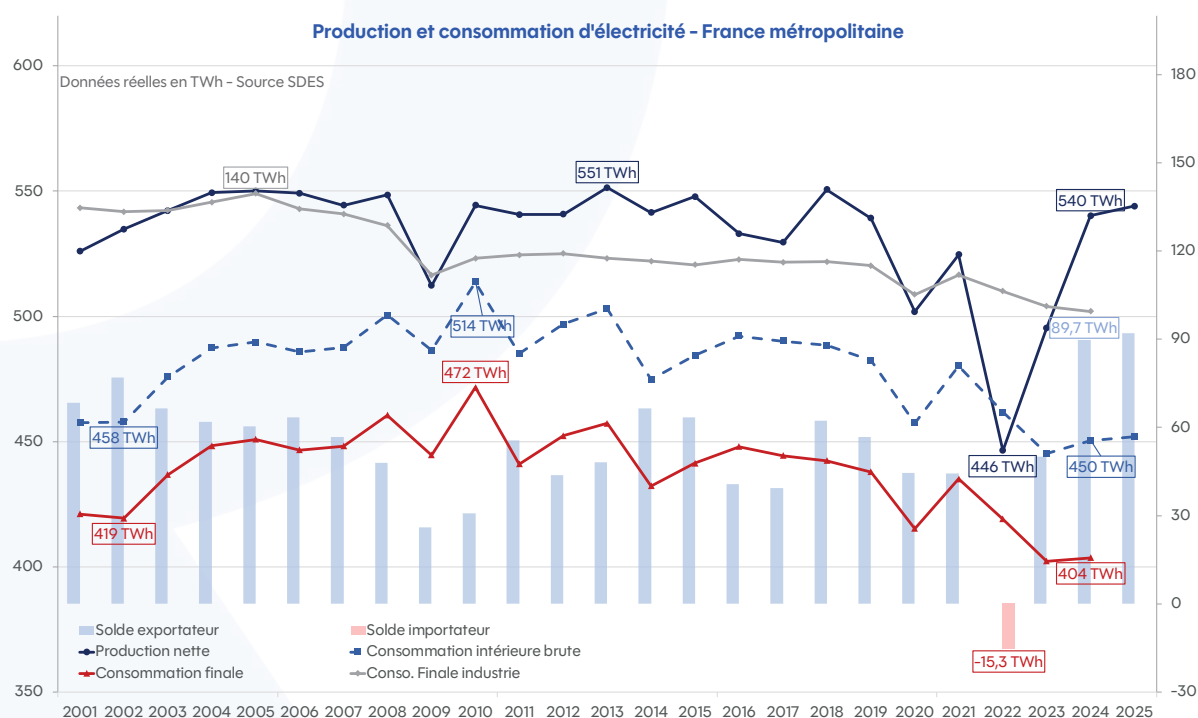
Notre pays serait même aujourd'hui plus fort si cet atout n'avait pas été malmené par les socialistes entre 1997 et 2002, puis méthodiquement pilonné à partir de 2010 par une politique énergétique européenne, fortement influencée par l'Allemagne et accordant une priorité absolue à l'éolien et au photovoltaïque.

François Hollande programme, en 2012, la fermeture de 14 réacteurs. Emmanuel Macron en arrête deux – en parfait état de marche – à Fessenheim, en 2020, et perpétue des mécanismes de soutien public dispendieux pour l'éolien et le photovoltaïque leur garantissant jusqu'à 20 ans de revenus – soit, à titre d'exemple, 6,6 milliards d'euros de subventions directes pour la seule année 2026 et aux seules bornes de l'Hexagone.

Un tournant salutaire est amorcé depuis 2022 mais la priorité stratégique et financière accordée aux sources renouvelables demeure solidement ancrée dans le droit européen.

L'European Grid Package, programme d'interconnexions transfrontalières de 730 milliards d'euros piloté au niveau supranational, en est l'illustration la plus récente et la plus préoccupante.

La facture de ces errements est colossale : un prix de l'électricité qui a doublé depuis 2009 (+ 57 % hors inflation) et une consommation qui a chuté de 514 TWh en 2010 à 446 TWh en 2025, revenant ainsi au niveau de l'an 2000. Et la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE 3), en visant près de 700 TWh en 2035, conduit à faire peser 15 à 20 milliards d'euros de charges annuelles supplémentaires sur les factures d'ici à 2035 – subventions et coûts réseau combinés – soit une augmentation de 25 à 30 % du prix de l'électricité. Nous l'abrogerons.



En effet, compte tenu des projets photovoltaïque et éolien d'ores et déjà octroyés et du redressement de la production nucléaire, nous produirons *a minima* 600 TWh en 2035 pour une consommation brute que nous estimons à 500 TWh. 500 TWh, cela suppose, par exemple, que 20 millions de voitures françaises soient électriques – contre 1,2 million aujourd'hui sur un parc de 40 millions.

Comme en 1990, où il fallut stopper la construction de toute nouvelle unité nucléaire après un rythme soutenu de quatre (avec un pic à six) réacteurs par an, **il ne faut plus lancer d'appels d'offres publics pour le photovoltaïque et l'éolien en France métropolitaine.**

Non pas pour électrifier moins mais pour électrifier davantage, en évitant des investissements inutiles et coûteux dans des moyens de production et dans les réseaux.

Non pas pour décarboner moins mais pour décarboner plus, l'électricité photovoltaïque (40 g CO₂/kWh) est dix fois plus carbonée que l'électricité nucléaire (4 g CO₂/kWh) qu'elle évince de plus en plus et l'éolien trois fois plus (13 g CO₂/kWh).

Concrètement, nous agissons selon trois axes :

- **Conserver une électricité décarbonée en consolidant nos atouts stratégiques** - parc électronucléaire et hydroélectrique - en inscrivant les réacteurs existants dans une trajectoire d'exploitation à 80 ans (proposition 1), en assurant un pilotage rigoureux de la construction des nouveaux EPR2 dans le respect des délais et des coûts (proposition 2) et en augmentant la capacité de production et de stockage hydroélectrique (proposition 3) ;
- **Bénéficier d'une électricité bon marché** en stoppant le subventionnement de nouvelles capacités éoliennes et photovoltaïques (proposition 4), en protégeant le parc nucléaire des arrêts subis (proposition 5), en garantissant aux industriels et consommateurs français le bénéfice de la compétitivité du parc nucléaire (proposition 6), et en levant immédiatement les freins réglementaires à l'électrification (proposition 7) ;
- **Disposer d'une électricité abondante pour tous les Français en garantissant la souveraineté et la résilience du système électrique français** en préparant la transition vers les réacteurs à neutrons rapides de 4^e génération (proposition 8), en faisant respecter le principe de subsidiarité au niveau européen (proposition 9) et en retrouvant la maîtrise des chaînes de valeur stratégiques tout en neutralisant les risques cyber liés aux composants critiques d'origine étrangère (proposition 10).

Cette feuille de route permettra de faire baisser immédiatement la facture d'électricité de 5 % grâce à la suppression des CEE sur l'électricité et encore de 5 à 10 % à partir de 2030. Soit jusqu'à deux mois de factures supprimés pour les Français, là où la programmation pluriannuelle de l'énergie, inepte, les obligera à payer l'équivalent de trois mois de facture en plus. C'est ainsi - et seulement ainsi - que l'on électrifiera : avec un prix de l'électricité qui baisse, pas un prix qui flambe.





NOS PROPOSITIONS
POUR LA FRANCE



epp
group
in the european parliament

evr
im europäischen

IR Sommaire

Nos propositions pour la France

01

L'urgence de consolider nos atouts stratégiques

PAGE 02

02

Fiches propositions

UNE ÉLECTRICITÉ DÉCARBONÉE : CONSOLIDER LES ATOUTS NUCLÉAIRE ET HYDRAULIQUE DE LA FRANCE

Page 10

Proposition 1 - Inscrire le parc nucléaire dans une trajectoire « 80 ans »

Page 11

Proposition 2 - Maîtriser les coûts et les délais des nouveaux EPR2

Page 13

Proposition 3 - Augmenter la capacité de production et de stockage hydroélectrique

Page 15

UNE ÉLECTRICITÉ BON MARCHÉ : BAISSER LES PRIX À COURT TERME POUR DÉVELOPPER LES USAGES

Page 18

Proposition 4 - Stopper le subventionnement de nouvelles capacités éoliennes et photovoltaïques et contenir les coûts réseaux

Page 19

Proposition 5 - Protéger le parc nucléaire des arrêts subis et développer la flexibilité pour diminuer le gaspillage d'électricité décarbonée

Page 23

Proposition 6 - Faire bénéficier industriels et consommateurs de la compétitivité et de la stabilité du parc nucléaire français

Page 26

Proposition 7 - Lever immédiatement et à coût budgétaire nul les freins à l'électrification

Page 28

UNE ÉLECTRICITÉ POUR TOUS LES FRANÇAIS : GARANTIR LA SOUVERAINETÉ ET LA RÉSILIENCE DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE

Page 30

Proposition 8 - Relancer immédiatement les études et recherches sur un prototype de réacteur à neutrons rapides (4^e génération)

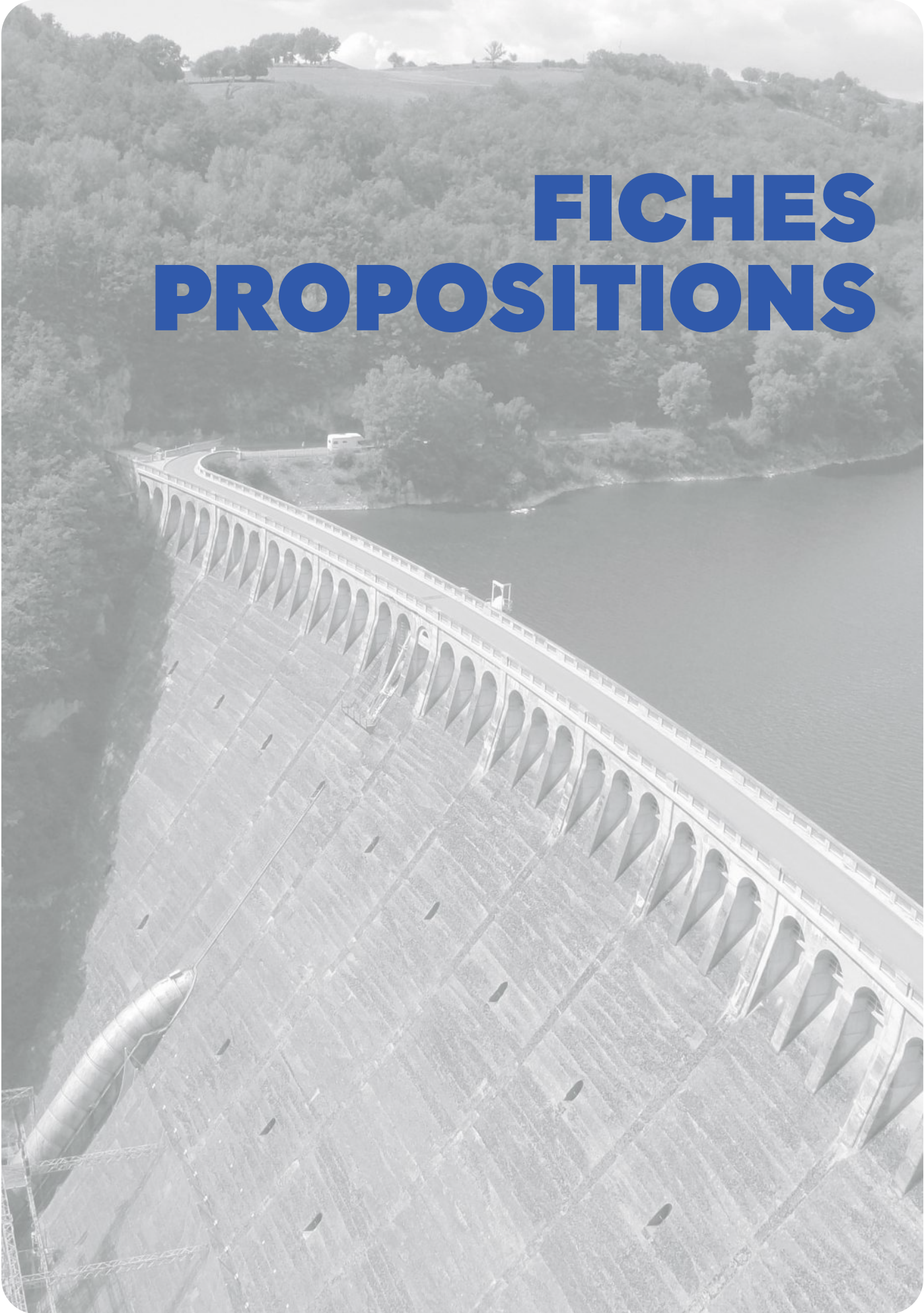
Page 31

Proposition 9 - Faire respecter le principe de subsidiarité et la souveraineté française sur son mix énergétique au niveau européen

Page 33

Proposition 10 - Maîtriser les chaînes de valeur stratégiques et neutraliser les risques cyber liés aux composants critiques issus de zones à risque

Page 36



FICHES PROPOSITIONS

RENVERSER LA TABLE !

POUR UNE ÉLECTRICITÉ DÉCARBONÉE, BON MARCHÉ, POUR TOUS LES FRANÇAIS

- 01 INSCRIRE**
le parc nucléaire
dans une trajectoire
« 80 ans » ; nos centrales
sont à la moitié de leur vie.
- 02 CONFIRMER**
les nouveaux EPR2
en veillant à la tenue
des coûts et des délais.
- 03 RELANCER**
les investissements
hydroélectriques, énergie
100 % renouvelable, locale
et pilotable.
- 04 STOPPER**
le subventionnement
de nouvelles
capacités éoliennes et
photovoltaïques en France
métropolitaine et contenir
les coûts réseaux.
- 05 PROTÉGER**
le parc nucléaire des arrêts
subis et développer
la flexibilité pour diminuer
le gaspillage d'électricité
décarbonée.
- 06 FAIRE PLEINEMENT
BÉNÉFICIER**
industriels et
consommateurs
de la compétitivité et
de la stabilité du parc
nucléaire français.
- 07 LEVER
IMMÉDIATEMENT,**
et à coût budgétaire nul,
les freins à l'électrification.
- 08 RETROUVER**
notre place dans la course
à la 4^e génération.
- 10 BLOQUER**
l'European Grid
Package et réaffirmer
notre souveraineté.
- 09 PROTÉGER**
notre réseau des risques
cyber et reconquérir
les chaînes de valeur
stratégiques avec
nos partenaires européens.

UNE ÉLECTRICITÉ DÉCARBONÉE : **CONSOLIDER LES ATOUTS NUCLÉAIRE ET HYDRAULIQUE DE LA FRANCE**



01

Inscrire le parc électronucléaire dans une trajectoire « 80 ans »

« Les centrales nucléaires françaises sont conçues pour 40 ans » : une idée reçue

Cette affirmation, souvent entendue, est en réalité inexacte. Les 40 ans ne correspondent pas à une limite technique des réacteurs, mais à une durée choisie par les comptables d'EDF pour amortir le coût de construction des centrales — autrement dit, la période sur laquelle l'investissement initial est remboursé dans les livres de comptes.

Vers des centrales qui durent plus longtemps

EDF a déjà commencé à réviser ce cadre : en 2016, la durée d'amortissement des réacteurs de 900 MW a été portée à 50 ans, et les nouveaux réacteurs EPR2 sont déjà conçus dans une logique de 60 ans. C'est un progrès, mais le système actuel présente un défaut majeur : les autorisations de fonctionnement sont renouvelées par tranches de 10 ans seulement. Résultat, les exploitants investissent sans visibilité à long terme - frein considérable pour planifier et financer les travaux nécessaires.

Aux États-Unis, l'autorité de sûreté nucléaire accorde des licences allant jusqu'à 80 ans de fonctionnement, sous réserve que les réacteurs respectent en permanence leurs exigences de sécurité d'origine. Cette approche donne aux opérateurs une perspective industrielle bien plus stable.

Ce que nous proposons : un horizon de 80 ans

Plutôt que de renouveler l'autorisation d'une centrale tous les 10 ans en se demandant à chaque fois si elle va continuer à exister, nous proposons de fixer d'emblée un horizon de 80 ans. La plupart des équipements d'une centrale peuvent être remplacés au fil du temps - à l'exception de la cuve du réacteur, pièce centrale qui ne peut pas être changée. Les contrôles décennaux ne disparaissent pas, mais leur rôle change : au lieu de décider si la centrale peut survivre 10 ans de plus, ils servent à vérifier qu'elle reste bien sur la trajectoire prévue.

En résumé : aujourd'hui, on investit pour 10 ans en espérant pouvoir continuer. Demain, on investira pour viser les 80 ans, en vérifiant l'état du réacteur tous les 10 ans.

Des bénéfices concrets

L'autorité de sûreté française (ASNR) travaille actuellement sur les enjeux spécifiques d'un fonctionnement au-delà de 60 ans et rendra ses conclusions en novembre 2026 – condition indispensable pour que cette stratégie puisse être mise en œuvre.

Si elle est validée, cette approche permettrait d'étaler sur une plus longue durée le coût des travaux de modernisation en cours – le programme dit de « grand carénage », qui représente environ 6 milliards d'euros par an –, et donc de produire une électricité nucléaire moins chère.

Une stratégie de souveraineté énergétique

Ce plan ne garantit évidemment pas que chaque réacteur atteindra les 80 ans. Mais en exploitant au maximum le potentiel du parc existant, il sécurisera l'indépendance électrique de la France à moindre coût, tout en préparant la transition vers les réacteurs de nouvelle génération – les réacteurs à neutrons rapides – qui pourront recycler les matières nucléaires accumulées depuis des décennies (uranium appauvri, plutonium).



**CONSULTER LE DOCUMENT DE TRAVAIL
« TRAJECTOIRE 80 ANS »**

02

Maîtriser les coûts et les délais des nouveaux EPR2

Construire les nouveaux réacteurs dans les délais et dans le budget

En attendant l'arrivée des réacteurs de 4^e génération, nous consoliderons notre parc nucléaire en veillant à la bonne avancée des six réacteurs EPR2 prévus sur les sites de Penly, Gravelines et Bugey. Le premier d'entre eux doit être mis en service d'ici 2038, pour un coût de construction total estimé à 72,8 milliards d'euros en valeur 2020, soit environ 84 milliards d'euros aux prix actuels. 6,3 milliards ont déjà été engagés pour les études, l'acquisition des terrains, les premières commandes et la préparation industrielle.

Un coût de production très compétitif

Le coût de production de l'électricité issue de ces nouveaux réacteurs est estimé entre 75 et 110 euros par MWh (en euros 2026). Ce chiffre tient compte de plusieurs facteurs favorables : un prêt de l'État à taux avantageux couvrant 60 % du coût total, adossé à l'épargne gérée par la Caisse des dépôts, et les économies d'échelle attendues – EDF table sur une réduction de 30 % du coût unitaire entre le premier et le dernier réacteur de la série.

Pour mettre ces chiffres en perspective : en 2026 les installations photovoltaïques subventionnées percevront, en moyenne, 211 euros par MWh, l'éolien terrestre 101 euros par MWh et l'éolien en mer 185 euros par MWh. Et cet écart se creuse encore si l'on raisonne en coût complet : contrairement aux énergies renouvelables, le nucléaire ne nécessite pas d'investissements massifs dans les réseaux électriques ni dans des capacités de secours pour pallier l'intermittence de la production.

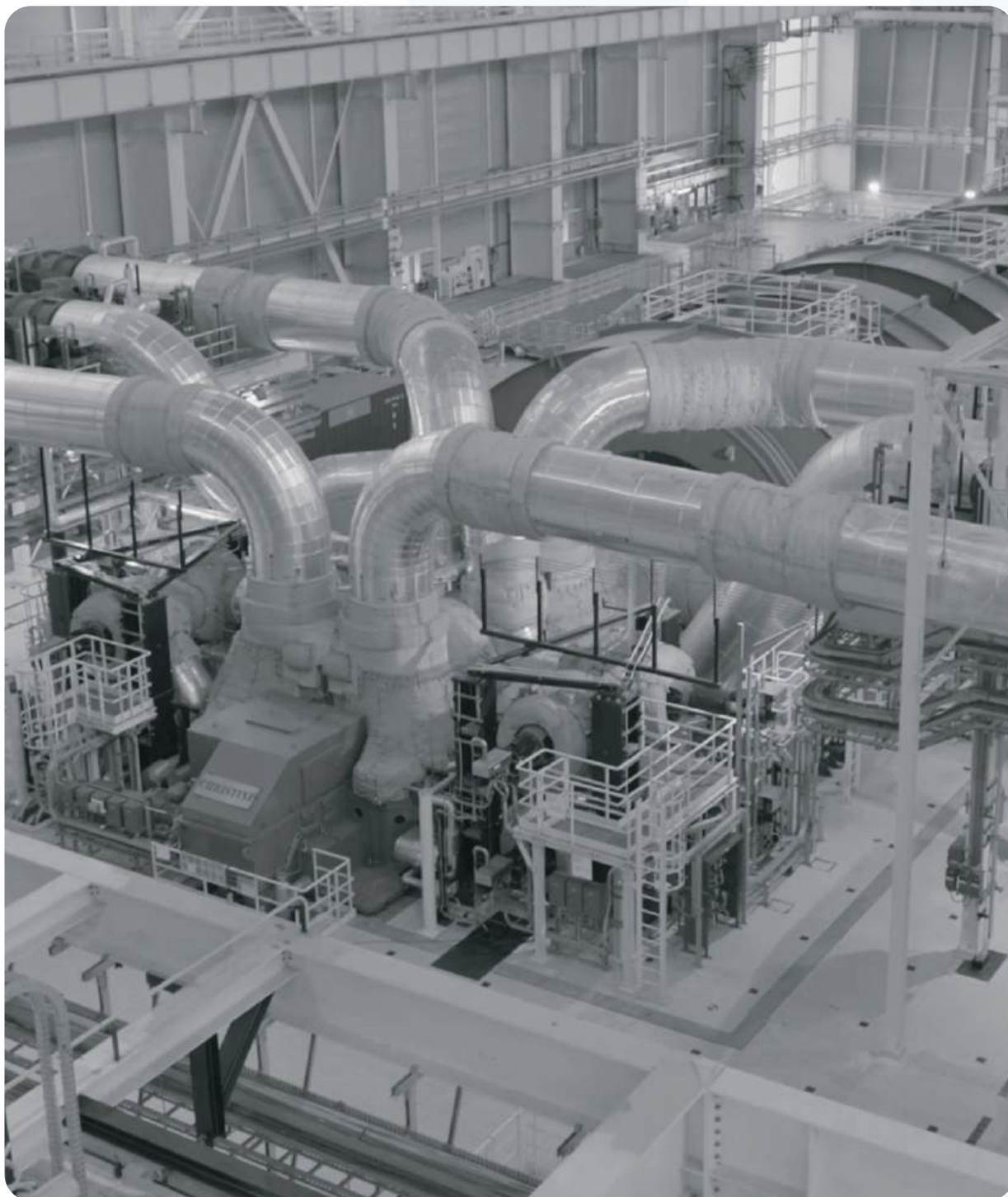
Maîtriser les coûts grâce à l'industrialisation

Les retards et surcoûts de Flamanville ont eu une cause principale identifiée : une trop grande part d'ingénierie spécifique au « premier exemplaire », c'est-à-dire des solutions conçues de zéro plutôt que reproduites.

Pour éviter de répéter cette erreur, nous encouragerons la constitution d'une filière industrielle nucléaire à l'échelle européenne, fondée sur la modularité des composants et la stabilisation de leur conception - afin que chaque nouveau réacteur bénéficie de l'expérience accumulée sur le précédent.

Et si le programme tient ses promesses ?

Si l'avancement des six premiers réacteurs s'avère satisfaisant, nous confirmerons la commande de huit EPR2 supplémentaires dès les deux premières années du mandat.



03 **Augmenter la capacité de production et de stockage hydroélectrique**

Relancer l'hydroélectricité française

Nous soutiendrons la modernisation des installations hydroélectriques existantes – d'une capacité totale de 26 GW, mais âgées en moyenne d'une soixantaine d'années – et le développement de nouvelles capacités.

Les barrages et les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) constituent une forme de stockage d'électricité unique : l'eau accumulée dans les réservoirs peut être turbinée à la demande pour produire très rapidement de très fortes puissances, notamment lors des pics de consommation, ou au contraire pompée vers le haut pour stocker l'énergie en période de surproduction. La France dispose actuellement de 6 STEP pour une capacité de 5 GW.



Les barrages à vocation mixte remplissent par ailleurs un rôle essentiel pour la gestion de l'eau : ils stockent les volumes en période de hautes eaux et soutiennent les débits des rivières en saison sèche, contribuant ainsi à l'irrigation agricole – c'est le cas de Serre-Ponçon sur la Durance, des barrages du Lot-Truyère, de Montpezat et Chassezac en Loire-Ardèche, ou encore des ouvrages du Rhône gérés par la Compagnie Nationale du Rhône (CNR).

Un parc exploité principalement par trois grands opérateurs

À côté de 2 300 petites installations, 90 % de la production hydroélectrique française provient de 340 grands ouvrages exploités sous le régime de la concession d'État : EDF en opère 70 %, la CNR 25 %, et la Société Hydro Électrique du Midi (SHEM) 3 %.

Depuis la transformation d'EDF en société anonyme en 2004, le renouvellement de ces concessions est soumis à une mise en concurrence européenne. La Commission européenne a engagé deux procédures pré-contentieuses – en 2015 pour position dominante d'EDF, et en 2019 pour absence d'appel d'offres lors des renouvellements –, créant depuis lors une incertitude juridique qui bloque les investissements.

Un potentiel de 4 GW supplémentaires

EDF estime pouvoir ajouter 4 GW de capacité sur son parc actuel – soit une augmentation de 20 % – dont 2 GW réalisables dès 2035. Un premier projet est déjà lancé : l'augmentation de la puissance de la STEP de Montézic (Aveyron), qui passera de 920 à plus de 1 300 MW pour un investissement de 500 millions d'euros. Nous remettrons également à l'étude le projet de STEP de Redenat en Corrèze – 1 100 MW, 1 milliard d'euros – dont le site est déjà acquis et la galerie partiellement creusée, mais qui a été abandonné depuis 1982 faute de volonté politique.

Une situation juridique récemment débloquée

Faisant suite à un accord de principe avec la Commission européenne, le régime des concessions a été remplacé par un régime d'autorisation, avec attribution d'un droit d'exploitation de 70 ans aux opérateurs actuels – à l'exception de la concession du Rhône attribuée à la CNR et des concessions internationales.

Pour régler le contentieux lié à la position dominante d'EDF, une mesure compensatoire garantit l'ouverture d'au moins 40 % des capacités hydroélectriques à des opérateurs tiers, sous la forme de droits de production virtuels mis aux enchères à un prix plancher fondé sur les coûts réels, sous le contrôle du régulateur de l'énergie (CRE).

Nous veillerons cependant à ce que ce mécanisme respecte deux conditions non négociables : la sûreté des ouvrages ne pourra jamais être sacrifiée à des logiques de rentabilité à court terme ; et la gestion coordonnée des réservoirs par vallée – actif stratégique national – devra être préservée, sans être soumise aux seuls aléas des marchés financiers.

Ce système d'enchères sur capacités virtuelles, ancré sur les coûts de production et supervisé par le régulateur, préfigure la régulation que nous proposons pour l'après-ARENH : garantir aux fournisseurs alternatifs un accès équitable aux moyens de production décarbonés dont le coût a été historiquement mutualisé, sans démanteler la gestion industrielle intégrée qui en fait la valeur, et en substituant à un prix administré fixe un mécanisme de marché encadré. La philosophie est la même ; les contraintes propres au nucléaire – sûreté, financement du nouveau parc – appellent toutefois un instrument spécifique, détaillé dans la proposition 6.

Les Micro-STEP : un outil méconnu et prometteur

Nous accélérerons également le déploiement des Micro-STEP. D'une puissance unitaire d'environ 10 MW, raccordées au réseau haute tension, ces installations reposent sur des équipements standards – pompes d'irrigation, canalisations classiques, retenues collinaires – plutôt que sur des ouvrages d'exception. Dès lors que le terrain offre un dénivelé supérieur à 300 mètres, leur coût de production est comparable à celui des grandes STEP. Elles sont fabriquées intégralement en France, mobilisent la filière hydroélectrique nationale et les entreprises de génie civil, génèrent environ une centaine d'emplois par tranche de 10 MW sur quatre ans de construction, et présentent une durée de vie d'environ un siècle sans dégradation notable.

Ce modèle est particulièrement pertinent dans les territoires ultramarins, où l'électricité est encore produite au diesel (300 à 400 euros par MWh, soit le double du prix attendu pour une Micro-STEP) ou, de plus en plus, à partir de biocarburants importés à base de tourteaux de soja (près de 600 euros par MWh) – un non-sens stratégique, budgétaire et environnemental, d'autant que ces territoires bénéficient d'un ensoleillement et de vents exceptionnels. Le développement du solaire et de l'éolien y est pertinent, à condition d'en assurer l'équilibrage. À l'image de ce qui se fait en Australie, en Chine ou en Inde, nous défendrons un *mix* batteries / Micro-STEP à cet effet – ce qui permettra de réduire la contribution au service public de l'énergie (CSPE), la taxe qui pèse sur la facture de tous les Français pour financer la péréquation tarifaire en outre-mer et en Corse.

UNE ÉLECTRICITÉ BON MARCHÉ: BAISSER LES PRIX À COURT TERME POUR DÉVELOPPER LES USAGES



04

Stopper le subventionnement de nouvelles capacités éoliennes et photovoltaïques et contenir les coûts réseaux

Le réseau électrique français ne peut pas absorber indéfiniment plus d'énergies renouvelables

Le parc nucléaire français ne peut pas descendre en dessous d'un plancher technique d'environ 20 GW : chaque réacteur ne peut individuellement réduire sa production en dessous de 20 à 25 % de sa puissance nominale sans compromettre sa capacité à fonctionner pleinement le soir et la nuit suivants. Or la consommation française à son minimum – nuits d'été, week-ends, mois d'août – peut descendre à 30 à 35 GW seulement, laissant une marge parfois inférieure à 15 GW pour absorber toute la production solaire et éolienne, qui ne peut être ni stockée ni interrompue à volonté.

La PPE 3 – le plan de programmation énergétique du gouvernement – prévoit pour 2035 de multiplier par trois le photovoltaïque (de 55 à 80 GW), par 1,7 l'éolien terrestre (35 à 40 GW) et par 18 l'éolien en mer (15 GW). Ces objectifs sont physiquement incompatibles avec la réalité du réseau électrique français. Les cibles 2030 posent les mêmes problèmes. Cette situation n'est pas sans précédent : en 1990, les autorités et EDF avaient elles-mêmes décidé de cesser toute nouvelle construction nucléaire après une décennie de construction intensive – jusqu'à six réacteurs par an au plus fort du programme.

Des conséquences financières lourdes pour les consommateurs

Quand le réseau produit trop par rapport à la demande, des producteurs sont indemnisés pour une électricité qui n'est ni produite ni consommée. Par ailleurs, les subventions publiques aux énergies renouvelables – regroupées dans les Charges de Service Public de l'Énergie (CSPE), déjà considérables – continueront d'augmenter, d'autant que les nouvelles capacités cannibaliseront les revenus des installations existantes, qui demanderont à leur tour des compensations.

Des conséquences industrielles sur le parc nucléaire

Les volumes de modulation forcée du parc nucléaire causés par la surproduction éolienne et solaire ont atteint 16 TWh en 2025, portant la modulation totale constatée lors de la décennie précédente de 15 à 20 TWh à 33 TWh, avec une projection à 42,5 TWh en 2028. RTE anticipe une modulation jusqu'à 85 TWh en 2035, dont la moitié réalisée par des arrêts de réacteurs.

Cette modulation, en plus d'accélérer l'usure des composants – turbines, alternateurs, turbopompes alimentaires, générateurs de vapeur, etc. –, crée des contraintes inédites sur la gestion des cycles combustibles, pouvant conduire à décaler des arrêts pour rechargement aux conséquences organisationnelles en cascade.

Des conséquences sur la stabilité du réseau

En 2025, RTE a dû maintenir des réacteurs nucléaires couplés au réseau alors même qu'ils n'étaient pas nécessaires pour répondre à la demande : la production solaire régionale avait saturé la demande locale en milieu de journée, et les arrêter aurait compromis la stabilité de la tension électrique, faute d'équipements suffisants pour assurer le réglage du réseau.



Ce que nous proposons

Nous abrogerons immédiatement le volet électricité de la PPE 3, déclarerons infructueux les appels d'offres non encore attribués en matière de photovoltaïque et d'éolien en mer, et n'en lancerons plus – tant que la demande n'augmentera pas nettement.

Nous supprimerons également, pour toute nouvelle installation photovoltaïque mise en service après la promulgation de notre loi de programmation, l'ensemble des avantages fiscaux et tarifaires associés : retour au taux normal de TVA à 20 %, suppression des exonérations de taxes pour l'autoconsommation avec revente de surplus sur le réseau, suppression des crédits d'impôt et des aides publiques à l'investissement. L'autoconsommation sans revente de surplus restera libre de se développer selon les seuls signaux du marché.

Nous procéderons de même pour l'éolien. Le programme français d'éolien *offshore* repose sur une anomalie que nous corrigerons : en France, cas quasi unique en Europe, le raccordement des parcs éoliens en mer au réseau de transport est financé non par les producteurs mais par RTE – et donc intégralement répercuté sur la facture des consommateurs *via* le TURPE, la part de la facture d'électricité qui couvre l'acheminement. Or ce coût a explosé : RTE chiffre à 47 milliards d'euros les investissements de raccordement d'éolien en mer d'ici 2040, soit 45 % de son enveloppe totale d'investissement réseau. À titre d'illustration, le seul raccordement du parc Centre-Manche 1 (1 GW) est estimé à 2,7 milliards d'euros. Le régulateur de l'énergie (CRE) lui-même a mis en garde RTE, relevant que ces projections s'appuient sur des hypothèses de demande très élevées que les faits ont déjà démenties, et que le risque d'investissements inutilisés est réel.



***Nous abrogerons
immédiatement le volet
électricité de la PPE 3***

Les situations juridiques constituées ne seront pas remises en cause. L'État tiendra ses engagements, y compris ceux qu'il n'aurait pas dû prendre. Mais il s'agira bien de la fin des subventions pour les futurs projets photovoltaïques et éoliens, et non d'un moratoire. Les projets disposant d'un équilibre économique propre pourront être instruits et autorisés – jamais financés par la collectivité. Pas d'aide publique, pas de tarif garanti, pas de prise en charge des coûts de raccordement.

Nos territoires ultramarins, encore dépendants du diesel et de la biomasse importée, conserveront leurs mécanismes de soutien spécifiques. En France métropolitaine, l'État se retirera : si des acteurs privés choisissent d'investir à leurs risques et périls, sans faire peser leurs coûts sur la collectivité, ce sera leur affaire – pas celle du contribuable.

La baisse tendancielle du coût des batteries pourrait, à terme, permettre à certains projets de trouver leur modèle économique sans aide publique.

Cette loi de programmation énergétique actera la relance du nucléaire en France, incluant les réacteurs et les usines du cycle associées, en ancrant la stratégie française de traitement-recyclage des combustibles usés et en accélérant la progression vers la fermeture du cycle du combustible.

Recentrer les investissements des réseaux sur l'essentiel

RTE et Enedis prévoient près de 200 milliards d'euros d'investissements d'ici à 2040, dont une part substantielle destinée au raccordement de nouvelles capacités renouvelables. Nous leur demanderons de ramener cette trajectoire à la mesure des besoins réels, et de concentrer leurs moyens sur les raccordements qui soutiennent la croissance : *data centers*, sites industriels, nouveaux logements, nouveaux usages électriques.

La vocation première des réseaux est de servir la réindustrialisation et la compétitivité du pays, non d'absorber une production surabondante dont les coûts sont intégralement répercutés sur la facture des consommateurs.

Enfin, si le rythme de reprise de la consommation venait à dépasser significativement et durablement le + 1 % annuel prévu dans notre scénario, nous réexaminerions notre position. Nous ouvrirons d'ailleurs dès le début du mandat un chantier sur la flexibilité de la consommation – un levier puissant pour réduire le coût de notre système électrique. Grâce à Linky notamment, nous disposons du réseau de distribution le plus performant au monde, qui permet de piloter intelligemment les équipements pouvant s'y prêter (6 à 9 GW de capacité pilotable) sans contraindre les Français dans leurs usages quotidiens.



**CONSULTER LE DOCUMENT DE TRAVAIL
« LOI DE PROGRAMMATION ÉNERGÉTIQUE »**

05

Protéger le parc nucléaire des arrêts subis et développer la flexibilité pour diminuer le gaspillage d'électricité décarbonée

Le réseau électrique français produit déjà trop d'électricité - et ce n'est pas près de s'arranger

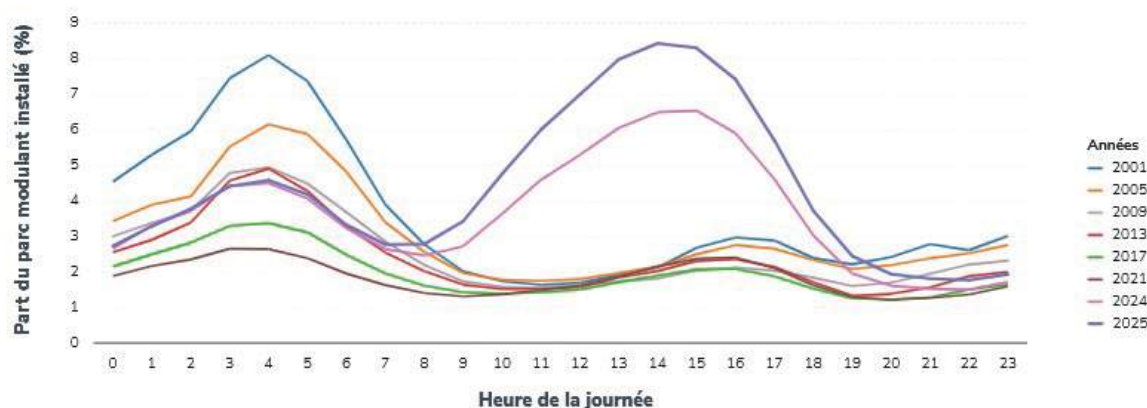
Le système électrique français est aujourd'hui en situation de surcapacité, et le restera très probablement pendant au moins dix ans, compte tenu des projets solaires et éoliens déjà engagés. D'ici 2035, notre capacité de production pourrait atteindre 600 TWh, soit bien plus qu'une consommation qui progresserait, elle, de 450 à 500 TWh seulement.

Cette situation se traduit par deux phénomènes en constante aggravation :

- Les réacteurs nucléaires sont de plus en plus souvent contraints de réduire leur production ;
- Une part croissante de la production solaire et éolienne est tout simplement écrêtée - c'est-à-dire non injectée sur le réseau faute de preneurs.

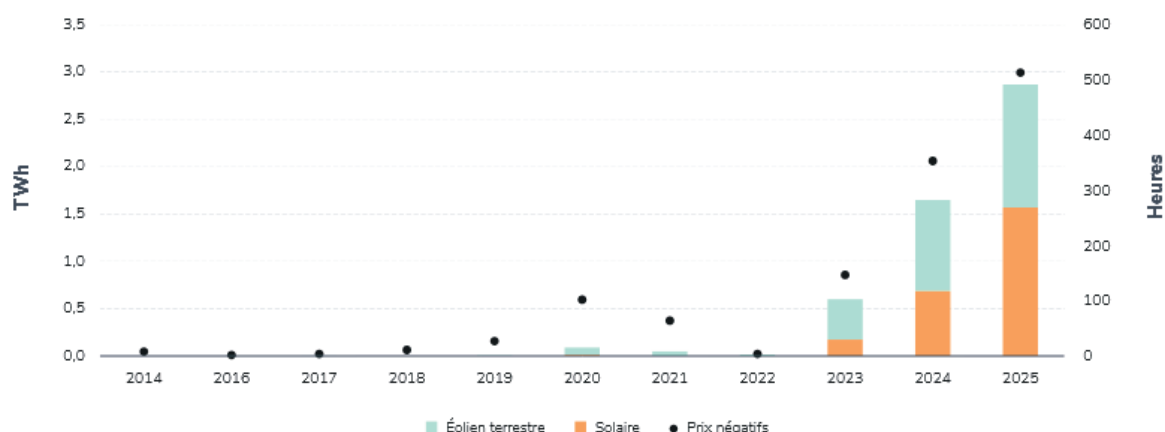
Au total, en 2025, ce sont près de 20 TWh d'électricité décarbonée qui ont été gaspillés. Ce phénomène va s'amplifier : d'ici 2035, les pertes de production nucléaire pourraient atteindre 85 TWh, soit 20 % de la capacité totale du parc. Avec des conséquences techniques, organisationnelles et financières sérieuses sur la maintenance et l'état physique des réacteurs.

Figure 2.12 - Part moyenne du parc nucléaire modulant sa production (en puissance, par rapport à la capacité installée), en fonction de l'heure de la journée, pour un échantillon d'années*



* Baisses temporaires de puissance. Les arrêts des réacteurs ne sont pas comptabilisés.

Figure 2.28 - Estimation des volumes de modulation solaire et éolienne lors d'épisodes de prix négatifs



La proposition 4 vise en premier lieu à contenir ce risque, mais il faut aller plus loin pour protéger le parc nucléaire des arrêts non programmés.

Premier levier : une règle inscrite dans la loi - aucun réacteur ne peut être contraint à l'arrêt par manque de demande

Nous inscrivons dans la loi le principe suivant : aucun réacteur nucléaire français en service ne peut être forcé à l'arrêt en raison d'une demande insuffisante sur le marché français.

Concrètement, RTE - le gestionnaire du réseau de transport d'électricité - sera chargé par la loi de calculer en temps réel le niveau de production minimum en dessous duquel l'ensemble des réacteurs en service ne peut descendre.

Dès que la demande résiduelle - c'est-à-dire la consommation totale diminuée de la production non pilotable (hydraulique au fil de l'eau, éolien, solaire) - s'approche de ce seuil, RTE déclenchera automatiquement une priorité de *dispatch* en faveur du nucléaire. Les autres moyens de production devront alors s'effacer, sans droit à compensation - cette contrainte étant réputée connue et intégrée dès la décision d'investissement pour toute nouvelle installation mise en service après l'entrée en vigueur de la loi.

Aux frontières, RTE sera habilité à restreindre unilatéralement les capacités d'interconnexion pour limiter les importations dès l'activation de ce mécanisme. Cette restriction sera traitée juridiquement comme une contrainte de sûreté du réseau national - au même titre que les restrictions de congestion existantes - et n'ouvrira droit à aucune compensation pour les producteurs étrangers concernés.

La France notifiera ce mécanisme à la Commission européenne comme une mesure de sûreté du système électrique national, domaine qui relève de la souveraineté des États membres en vertu des traités européens.

Deuxième levier : augmenter la flexibilité de la consommation

Nous élargirons significativement les plages d'heures creuses, notamment en été. Dans le même temps, l'écart de prix entre heures pleines et heures creuses sera rendu plus incitatif.

La plupart des grands postes de consommation électrique peuvent être programmés pour se décaler vers les heures où l'électricité est abondante et bon marché – en particulier en milieu de journée : chauffe-eau, chauffage (qui bénéficie de l'inertie thermique des bâtiments), recharge des véhicules électriques. Ce déplacement de la consommation est possible parce que l'énergie peut se stocker en aval – dans l'eau chaude, la chaleur des murs, la batterie d'une voiture.

C'est un levier puissant à la fois pour faire baisser les factures – en faisant bénéficier les consommateurs de la baisse des prix liée à l'abondance de production décarbonée – et pour améliorer l'efficacité globale du système électrique : moins de modulation nucléaire, moins de production renouvelable gaspillée, moins de besoins de renforcement des réseaux.

Troisième levier : réformer la gestion des contrats d'achat garanti pour les renouvelables

Nous procéderons à la séparation fonctionnelle de la gestion des obligations d'achat d'électricité renouvelable.

Le dispositif d'obligation d'achat – qui garantit aux producteurs éoliens un prix fixe pour leur électricité – est historiquement confié à EDF par la loi. Ce n'est plus adapté : EDF se retrouve dans une situation inconfortable, devant gérer à la fois l'équilibre de ses propres centrales et celui des producteurs renouvelables sous obligation d'achat. Nous y mettrons fin. Cette mission sera transférée aux gestionnaires de réseaux – RTE pour le transport, Enedis pour la distribution –, qui sont juridiquement indépendants des producteurs et déjà compétents en matière d'équilibrage du système.

Cette réforme alignera la France sur les pratiques internationales.



**CONSULTER LE DOCUMENT DE TRAVAIL
« MAXIMISER LE FACTEUR DE CHARGE DU PARC NUCLÉAIRE »**

06

Continuer de faire bénéficier les industriels et consommateurs de la compétitivité et de la stabilité du parc nucléaire français

Garantir aux entreprises et aux ménages un accès durable à une électricité nucléaire à prix maîtrisé

La compétitivité industrielle française dépend d'un accès durable à une électricité abondante, pilotable et à prix maîtrisé. La fin de l'ARENH – le dispositif qui permettait aux industriels d'acheter une part de l'électricité nucléaire d'EDF à prix régulé – au 31 décembre 2025, fait peser un risque majeur sur les coûts de production de l'industrie. Consolider un avantage compétitif durable supposera d'agir simultanément sur le prix de la fourniture et sur les coûts de réseau.

Pour les grands industriels : des contrats de long terme indexés sur les coûts réels du nucléaire

Le Versement Nucléaire Universel, qui a remplacé l'ARENH en 2026, ne garantit ni des prix stables pour les industriels ni une couverture satisfaisante des coûts pour EDF. Nous lui substituerons un dispositif contractuel de long terme, inspiré d'Exeltium – un groupement qui réunit aujourd'hui 24 industriels électro-intensifs. Le principe : EDF et les fournisseurs alternatifs volontaires s'engagent contractuellement sur quinze ans (avec possibilité de sortie à dix ans, voire avant) pour sécuriser jusqu'à 30 TWh d'électricité nucléaire par an à un prix négocié, directement indexé sur les coûts économiques réels du parc renouvelé, moyennant une contribution initiale proportionnelle aux volumes souscrits.

Ce mécanisme réduira l'exposition aux marchés volatils et ancrera à nouveau le prix de l'électricité industrielle sur les fondamentaux du nucléaire français. Le régulateur de l'énergie (CRE) veillera à la bonne répercussion de ces conditions auprès des clients industriels.

Pour les entreprises et les particuliers : un filet de sécurité symétrique sur le prix

Nous proposons un contrat pour différence bidirectionnel entre EDF et les fournisseurs d'électricité. Son fonctionnement est simple : un prix de référence est fixé par la CRE sur la base des coûts complets du parc nucléaire renouvelé, intégrant une marge pour financer la construction des nouveaux réacteurs.



Quand les prix de marché dépassent ce niveau, les excédents sont reversés aux consommateurs ; quand ils sont inférieurs, EDF reçoit une compensation. Ce mécanisme protège à la fois les consommateurs contre les hausses et assure à EDF une visibilité économique de long terme.

Contrairement à l'ARENH, ce dispositif est symétrique : les fournisseurs qui bénéficient d'un accès à la production nucléaire devront s'engager sur des durées longues, pour éviter qu'ils n'en profitent uniquement quand les prix de marché sont élevés. La participation au mécanisme pourrait constituer une condition d'obtention de la licence de fourniture.

Les volumes couverts – de l'ordre de 100 à 130 TWh – seront alloués proportionnellement à la production nucléaire réelle, heure par heure, afin que les signaux tarifaires reflètent fidèlement la réalité du système électrique.

Enfin, ce contrat pour différence sera structuré comme un produit financier entre EDF et les fournisseurs – et non entre EDF et l'État –, ce qui évitera le transit de flux financiers massifs par le budget public, tout en maintenant le rôle régulateur de l'État.

Combinées aux propositions 4 et 5, ces mesures permettent de viser une baisse de la facture d'électricité de 5 à 10 % à partir de 2030.

07

Lever immédiatement et à coût budgétaire nul les freins à l'électrification

Lever les freins réglementaires qui pénalisent l'électricité décarbonée

La France dispose d'un avantage énergétique unique en Europe : une électricité largement décarbonée, produite sur son sol, pilotable et disponible en quantité. Pourtant, notre pays continue paradoxalement d'en décourager l'usage.

Deux dispositifs continuent d'en renchérir artificiellement le coût. Leur réforme peut être engagée immédiatement, sans aucune dépense supplémentaire pour l'État.

Premier frein : les certificats d'économies d'énergie pénalisent l'électricité comme s'il s'agissait d'un fossile

Le dispositif des certificats d'économies d'énergie (CEE) a été créé en 2005 pour réduire la consommation d'énergie, toutes sources confondues. Il traite donc l'électricité française exactement comme une énergie fossile importée, et impose une charge croissante sur les factures des ménages et des entreprises – alors même que l'État appelle simultanément à électrifier les usages. Le signal envoyé est incohérent : on vous encourage à consommer une énergie propre, mais on vous pénalise quand vous l'utilisez.

Au fil des années, ce dispositif s'est transformé en une fiscalité indirecte massive, atteignant 9,5 milliards d'euros sur la période 2026-2030. Pour de nombreux artisans et petites entreprises, il constitue un frein direct à l'investissement. Plusieurs évaluations publiques, dont celles de la Cour des comptes, ont par ailleurs mis en évidence des effets d'aubaine importants, des fraudes récurrentes et une efficacité énergétique contestée.



Nous mettrons fin à cette incohérence en sortant l'électricité du périmètre des CEE et en réduisant d'autant le volume global des obligations nationales - sans transfert de charge vers les autres énergies -, en concentrant l'effort sur les opérations de sortie des fossiles les plus efficaces à l'euro investi. Cette décision permettra une baisse directe des factures d'électricité de 5 %.

Second frein : un coefficient technocratique hérité des années 1970 qui classe le chauffage électrique moins bien que le fioul

Le second frein est un mécanisme réglementaire largement ignoré du grand public mais aux conséquences considérables : le coefficient d'énergie primaire, utilisé pour calculer l'étiquette énergétique des logements (le diagnostic de performance énergétique, ou DPE).

Ce coefficient, hérité des années 1970, pénalise artificiellement l'électricité dans les classements énergétiques, indépendamment de son contenu réel en carbone. Il conduit à une situation absurde : un logement chauffé à l'électricité décarbonée peut être classé moins performant que le même logement chauffé au gaz ou au fioul. Or l'électricité française est décarbonée à plus de 95 % et émet environ sept fois moins de CO₂ que le gaz — sans même compter les émissions liées à la production et au transport de ce dernier.

Cette règle a durablement orienté la construction neuve vers les énergies fossiles et contribue encore aujourd'hui à exclure du marché locatif des centaines de milliers de logements pourtant parfaitement habitables, simplement parce qu'ils sont chauffés à l'électricité.

Nous abaisserons immédiatement ce coefficient de 1,9 à 1,2 - niveau déjà retenu par la Finlande. Cette réforme permettra de remettre rapidement sur le marché 750 000 logements aujourd'hui encore bloqués par une règle déconnectée des émissions réelles, tout en réorientant durablement les choix de chauffage vers les solutions les moins carbonées. C'est une trentaine de milliards d'euros de valeur rendue immédiatement aux Français.



**CONSULTER LE DOCUMENT DE TRAVAIL
« LEVER LES FREINS À L'ÉLECTRIFICATION »**

**UNE ÉLECTRICITÉ
ABONDANTE
POUR TOUS LES FRANÇAIS :
GARANTIR
LA SOUVERAINETÉ ET
LA RÉSILIENCE DU SYSTÈME
ÉLECTRIQUE FRANÇAIS**



08

Relancer immédiatement les études et recherches sur un prototype de réacteur à neutrons rapides (4^e génération)

Franchir la frontière de la 4^e génération nucléaire : les réacteurs à neutrons rapides

Si la prolongation du parc nucléaire actuel – associée au renforcement de notre patrimoine hydraulique – constitue le socle de notre production électrique à court et moyen terme, notre capacité à franchir la frontière technologique de la 4^e génération est la condition de sa pérennité à long terme. Le Conseil de politique nucléaire a décidé, le 12 mars 2026, de lancer une phase d'études de quatre ans, puis d'envisager, à l'horizon 2030, le lancement de la construction d'un premier réacteur à neutrons rapides. Nous accélérerons ce calendrier, rompant avec les hésitations passées, en relançant immédiatement, en complément des études d'ingénierie, les programmes de recherche expérimentale sur un démonstrateur, avec comme objectif la mise en service d'un premier réacteur de puissance en 2045, ainsi que ses usines de fabrication et de retraitement des combustibles.

Multiplier le potentiel énergétique des matières disponibles par 140

Il existe des risques de tension sur l'approvisionnement en uranium naturel. Les réserves mondiales connues permettent au parc actuel de fonctionner jusqu'à la fin du siècle. En revanche, si la capacité nucléaire mondiale triplait d'ici à 2050 – comme présenté à la COP 28 –, ces réserves seraient épuisées autour de 2055.

La voie d'avenir réside dans la filière des réacteurs à neutrons rapides (RNR). Il s'agit de la seule technologie capable d'exploiter la quasi-totalité de l'uranium naturel. Pour comprendre pourquoi, un bref rappel s'impose : l'uranium naturel est composé à 99,3 % d'uranium 238 et à seulement 0,7 % d'uranium 235. Les réacteurs actuels – dits à neutrons lents – ne peuvent fissionner que cet uranium 235 minoritaire. Les réacteurs à neutrons rapides, eux, peuvent fissionner l'uranium 235, l'uranium 238, et le plutonium produit dans les réacteurs. Résultat : le potentiel énergétique des matières disponibles est multiplié par 140.

Un trésor stratégique stocké sur le sol français

La France a accumulé sur son territoire des stocks considérables d'uranium dit « appauvri » — composé quasi exclusivement d'uranium 238, dont on a extrait l'uranium 235 pour fabriquer le combustible des réacteurs actuels.

Ces stocks, cumulés au plutonium déjà produit par le parc en fonctionnement, représentent plusieurs centaines de milliers de tonnes de matières énergétiques : une ressource stratégique unique en Europe, équivalente à plusieurs millénaires de consommation électrique française.

Une filière abandonnée qu'il faut relancer sans attendre

Il est impératif de reprendre les travaux interrompus en 2019, lorsqu'Emmanuel Macron a décidé unilatéralement – sans consultation du Parlement – d'arrêter le programme ASTRID et les recherches associées sur le cycle du combustible. L'objectif est une mise en service d'un premier réacteur d'exploitation en 2045 ainsi que ses usines de fabrication et de retraitement des combustibles. Cette ambition s'adossera à un plan massif de simplification.

La France possède la matière, le savoir-faire, et plus de quarante années de recherche et développement qui l'avaient placée au premier rang mondial sur les réacteurs à neutrons rapides de puissance. Relancer effectivement cette filière est le geste souverain par excellence : il assurera notre indépendance énergétique pour des milliers d'années.



**CONSULTER LE DOCUMENT DE TRAVAIL
« RÉACTEUR À NEUTRONS RAPIDES (4^E GÉNÉRATION) »**

09

Faire respecter le principe de subsidiarité et la souveraineté française sur son *mix* énergétique au niveau européen

Défendre notre souveraineté énergétique face à Bruxelles

Nous nous opposons totalement au *European Grid Package*, programme porté par la Commission européenne prévoyant près de 730 milliards d'euros d'investissements dans de nouvelles interconnexions électriques transfrontalières.

Pour la France, cette intégration contrainte conduirait à importer l'instabilité des systèmes électriques voisins, à affaiblir la compétitivité de notre électricité et à imposer à notre parc nucléaire des contraintes de modulation conçues pour compenser l'intermittence éolienne et solaire des pays voisins.

Ce n'est pas une hypothèse : en 2025, nos réacteurs ont subi 16 TWh de sur-modulation - arrêts et baisses de charge imposés par l'absence de débouchés économiques, en augmentation directe liée à la montée en puissance des énergies intermittentes sur le réseau européen.

C'est pourquoi nous inscrivons la règle suivante dans la loi : aucun réacteur nucléaire français en service ne peut être contraint à l'arrêt pour cause de demande résiduelle insuffisante sur le marché français.

- Sur le marché français, RTE se verra confier par la loi la mission de calculer en temps réel le minimum technique courant agrégé de l'ensemble des réacteurs en service. Dès que la demande résiduelle - c'est-à-dire la demande totale diminuée de la production fatale définie ici par hydraulique fil de l'eau, certaines cogénérations, l'éolien et le photovoltaïque non pilotables - s'approchera de ce seuil, RTE déclenchera automatiquement un ordre de priorité d'appel en faveur du parc nucléaire. Les autres moyens de production français devront s'effacer sans droit à compensation, cette contrainte étant réputée connue et intégrée dès la décision d'investissement pour toute nouvelle installation mise en service après l'entrée en vigueur de la loi ;



- Aux frontières, RTE sera habilité à restreindre unilatéralement les capacités d'interconnexion disponibles pour les flux d'importation dès le déclenchement de ce mécanisme. Cette restriction sera traitée juridiquement comme une contrainte de stabilité et de sûreté du réseau national, au même titre que les restrictions de congestion existantes. Aucune compensation ne sera due aux producteurs étrangers effacés à ce titre.

La France notifiera ce mécanisme à la Commission européenne comme une mesure de sûreté du système électrique national, domaine relevant de la compétence souveraine des États membres en vertu des traités.

Nous ne sommes pas seuls

Le 16 mars 2026, la vice-Première ministre suédoise Ebba Busch a menacé devant le Conseil Énergie de restreindre les exportations d'électricité suédoises si la Commission persistait à vouloir capter les revenus perçus par le gestionnaire de réseau suédois au titre de la congestion des interconnexions - revenus issus d'un réseau que la Suède a elle-même financé, structuré et organisé en zones de prix internes à la demande de Bruxelles.

Sa formule résume une exaspération désormais partagée par les États dont le *mix* est décarboné et pilotable : « *the good girl is about to go bad* » - autrement dit, les bons élèves commencent à en avoir assez.

Notre base juridique

Nous exigerons le respect strict des traités européens. Le Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (TFUE - article 194) reconnaît explicitement à chaque État membre le droit souverain de déterminer son *mix* énergétique et les technologies nécessaires à sa sécurité d'approvisionnement.

Le Traité Euratom impose quant à lui à l'Union européenne de favoriser le développement de l'industrie nucléaire civile. Toute politique européenne visant à avantager structurellement certaines technologies – notamment les énergies intermittentes – au détriment du nucléaire constitue une remise en cause directe de ces principes juridiques fondamentaux.

En conséquence :

- Nous constituerons une coalition d'États favorables au nucléaire afin d'imposer la neutralité technologique dans les politiques énergétiques européennes ;
- Nous nous opposerons au Conseil européen à tout projet d'infrastructure ou de régulation portant atteinte à notre souveraineté énergétique ;
- Nous saisissons la Cour de justice de l'Union européenne lorsque la Commission excédera ses compétences.

Notre objectif est de protéger le modèle électrique français, garantir une électricité compétitive pour les ménages et les entreprises, et restaurer pleinement la capacité de la France à décider souverainement de son avenir énergétique.

Une souveraineté tournée vers la coopération, pas le repli

Cette défense de notre souveraineté énergétique n'est pas un repli sur soi. Nous défendrons au contraire la signature d'accords bilatéraux librement consentis entre États souverains. À l'image de ce que la France a su pratiquer par le passé – interconnexions négociées de gré à gré, participations croisées à des actifs de production –, nous proposerons à nos voisins belges, suisses ou italiens des partenariats mutuellement avantageux : une connexion renforcée en échange d'une participation à la construction des nouveaux EPR. C'est par cette voie – celle d'États traitant d'égal à égal, et non celle d'une intégration imposée par Bruxelles – que se construira une véritable solidarité énergétique européenne.



**CONSULTER LE DOCUMENT DE TRAVAIL
« FAIRE RESPECTER LA SOUVERAINETÉ FRANÇAISE SUR SON MIX »**

10

Maîtriser les chaînes de valeur stratégiques et neutraliser les risques cyber liés aux composants critiques issus de zones à risques

URANIUM ET BATTERIES : SÉCURISER NOS APPROVISIONNEMENTS STRATÉGIQUES

L'uranium, une matière stratégique à sanctuariser

La France consomme environ 8 000 d'uranium naturel par an pour faire fonctionner son parc nucléaire, soit environ 12 % de la consommation mondiale.

EDF dispose aujourd'hui d'un stock d'uranium naturel correspondant à environ deux ans de production d'électricité – à comparer aux réserves d'hydrocarbures, qui représentent moins de six mois de consommation française. S'y ajoute une mine secondaire d'uranium appauvri et d'uranium de retraitement pouvant représenter de l'ordre de dix ans de fonctionnement du parc actuel. Les stocks physiques chinois représenteraient, eux, dix années de consommation.

Nous porterons les stocks stratégiques d'uranium naturel de la France à cinq ans de consommation. Le groupe français Orano – acteur de référence du cycle du combustible nucléaire – dispose par ailleurs d'un portefeuille d'actifs miniers diversifié permettant de contribuer à la continuité d'approvisionnement du pays. Nous veillerons à ce que l'État demeure pleinement en soutien dans l'atteinte de cet objectif stratégique.

Les batteries

Les batteries sont la condition de la mobilité décarbonée et l'un des rares outils, avec le stockage hydraulique, capables d'absorber les surplus de production et de restituer de l'énergie aux heures de pointe. Elles constituent également le carburant de demain de nos armées : véhicules blindés hybrides, drones de combat, systèmes de communication tactique, sous-marins à propulsion non nucléaire – la capacité opérationnelle des forces armées du XXI^e siècle repose de manière croissante sur la disponibilité de batteries performantes.

Or toute cette chaîne de valeur – lithium, cobalt, nickel, graphite, terres rares – est aujourd'hui sous contrôle chinois.

La Chine ne se contente pas d'extraire les minerais : elle maîtrise leur transformation chimique en matières utilisables – hydroxyde de lithium, sulfate de cobalt, matériaux d'électrodes – ainsi que la fabrication des cellules électrochimiques, unité de base de toute batterie.

C'est cette maîtrise de bout en bout, de la mine à la cellule, que ni l'Europe ni la France ne possèdent aujourd'hui à l'échelle industrielle.



Aucun pays européen ne peut reconstituer seul une telle capacité industrielle. Mais l'Europe, si elle s'en donne les moyens, le peut. Nous défendrons au Conseil européen un programme industriel ambitieux – *gigafactories*, unités de transformation des matières actives – assorti de préférences d'achat pour les productions européennes dans les marchés publics de défense et d'énergie. Car celui qui transforme et qui fabrique décide en dernier ressort qui stocke, qui se déplace et qui combat.

CYBERSÉCURITÉ DU RÉSEAU ÉLECTRIQUE : NEUTRALISER NOS VULNÉRABILITÉS

La Commission européenne a présenté début 2026 un nouveau paquet législatif pour renforcer la cybersécurité des infrastructures critiques de l'Union. Nous saluons cette initiative.

Un risque concret : les onduleurs solaires pilotables à distance

Un point de fragilité particulièrement préoccupant concerne les onduleurs photovoltaïques. Ces dispositifs convertissent le courant produit par les panneaux solaires en courant injectable sur le réseau. Devenus connectés et pilotables à distance, ils représentent aujourd'hui un point d'entrée potentiel dans notre infrastructure électrique.

Or environ 219 GW de capacité solaire européenne reposent sur des onduleurs fournis par des fabricants chinois susceptibles d'en conserver l'accès à distance. Selon l'*European Solar Manufacturing Council*, 70 % des onduleurs installés en 2023 provenaient de Huawei ou Sungrow. La situation est similaire en France.

Le risque théorique est celui d'une désynchronisation massive du réseau – pertes simultanées de production ou surtensions locales susceptibles de provoquer des effets de cascade. L'absence d'audits systématiques et indépendants des équipements installés ne permet pas d'en mesurer précisément la probabilité.

Cette vulnérabilité technique s'inscrit dans un contexte juridique préoccupant : l'article 7 de la loi chinoise sur le renseignement national de 2017 oblige toute entreprise chinoise à coopérer avec les autorités de l'État et à leur transmettre, à leur demande, des informations liées à leurs activités et à leurs produits.

Des précédents existent – nous nous en inspirerons

La France a déjà été confrontée à ce type de dilemme. Dans les télécommunications, elle a pris à partir de 2019 des décisions claires sur la 5G, en imposant des restrictions aux fournisseurs jugés à risque et des calendriers de démantèlement progressif. Plus récemment, la Lituanie a interdit en mai 2025 tout accès à distance par des fabricants issus de pays à risque aux onduleurs et systèmes de télégestion de tout parc solaire, éolien ou installation de stockage dépassant 100 kW – établissant un précédent concret et juridiquement robuste.

Nous appliquerons une approche similaire. Comme la France l'a fait pour les antennes Huawei, nous commencerons par auditer et neutraliser les risques immédiats : audit prioritaire des installations les plus critiques raccordées au réseau de transport, déconnexion des fonctions de télégestion à risque, calendrier de démantèlement progressif et contraint des équipements sensibles chinois. Comme la Lituanie l'a fait, nous interdirons simultanément toute gestion à distance par des fournisseurs issus de pays à risque au-delà d'un certain seuil de puissance. En parallèle, nous lancerons la reconstitution d'une filière industrielle française, en conditionnant dès aujourd'hui l'ensemble des appels d'offres publics à des exigences strictes : audits indépendants, protocoles ouverts, données hébergées en France ou en Europe, mises à jour validées par l'exploitant.

L'électricité n'est pas un bien comme un autre : elle est le socle invisible de tout le reste. Sans électricité, il n'y a ni télécommunications, ni eau potable, ni carburant distribué, ni paiements électroniques, ni services publics opérationnels. La souveraineté ne se proclame pas. Elle se conçoit et se sécurise, à chaque maillon de la chaîne.



Mai 2026

