

Résilience énergétique 2045

La contrainte hydrique et le risque de puissance estivale garantie

Programme Résilience V11 · Août 2026 · Diffusion libre

1. Une contrainte physique que le changement climatique aggrave

Toute centrale thermique — nucléaire, gaz, biomasse — rejette une fraction de son énergie primaire sous forme de chaleur. Cette chaleur doit être absorbée par un fluide caloporteur. Pour la majorité du parc nucléaire français, ce fluide est l'eau d'un fleuve ou de la mer.

Le changement climatique ne menace pas directement la capacité de production annuelle du nucléaire. Il introduit une variable que les scénarios énergétiques officiels n'intègrent pas explicitement : la disponibilité estivale des moyens thermiques dépendants de l'eau devient une variable climatique, susceptible de se dégrader précisément lors des épisodes où la demande électrique atteint son maximum.

L'IRSN reconnaît explicitement que canicule et sécheresse peuvent conduire à l'étiage, imposer des contraintes d'exploitation et affecter les capacités de refroidissement. En 2022, l'ASN a dû autoriser le maintien en fonctionnement de cinq réacteurs en modifiant temporairement leurs prescriptions de rejets thermiques. Cet épisode n'est pas une preuve que les centrales fluviales seront indisponibles en 2045. C'est la démonstration expérimentale que la contrainte climatique peut déjà modifier les conditions réglementaires d'exploitation du parc — et que cette contrainte s'aggravera vraisemblablement.

2. La disparition progressive du soutien glaciaire

Le régime hydrologique du Rhône résulte de plusieurs composantes : précipitations, enneigement, fonte glaciaire, affluents, barrages. La composante glaciaire n'en est pas la seule, mais elle joue un rôle de régulation estivale significatif : en période de faibles précipitations, la fonte des glaciers alpins maintenait historiquement un débit minimal dans le Rhône et ses affluents.

Cette composante se réduit structurellement : les glaciers alpins français ont perdu environ 50 % de leur volume depuis 1850, avec une accélération marquée depuis 2000. La diminution de cette contribution réduit progressivement un mécanisme naturel de soutien des débits estivaux, au moment même où l'évapotranspiration augmente et où les besoins en eau concurrents s'intensifient.

La Loire n'a jamais bénéficié de soutien glaciaire significatif. Elle est déjà en stress hydrologique lors de certains étés.

3. Le problème des tours aéroréfrigérantes

La réponse réglementaire au stress thermique des fleuves a été d'imposer des tours aéroréfrigérantes sur les centrales les plus exposées. Cette solution réduit efficacement l'échauffement du fleuve — EDF indique par exemple que Belleville limite l'échauffement à quelques dixièmes de degré au lieu de plusieurs degrés en circuit ouvert. Mais elle introduit une contrainte différente.

Il faut distinguer soigneusement trois grandeurs :

- Prélèvement : volume prélevé dans le fleuve
- Restitution : volume rejeté après usage, thermiquement régulé
- Consommation nette : volume évaporé dans l'atmosphère, définitivement perdu pour le bassin versant

Les tours aéroréfrigérantes fonctionnent précisément par évaporation. EDF indique une consommation nette de l'ordre de 12 à 22 millions de m³/an par réacteur en circuit fermé. Pour une centrale de quatre réacteurs, la consommation nette atteindrait 50 à 90 millions de m³/an — volume prélevé définitivement dans le bassin versant.

Le mécanisme pourrait devenir problématique en situation d'étiage sévère : les tours sont imposées parce que le fleuve est en stress hydrique, mais leur fonctionnement contribue à aggraver ce stress en consommant une fraction du débit disponible. Lorsque le débit devient très faible, cette consommation deviendrait elle-même une contrainte opérationnelle. La réduction progressive du soutien glaciaire réduirait la marge disponible pour absorber cette double pression.

4. 2045 : une question de puissance garantie, pas de production annuelle

La question pertinente pour la planification énergétique n'est pas :

« Combien de TWh le parc nucléaire produira-t-il en 2045 ? »

mais :

« Quelle puissance nucléaire pourrait être considérée comme garantie pendant les épisodes estivaux combinant forte demande, températures élevées et faibles débits ? »

Ces deux questions pourraient avoir des réponses très différentes. Une centrale qui produit 8 000 heures par an mais qui doit réduire sa puissance pendant les quelques centaines d'heures critiques où canicule, étiage et pic de climatisation se cumulent poserait un problème de puissance garantie — pas nécessairement de production annuelle.

Ces événements ne sont pas indépendants. Une canicule est un événement unique qui dégraderait simultanément plusieurs paramètres du système électrique :

- Demande de climatisation ↑
- Température des fleuves ↑, débits ↓
- Contraintes d'exploitation des centrales fluviales ↑
- Production hydroélectrique potentiellement ↓
- Rendement des panneaux photovoltaïques légèrement ↓

Ce n'est pas cinq petits risques séparés. C'est potentiellement un même événement climatique qui dégraderait simultanément plusieurs moyens de production au moment où la demande atteint son maximum. C'est précisément ce type de corrélation que les scénarios énergétiques raisonnant en production annuelle moyenne ne capturent pas.

5. Le parc existant : une pyramide d'âge critique

Le parc nucléaire français comprend 56 réacteurs répartis sur 18 sites, dont 32 réacteurs du palier 900 MWe représentant 28,8 GW, les autres appartenant aux paliers 1 300 et 1 450 MWe.

L'ensemble représente environ 61 GW installés, Flamanville 3 inclus.

Le premier programme s'est déployé rapidement : 18 réacteurs étaient en service avant 1981. En 2045, ces 18 réacteurs auraient 64 à 68 ans. L'ensemble des 900 MWe aurait entre 55 et 68 ans.

Le problème n'est donc pas seulement le vieillissement moyen du parc. Une fraction importante de sa puissance historique aurait dépassé 60 ans en 2045, alors même que la planification repose simultanément sur la prolongation du parc existant et sur l'arrivée progressive des EPR2.

L'ASNR examine actuellement les conditions de prolongation au-delà de 50 ans dans le cadre du cinquième réexamen périodique, avec un objectif affiché de 60 ans. La prolongation au-delà n'est pas juridiquement exclue, mais elle resterait soumise aux décisions de sûreté, à l'état des installations et à leur capacité à satisfaire les exigences applicables dans un contexte climatique dégradé.

La question n'est donc pas de savoir si ces réacteurs seraient juridiquement arrêtés en 2045. Elle est de déterminer quelle puissance garantie un gestionnaire de réseau pourrait raisonnablement leur attribuer pendant un épisode de canicule associé à un étiage sévère, à 65 ans d'âge, sur un fleuve dont le régime hydrologique se serait dégradé.

6. Le renouvellement EPR2 ne supprimerait pas la contrainte hydrique

Le programme actuel prévoit six EPR2 sur trois sites, avec mise en service progressive à partir de 2038 :

Site	Nombre	Source froide
Penly	2	Manche
Gravelines	2	Mer du Nord
Bugey	2	Rhône

Quatre EPR2 seraient positionnés sur le littoral — source froide thermiquement stable et pratiquement illimitée. Deux EPR2 seraient positionnés sur le Rhône, héritant de la contrainte hydrique du bassin alpin.

Le renouvellement du parc ne supprimerait donc pas la contrainte hydrique : il la déplacerait partiellement dans le temps pour les sites fluviaux reconduits.

Par ailleurs, huit EPR2 supplémentaires font l'objet d'études de faisabilité sans localisation définitive. La question de leur implantation constituerait un choix structurant pour la disponibilité du système électrique à l'horizon 2050–2060 :

Où seraient implantés ces huit EPR2, et selon quels critères leur disponibilité hydrique en situation de canicule et d'étiage serait-elle évaluée ?

Cette question n'est pas anti-nucléaire. C'est une question d'ingénierie du système énergétique que les scénarios officiels ne semblent pas poser explicitement.

7. Vulnérabilité hydrique et âge des sites à l'horizon 2045

Site	Palier	Source froide	Âge en 2045	Vulnérabilité hydrique
Gravelines	900 MW	Mer du Nord	60–65 ans	Faible
Paluel, Penly, Flamanville	1 300–1 450 MW	Manche	40–55 ans	Faible
Blayais	900 MW	Gironde estuaire	~65 ans	Modérée
Cruas	900 MW	Rhône aval	~60 ans	Croissante
Tricastin	900 MW	Rhône	~64 ans	Significative
Bugey	900 MW	Rhône/Ain	66–67 ans	Significative
Cattenom	1 300 MW	Moselle	~45 ans	À évaluer
Chinon, Saint-Laurent, Dampierre, Belleville	900 MW	Loire	60–65 ans	Élevée
Golfech	1 300 MW	Garonne	~40 ans	Élevée
Penly EPR2	EPR2	Manche	Neuf en 2038	Faible
Gravelines EPR2	EPR2	Mer du Nord	Neuf	Faible
Bugey EPR2	EPR2	Rhône	Neuf en 2038	À surveiller

Ce tableau révèle la double contrainte : les réacteurs qui arrivent en fin de vie sont en partie ceux implantés sur les fleuves les plus vulnérables. Et le renouvellement ne règle pas automatiquement la situation, puisque Bugey est reconduit avec deux EPR2 sur le Rhône.

8. Les SMR : flexibilité de localisation et contrainte hydrique

Les SMR sont présentés comme déployables près des usages — datacenters, chauffage urbain, sites industriels isolés. Cette flexibilité est réelle sur le plan électrique. Elle ne supprimerait pas la contrainte thermique : elle en déplacerait l'impact vers des territoires souvent plus vulnérables.

Un SMR reste une machine thermique qui devrait évacuer une puissance thermique considérable — un SMR de 300 MWe dissiperait en permanence 550 à 600 MWth. L'impact hydrique dépendrait fortement du concept de réacteur, du mode de refroidissement et du territoire d'implantation.

Installé en zone continentale pour alimenter un datacenter — qui a lui-même une consommation d'eau importante pour son propre refroidissement — un SMR entrerait en compétition directe avec les usages agricoles et domestiques dans des territoires où cette compétition est déjà vive.

L'argument de flexibilité de localisation des SMR devrait donc être accompagné d'une analyse hydrique territoire par territoire, qui n'existe pas dans le discours actuel.

9. Le solaire, le nucléaire et la fenêtre critique de soirée

L'argument TWh est juste ; l'argument puissance ne l'est pas

Les défenseurs du tout-solaire avancent à juste titre que la dégradation thermique du rendement photovoltaïque en été est compensée en production annuelle par l'allongement des jours et l'augmentation du rayonnement. Le bilan en TWh/an reste globalement cohérent.

Mais c'est précisément le glissement intellectuel que ce document dénonce : raisonner en TWh annuels masque les problèmes de puissance instantanée. Or c'est la puissance instantanée — pas la production annuelle — qui détermine si le réseau tient lors d'un épisode critique.

Le rendement des cellules cristallines diminue de 0,3 à 0,5 % par °C au-dessus de 25 °C de température de cellule. En conditions caniculaires, la température de cellule peut atteindre 65 à 75 °C sur une installation mal ventilée, soit une perte de puissance instantanée de 12 à 25 % — précisément lors des après-midis où la demande de climatisation est à son maximum.

La fenêtre critique : 19h-22h en canicule

L'épisode le plus tendu n'est pas la journée ensoleillée de juin à 25 °C. C'est la canicule de fin juillet à 38 °C, et plus précisément sa soirée :

- 14h-18h : le solaire produit, mais à rendement dégradé ; la climatisation est à son pic ; la couverture est partielle
- 19h-21h : la production solaire s'effondre en une à deux heures
- 19h-23h : la chaleur accumulée dans les bâtiments maintient la demande de climatisation à son maximum encore deux à quatre heures après le coucher du soleil

Le relais doit être assuré instantanément par une autre source de puissance. Cette source naturelle est le nucléaire. Mais ce nucléaire est précisément celui dont on vient de montrer qu'il est potentiellement contraint ce même jour — étiage, température de fleuve élevée, dérogations réglementaires en cours sur plusieurs sites fluviaux.

Le yoyo nucléaire : une contrainte d'exploitation rarement mentionnée

Un réacteur nucléaire n'est pas conçu pour suivre rapidement et répétitivement la demande. Il peut moduler sa puissance, mais la montée en puissance après une réduction prend plusieurs heures, et les cycles répétés de montée/descente accélèrent le vieillissement des composants sous contrainte thermique.

En soirée de canicule, si un réacteur fluvial était déjà en dérogation thermique à puissance réduite pendant la journée, il se trouverait face à deux injonctions contradictoires simultanées : monter en puissance pour compenser la chute du solaire, et maintenir ses contraintes de rejet thermique dans un fleuve encore chaud en fin de journée. Ces deux exigences peuvent être physiquement incompatibles le même soir, sur un réacteur qui aurait en 2045 soixante ans d'âge.

L'aggravation par la recharge massive des BEV

À cette fenêtre 19h-22h s'ajoute un facteur propre au scénario tout-BEV : les véhicules électriques à batterie rentrent du travail et se branchent massivement, ajoutant une demande de recharge de 3 à 11 kW par véhicule au moment précis où le réseau est le plus tendu. C'est une demande supplémentaire, corrélée à la canicule par le comportement des utilisateurs, qui se cumule à la chute du solaire et à la contrainte nucléaire fluviale.

La réponse Résilience : demande évitée passive par l'ÉREV

Le véhicule ÉREV du Programme Résilience apporte une réponse structurellement différente dans cette même fenêtre. Le Rex se déclenche automatiquement sous le seuil de charge de la batterie : la voiture produit localement son électricité de bord sans prélever sur le réseau. À l'échelle d'un parc significatif de véhicules ÉREV, le mécanisme représente une demande évitée passive de l'ordre de plusieurs dizaines de GW — non pas de l'énergie injectée en V2G, mais simplement de la puissance non prélevée sur un réseau déjà au bord de la rupture.

C'est le même événement — la canicule de soirée — qui cumule chute du solaire, climatisation maintenue, nucléaire fluvial contraint et recharge BEV massive. Résilience répond à trois de ces quatre facteurs simultanément : bio-CH₄ pour le relais de puissance, ÉREV pour la demande évitée, nucléaire côtier non contraint pour la base ferme.

Cet enchaînement ne peut pas être capturé par un raisonnement en TWh annuels. Il exige de raisonner en puissance garantie sur les quelques dizaines d'heures critiques par an où plusieurs contraintes se cumulent simultanément.

10. Prospective — La fusion FRC : une rupture potentielle sur la contrainte hydrique

La fusion par confinement à champ renversé (FRC), développée notamment par Helion Energy, pourrait modifier structurellement la contrainte hydrique — non par une meilleure ingénierie du refroidissement, mais par la nature même du cycle énergétique.

Si une fraction majoritaire de l'énergie de fusion pouvait être convertie directement en électricité sans passer par un cycle vapeur-turbine, la chaleur résiduelle à évacuer serait sensiblement inférieure à celle d'une centrale thermique conventionnelle de même puissance. La configuration FRC génère son propre champ magnétique interne par les courants diamagnétiques du plasma ($\beta \sim 1$), ce qui réduit significativement le champ nécessaire aux bobines externes par rapport à la valeur de confinement total.

Un simulateur de cycle de conversion sCO₂ appliqué aux circuits Bremsstrahlung (via FLiNaK) et neutronique (via Li¹⁷Pb⁸³) d'une machine FRC de 140 MW nets suggère une chaleur résiduelle à évacuer de l'ordre de 52 MW, soit environ 84 m³/h d'eau consommée nette en tour aéroréfrigérante — contre ~454 m³/h pour un REP classique de même puissance, soit un avantage hydrique potentiel d'un facteur ~5 sur les circuits quantifiés. Les besoins de refroidissement des systèmes magnétiques et de la conversion directe de l'énergie des particules chargées restent à quantifier — ils constitueraient un terme additionnel qui réduirait partiellement cet avantage.

Ces chiffres sont les prédictions du simulateur, pas les données publiées par Helion. Trois conditions resteraient à démontrer expérimentalement : le confinement plasma à la durée nécessaire par impulsion, la tenue des matériaux de la cavité dans des cycles répétés incluant les phases critiques de fin de plasma, et la conversion directe à haut rendement à l'échelle d'une machine de puissance. Si ces verrous étaient levés avant 2032–2035, la fusion FRC constituerait potentiellement la seule technologie de production dense décarbonée structurellement affranchie de la contrainte hydrique continentale.

11. Bilan de puissance 2045 : ce que les chiffres suggèrent

Le parc résiduel : une puissance garantie, pas une puissance installée

Le parc nucléaire historique français représente environ 61 GW installés tous paliers confondus. Mais la puissance installée nominale n'est pas la puissance garantie en situation estivale extrême.

En intégrant le vieillissement du parc (18 réacteurs auraient 64 à 68 ans en 2045), les incertitudes de prolongation au-delà de 60 ans et la dégradation probable de la disponibilité estivale des sites fluviaux, le Programme Résilience V11 retient comme hypothèse de travail une puissance nucléaire garantie d'environ 30 GW en 2045 pour l'ensemble du parc historique tous paliers confondus. Ce chiffre est une estimation conservative construite sur la puissance garantie en situation de contrainte simultanée — pas sur la production annuelle moyenne — et non une prévision technique officielle.

Dans les hypothèses V11, les 6 EPR2 engagés sembleraient insuffisants

Le programme actuel prévoit 6 EPR2 représentant environ 9 GW supplémentaires. Le bilan 2045 s'établirait alors à ~39 GW de puissance nucléaire garantie. En retenant un facteur de charge de 85 % (7 450 h/an), la production annuelle et le solde ENR nécessaire s'établissent ainsi par scénario :

Scénario	Puissance garantie	TWh nucléaire/an	Besoins électriques	Solde ENR
Aujourd'hui (référence)	~61 GW installés	~360 TWh	~320 TWh	Excédent — export
Programme actuel (6 EPR2)	~39 GW	~290 TWh	~643 TWh (Résilience)	~353 TWh ENR
Résilience + 14 EPR2	~51 GW	~383 TWh	~643 TWh	~260 TWh ENR
Tout-BEV + 14 EPR2	~51 GW	~383 TWh	~750 TWh	~367 TWh ENR
Tout-BEV + 21 EPR2 (hypothèse)	~61,5 GW	~461 TWh	~750 TWh	~289 TWh ENR

Dans le scénario Résilience avec 14 EPR2, le nucléaire couvrirait ~60 % des besoins électriques (383/643 TWh) — contre ~100 % aujourd'hui. Le nucléaire assure la puissance garantie en base ; les ENR couvrent le delta en volume ; Résilience couvre par bio-CH₄ les ~390 TWh structurellement non électrifiables. Les trois sont simultanément nécessaires.

Dans les hypothèses de besoins électriques du Programme Résilience V11, deux scénarios conduisent à des besoins très différents :

Scénario	EPR2	Puissance nucléaire requise	Statut
Tout-BEV	21 EPR2	~61,5 GW	Besoin calculé V11

Scénario	EPR2	Puissance nucléaire requise	Statut
Résilience V11	14 EPR2	~51 GW	Objectif gouvernemental
Programme engagé	6 EPR2	~39 GW	Décision actuelle EDF

Les 14 EPR2 du scénario Résilience correspondent à l'objectif gouvernemental de long terme documenté : 6 EPR2 actuellement engagés, auxquels s'ajouteraient 8 EPR2 d'un second palier prévu dans la stratégie énergie-climat. Ce n'est pas un chiffre calculé par Résilience — c'est la cible officielle que Résilience intègre dans son scénario.

Le scénario tout-BEV se heurterait à deux contraintes potentielles

Le scénario tout-BEV nécessiterait 21 EPR2, soit 7 de plus que l'objectif gouvernemental actuel. Deux contraintes indépendantes limiteraient vraisemblablement ce déploiement :

- La contrainte industrielle : l'objectif gouvernemental de 14 EPR2 suppose déjà une remontée en cadence significative de la filière nucléaire française après 30 ans de sous-investissement. 21 EPR2 supposerait une cadence additionnelle dont la faisabilité à l'horizon 2045 n'a pas été démontrée.
- La contrainte hydrique : multiplier les EPR2 sur des sites fluviaux aggraverait la corrélation entre canicule, étiage et indisponibilité nucléaire. Or les sites côtiers disponibles sont en nombre limité.

Le scénario tout-BEV supposerait donc un déploiement nucléaire allant au-delà de l'objectif gouvernemental actuel, dans des conditions industrielles et hydriques qui pourraient se révéler contraignantes. Le déficit non couvert serait vraisemblablement comblé par du gaz fossile résiduel non décarbonné.

Ce que Résilience changerait dans l'équation

Scénario	Puissance disponible	Besoin estimé V11	Résultat
Tout-BEV + 14 EPR2	~51 GW	~61,5 GW	Déficit ~10 GW → fossile probable
Résilience + 14 EPR2	~51 GW	~51 GW	Couverture cohérente

Résilience ne réduirait pas le nombre d'EPR2 construits — il s'alignerait sur l'objectif gouvernemental. Il réduirait le besoin en puissance électrique en couvrant par bio-CH₄ les usages que l'électrification ne pourrait structurellement pas atteindre : mobilité lourde longue distance (~170 TWh), aviation tous segments (~110 TWh), industrie haute température (~25 TWh), tracteurs ÉREV (~12 TWh). Ce faisant, il libérerait la puissance électrique disponible pour les usages où elle est irremplaçable.

La localisation des 8 EPR2 supplémentaires : une question non posée

Si 14 EPR2 constituaient la cible, il manquerait 8 unités au-delà des 6 actuellement engagées. La contrainte hydrique analysée dans ce document conduirait logiquement à une préférence de localisation : ces 8 EPR2 devraient vraisemblablement être positionnés sur des sites côtiers.

Penly, Paluel et Gravelines disposent de capacités foncières. Un site normand ou breton supplémentaire pourrait être envisagé. En revanche, reconduire des EPR2 sur des sites fluviaux — Loire, Garonne, Rhône sans glaciers — pourrait conduire à construire de la puissance dont la disponibilité estivale garantie serait structurellement fragilisée à l'horizon même de leur exploitation.

Cette question de localisation ne semble pas posée dans le débat public actuel. Elle mériterait de l'être.

Conclusion : ce que ce raisonnement conduit à penser

Le changement climatique ne condamnerait pas le nucléaire. Il contraindrait vraisemblablement sa localisation, réduirait sa disponibilité estivale garantie sur les sites continentaux, et plafonnerait son déploiement à un niveau qui, dans les hypothèses V11, semblerait insuffisant pour couvrir seul les besoins d'une économie décarbonée.

Ce raisonnement conduit à penser que :

1. La puissance nucléaire garantie en 2045 serait vraisemblablement significativement inférieure à la puissance installée actuelle — du fait du vieillissement du parc et de la dégradation probable de la disponibilité estivale des sites fluviaux.
2. Dans les hypothèses V11, les 6 EPR2 actuellement engagés ne sembleraient pas suffire — le déficit serait de l'ordre de 8 unités dans le scénario Résilience, de 15 dans le scénario tout-BEV.
3. Le scénario tout-BEV nécessiterait 7 EPR2 de plus que l'objectif gouvernemental actuel, dans des conditions industrielles et hydriques potentiellement contraignantes — son déficit résiduel serait vraisemblablement comblé par du fossile non décarbonné.
4. Dans les hypothèses retenues par le Programme Résilience V11, Résilience apparaît comme le scénario permettant de rester compatible avec l'objectif gouvernemental de 14 EPR2, les contraintes hydriques de localisation et une décarbonation complète — en couvrant par bio-CH₄ ce que l'électrification ne pourrait structurellement pas atteindre, sans dépasser la cible nucléaire officielle.

Un système énergétique résilient ne se dimensionnerait pas sur son rendement moyen annuel. Il se dimensionnerait sur sa capacité à maintenir une puissance disponible lorsque plusieurs contraintes physiques surviennent simultanément — ce que la corrélation climatique des risques rend particulièrement critique à l'horizon 2045.