

---

# Problématique « Electricité »

L'EPR est un outil de production électrique destiné à équilibrer offre et demande. Est-il nécessaire de construire un EPR aujourd'hui pour garantir cette sécurité d'approvisionnement électrique lors de sa mise en service et ultérieurement, lorsque la question du renouvellement du parc nucléaire se posera ? Le débat porte sur les prévisions d'équilibre entre demande et offre d'électricité et sur les marges de manœuvre qui peuvent les moduler. Quelles sont les incidences en termes de gestion du parc nucléaire actuel et futur et d'évolution des filières non nucléaires, au niveau national et dans le cadre du réseau interconnecté européen ?

■ Collectif d'associations pour la protection de l'environnement

■ Areva

■ Administrations

■ Global Chance

■ Association des écologistes pour le nucléaire (AEPN)

■ Réseau « Sortir du nucléaire »

■ Sauvons le Climat

■ Association pour la promotion du site de Flamanville (Proflam)

■ Société française d'énergie nucléaire (SFEN)

■ Collectif régional « L'EPR non merci, ni ailleurs, ni ici »

■ NegaWatt



# Agir pour l'environnement • Les Amis de la Terre • France Nature Environnement • Greenpeace • Réseau Action Climat-France • WWF-France

Agir pour l'environnement  
[www.agirpourelenvironnement.org](http://www.agirpourelenvironnement.org)

Les Amis de la Terre  
[www.amisdela Terre.org](http://www.amisdela Terre.org)

France Nature Environnement  
[www.fne.asso.fr](http://www.fne.asso.fr)

Greenpeace  
[www.greenpeace.org/france](http://www.greenpeace.org/france)

Réseau Action Climat-France  
[www.rac-f.org](http://www.rac-f.org)

WWF-France  
[www.wwf.fr](http://www.wwf.fr)

Coordination :  
c/o Greenpeace  
Hélène Gassin  
22 rue des Rasselins  
75020 Paris  
Tél. : 01 44 64 02 02  
Fax : 01 44 64 02 00

## EPR et production électrique

### L'électricité de l'EPR de Flamanville sera-t-elle nécessaire en 2015 ? Et après ?

À l'horizon 2015, il est extrêmement peu probable que cette production soit nécessaire à l'alimentation électrique de la France. Notre pays, du fait des erreurs de planification de la fin des années 1970 souffre d'une large surcapacité dont l'estimation varie selon les estimations entre d'une dizaine à une vingtaine de réacteurs. Le seul changement de technologie de l'usine d'enrichissement de l'uranium Eurodif (passage de la diffusion gazeuse à la centrifugation) permettra d'économiser une production équivalente à celle d'un EPR, justement vers 2015. Les exportations d'électricité nucléaire représentent à elles seules l'équivalent de 5 EPR et rien n'oblige EDF à renouveler ces contrats. L'entretien volontaire d'une surcapacité pour alimenter d'autres pays en électricité nucléaire mériterait d'ailleurs un débat public à elle toute seule.

Si l'on regarde à plus long terme, la question devient celle de la nécessité, ou pas, de développer un parc de réacteurs nucléaires pour assurer la production d'électricité en France. Or, si EDF se place dans une logique de croissance faible mais continue de la demande d'électricité, correspondant à la vision B, nos associations considèrent que la seule politique responsable pour la France se placerait dans une logique proche de la vision A1<sup>1</sup>. En effet, c'est celle qui présente les meilleures chances de combiner efficacement la lutte contre les changements climatiques, la protection des citoyens contre les risques industriels et technologiques et les plus grandes opportunités socio-économiques par le recours à des énergies et donc des emplois locaux et diversifiés. Or, les potentiels des différentes énergies renouvelables permettraient de couvrir une grande partie de ces besoins, le complément pouvant être assuré par un recours limité à des centrales au gaz. Centrales qui seraient de toute façon nécessaires pour couvrir les besoins de pointe dans les visions B...

Pour nous, la mise en place d'un nouveau parc nucléaire est non seulement dangereuse mais parfaitement inutile. La tête de série EPR n'a donc aucune raison d'être.

1. Voir note Enerdata.

---

## **EDF produira t'elle encore plus de 90 % de l'électricité française en 2050 ?**

A l'heure où les marchés de l'électricité sont ouverts à la concurrence, EDF continue de raisonner comme si la fourniture de la quasi totalité de l'électricité devait toujours dépendre d'elle. L'EPR de Flamanville est présenté comme une « tête de série » nécessaire pour maintenir le savoir faire d'EDF en vue du renouvellement de son parc. Mais, qui peut aujourd'hui prévoir la part de marché de cette entreprise en 2030, 2050 ou 2080 ?

## **L'EPR pour maintenir l'option nucléaire ouverte ou fermer les options alternatives ?**

EDF nous assure vouloir simplement « maintenir l'option nucléaire ouverte ». Mais le nucléaire étant la seule option qu'EDF maîtrise aujourd'hui, cette stratégie ressemble plutôt à un entêtement monomaniaque. EDF pourrait parfaitement mettre à profit les années qui viennent pour participer de manière volontariste au développement des capacités de production d'électricité renouvelable auquel la France s'est engagée au niveau européen. Les investissements mineurs dans quelques filiales spécialisées ne sont pas du tout à la hauteur de l'enjeu.

Même si EDF décide de se spécialiser dans le nucléaire, quelle place restera-t-il pour les énergies alternatives quand on ajoutera une capacité de 1 600 MWe dans un système déjà saturé d'électricité en base ?

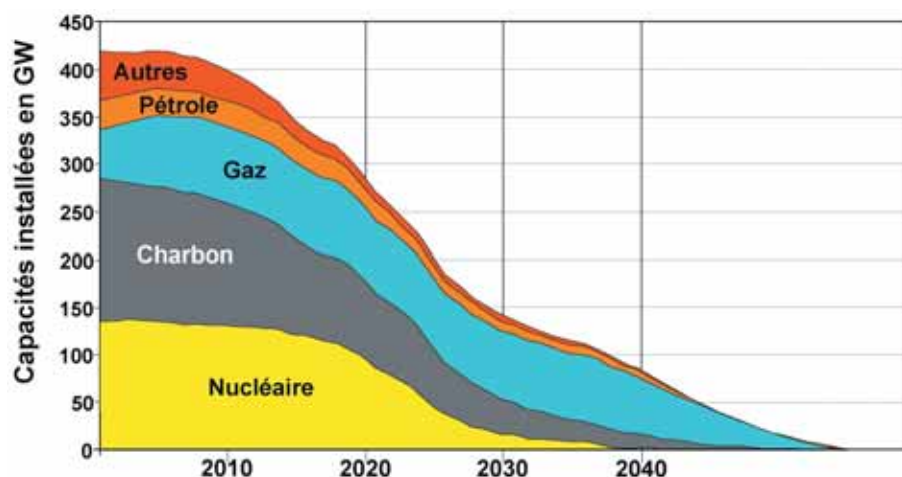
Nos associations considèrent que le choix de l'EPR menacerait de fait les options alternatives. Il est pourtant urgent pour notre pays de renoncer à cette technologie dépassée et de préparer l'avenir en « ouvrant » les options négligées aujourd'hui.

## L'EPR, outil de production électrique

27-29 rue Le Peletier  
75 433 Paris cedex 09  
Tél. : 01 44 83 71 00  
Fax : 01 44 83 25 00  
www.aveva.com

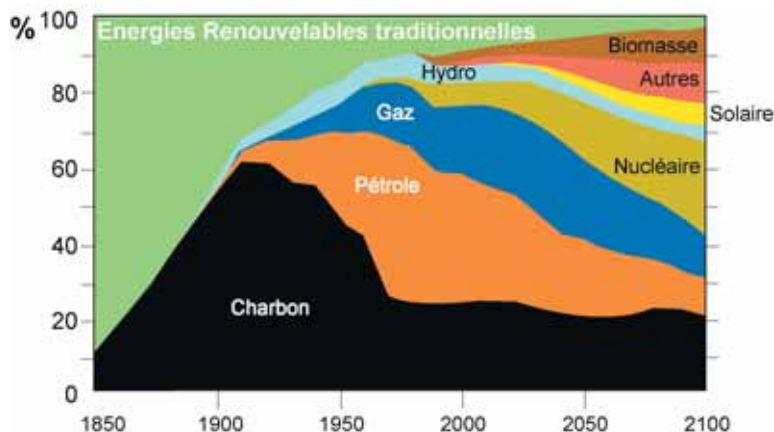
Les deux graphiques suivants montrent :

- d'une part, l'effet d'une absence de nouveaux investissements dans la production électrique en Europe d'ici 2050 :



Selon l'Agence internationale de l'énergie de l'OCDE, au cours des 30 années à venir, l'Union européenne aura besoin de 650 GWe de nouvelles capacités de production pour répondre à une demande croissante d'électricité et pour remplacer environ 330 GWe de centrales actuelles devenue obsolètes ;

- d'autre part, les prévisions du Conseil mondial de l'énergie (hypothèse moyenne) sur l'évolution probable des sources mondiale d'énergie, à mesure que les ressources fossiles s'épuisent et que l'augmentation du niveau de vie réduit le recours au bois et autres « énergies renouvelables traditionnelles » :



# Administrations



## L'équilibre électrique offre/demande : évolution de la consommation et du parc

La question traitée dans ce chapitre est celle de l'insertion du réacteur Flamanville 3 dans le parc de production électrique et du besoin électrique auquel ce réacteur répond compte tenu des prévisions d'équilibre offre-demande. En effet, en l'état des connaissances actuelles, il apparaît que c'est en 2015 qu'il faudra répondre à la question du renouvellement du parc.

### Les scénarii de demande du bilan prévisionnel du gestionnaire du réseau de transport d'électricité (RTE)

Dans le cadre de la loi du 10 février 2000, RTE élabore, tous les 2 ans, le bilan prévisionnel de l'équilibre offre demande d'électricité afin de mettre en évidence les besoins en nouvelles capacités de production pour faire face à l'évolution de la demande d'électricité. Le Gouvernement doit s'appuyer sur ce bilan prévisionnel pour sa programmation pluriannuelle des investissements de production électrique. Le nouveau bilan, dont les résultats complets seront disponibles en juin 2005, portera sur l'horizon 2015 avec un point 2020 pour la demande.

Il importe donc d'identifier les différences existant entre ces scénarii et le point de passage 2020 des scénarii « Visions de la demande électrique à l'horizon 2050 » pour le débat public sur l'EPR à Flamanville. Ce point est traité à la fin de cette sous-partie.

Trois scénarii de demande sont étudiés<sup>1</sup> par RTE : le scénario R1 et le scénario R3 encadrent un scénario médian R2 considéré comme la meilleure estimation. Tous les scénarii RTE prennent en compte des actions de maîtrise de la demande<sup>2</sup>, dans une ampleur différente cependant. L'effet des hypothèses sur les réglementations thermiques, du progrès technique et des quantités produites expliquent une partie de l'écart entre les scénarii R1 et R2 et la quasi-totalité de l'écart entre R2 et R3.

Prévisions de consommation <sup>3</sup>	2004	2015	2020	TCAM <sup>4</sup> 2002-2010	TCAM 2010-2015
R1	468,5 TWh	534 TWh	569 TWh	1,7 %	1,3 %
R2	468,5 TWh	522 TWh	552 TWh	1,5 %	1,2 %
R3	468,5 TWh	499 TWh	518 TWh	1,2 %	0,8 %

1. Les principales hypothèses macro-économiques, communes aux trois scénarii, sont une croissance annuelle du PIB de 2,3 % et les hypothèses démographiques de l'INSEE.

2. Ces mesures reposent notamment sur les effets des réglementations thermiques qui ont un impact direct sur les consommations de chauffage électrique, sur l'utilisation de procédés performants pour l'industrie (optimisation des fours de fusion, utilisation de procédés à membranes, éclairage, sur les circuits d'air comprimé et les armoires de froid, utilisation de moteurs à vitesse variable...).

3. Consommation France métropolitaine et Corse – Pertes électriques incluses, consommation des auxiliaires des centrales exclues.

4. Les Taux de croissance annuels moyens sont calculés hors Eurodif.

Direction générale  
de l'énergie et des matières  
(DGEMP) -  
Ministère de l'économie,  
des finances et de  
l'industrie

61 Bld Vincent Auriol  
75703 Paris Cedex 13  
Tél. : 01 44 87 17 17  
[www.industrie.gouv.fr/  
energie/sommaire.htm](http://www.industrie.gouv.fr/energie/sommaire.htm)

Direction générale de la  
sûreté nucléaire et de la  
radioprotection (DGSNR) -  
Ministère de la santé  
et des solidarités  
Ministère de l'économie,  
des finances et de  
l'industrie

Ministère de l'écologie et  
du développement durable  
6, place du Colonel Bourgoin  
75572 PARIS Cedex 12  
Tel : 01 43 19 36 36  
[www.asn.gouv.fr](http://www.asn.gouv.fr)

Ministère de l'écologie  
et du développement  
durable  
20 avenue de Ségur  
75302 Paris 07 SP  
Tél. : 01 42 19 20 21  
[www.ecologie.gouv.fr](http://www.ecologie.gouv.fr)

---

Le scénario R2 médian est compatible avec l'objectif de la loi d'orientation sur l'énergie de réduire de 2 % par an l'intensité énergétique<sup>1</sup> à partir de 2010. Ce scénario conduit en effet à une décroissance de l'intensité électrique de 1,3 % par an sur 2004-2015, ce qui est cohérent avec une baisse globale toutes énergies de 2 %, avec un effort particulier porté sur les énergies fossiles émettrices de CO<sub>2</sub>.

Rappelons que sur la période 1995-2002, le taux de croissance annuel moyen de la consommation intérieure d'électricité<sup>2</sup> a été d'environ 2 % et que la croissance annuelle du PIB en volume sur la même période a été de 2,4 %. On voit donc que le scénario R1, par le biais des mesures de maîtrise de la demande en énergie, comporte déjà un objectif de réduction de la croissance de la consommation d'autant plus ambitieux que beaucoup des mesures de maîtrise de la demande énergétique porteront sur les formes de production d'énergie émettrices de CO<sub>2</sub> et pourraient donc induire un basculement partiel des énergies fossiles vers l'électricité. Tous ces éléments conduisent donc à regarder le scénario R3 comme très improbable et plutôt associé à un ralentissement très important de la croissance économique sur la période, qui n'est bien entendu pas souhaitable.

Dans la même logique, les scénarii A1 (pas de point de passage en 2020) et A2 (445 TWh en 2020) du document « Visions de la demande électrique à l'horizon 2050 »<sup>3</sup> apparaissent extrêmement improbables au regard des tendances du passé. Si de tels scénarii peuvent être considérés en tant que scénarii de rupture à la baisse, un scénario de rupture à la hausse doit aussi l'être : une substitution entre énergies (déplacement des énergies fossiles fortement émettrices de CO<sub>2</sub> vers l'électricité) ou une forte croissance de l'économie ne peuvent être exclues à l'horizon 2020.

En revanche, les scénarii B1 (530 TWh en 2020) et B2 (585 TWh en 2020) sont compatibles avec les scénarii étudiés par RTE.

### **La rencontre offre/demande**

La croissance de la demande évoquée plus haut nécessitera une augmentation de la production d'électricité. Or les moyens de production nucléaires du parc actuel fonctionnent pratiquement au maximum de leurs possibilités avec une marge de progression possible de l'ordre de 1 %.

Les engagements environnementaux de la France, découlant de l'application des directives Grandes Installations de Combustion, Plafonds Nationaux d'Emission et Quotas, conduisent à limiter l'augmentation de la production thermique classique<sup>4</sup>. La directive sur les grandes installations de combustion conduira notamment à fermer certaines centrales existantes, à en placer d'autres en dérogation pour les fermer au plus tard en 2015 après un maximum de 20 000 heures de fonctionnement.

---

1. Définie comme le ratio entre la consommation énergétique finale et le PIB.

2. Corrigée des aléas climatiques.

3. Document disponible dans le cahier d'acteurs à la page 151.

4. Charbon, fioul, gaz.

---

C'est pourquoi de nouveaux moyens de production devront être développés. Concernant les énergies renouvelables, 3 scénarii de développement ont été étudiés par RTE. Le scénario haut est très ambitieux, avec un notamment un parc éolien de 14,5 GW en 2016<sup>1</sup> contre 0,4 GW aujourd'hui.

Or, selon les résultats provisoires du gestionnaire du réseau de transport d'électricité à horizon 2016<sup>1</sup>, le réacteur EPR Flamanville 3, intégré dans le parc de production, fonctionnera, dans le scénario de consommation médian R2, plus de 5 000 heures dans tous les scénarii de développement des énergies renouvelables, y compris le plus haut. Dans le scénario R2 avec développement médian des énergies renouvelables (parc éolien de 12,5 GW en 2016) l'EPR fonctionnerait environ 7 000 heures, soit au-dessus de son seuil de compétitivité de 5000 heures (cf partie 4 de la contribution des administrations).

Le réacteur EPR de Flamanville trouve donc toute sa place dans le parc de production à l'horizon 2015.

---

1. Ces résultats tiennent compte du changement de technologie de l'usine d'enrichissement d'uranium (Eurodif) d'ici 2015



# Global Chance

## Quelle urgence pour l'EPR ?

Aujourd'hui la France dispose d'un parc de centrales capable d'une production annuelle de l'ordre de 550 TWh : environ 420 TWh de nucléaire, 80 TWh d'hydraulique, 50 TWh de thermique (charbon, fuel et gaz) pour une consommation d'électricité de l'ordre de 400 TWh. Le solde se répartit entre consommations internes et pertes du secteur électrique (80 TWh dont 15 pour faire fonctionner l'usine de séparation de l'uranium Eurodif et 24 de consommation des auxiliaires), 6 TWh pour le pompage et 70 TWh d'exportation.

Les nouveaux besoins éventuels de centrales en France dépendent à la fois de l'évolution de la consommation d'électricité au cours des décennies qui viennent (en quantité annuelle et en répartition dans l'année), de la politique d'exportation d'électricité et de la durée de vie des centrales existantes, en particulier nucléaires. En se référant aux 4 visions de l'évolution de la demande intérieure d'électricité centralisée sur le réseau jusqu'en 2050 (270 TWh, 430 TWh, 650 TWh, 900 TWh)<sup>1</sup>, on peut anticiper la date où il deviendrait nécessaire de renouveler le parc de centrales nucléaires actuelles par des centrales nucléaires (ou autres, par exemple à gaz) pour répondre aux besoins nationaux, dans différentes hypothèses de fonctionnement :

- Un fonctionnement « en base », quasiment continu (plus de 8 000 heures par an) pour lequel le nucléaire est le mieux adapté pour des raisons techniques et économiques. La demande électrique correspondante est de l'ordre de 50 % de la demande intérieure totale d'électricité.

- Un fonctionnement en semi-base où les centrales sont sollicitées en moyenne pour des durées inférieures, de 6 000 heures (62 % de la demande totale) ce qui augmente le coût moyen du kWh nucléaire de 30 % environ ou de 5 000 heures (75 % de la demande et surcoût de 55 %).

La date de mise en route de nouvelles centrales dépend aussi de la durée de vie des centrales existantes. Actuellement une durée de vie de 32 ans figure dans les documents remis à l'autorité de sûreté dans le cas d'une utilisation à pleine puissance des centrales, soit 40 ans pour un taux d'utilisation de 80 %, supérieur à celui constaté sur le parc actuel. Les auteurs du rapport Charpin-Dessus-Pellat<sup>2</sup>, compte tenu de l'avis des experts, avaient retenu une durée de vie moyenne de 45 ans pour le parc actuel (5 % fermés à 35 ans, 20 % à 40 ans, 45 % à 45 ans, 30 % à 50 ans). Les auteurs du rapport de l'OPESCT<sup>3</sup> ont confirmé plus récemment cette expertise en évoquant des durées de vie moyenne du parc de 50 ans et plus.

1. Voir note Enerdata.

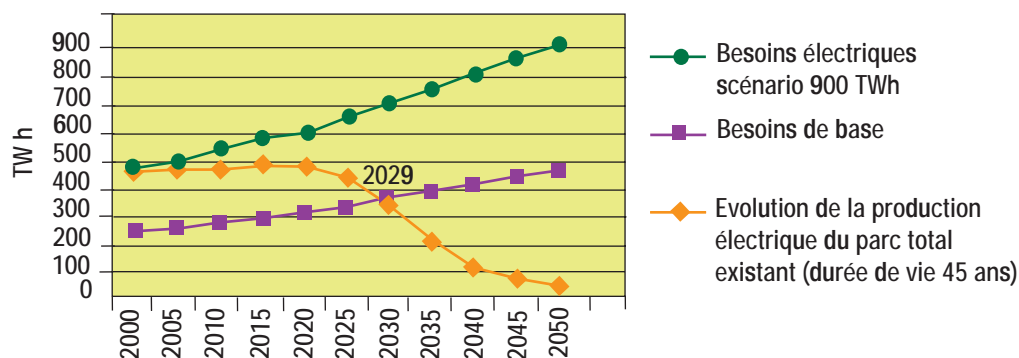
2. Etude économique prospective de la filière électrique nucléaire, JM Charpin, B Dessus, René Pellat, la documentation française, 2000.

3. La durée de vie des centrales nucléaires et les nouveaux types de réacteurs, Ch Bataille et Cl Birraux OPECST, 2004.



Le graphique ci dessous illustre la démarche retenue pour un scénario 900 TWh en 2050, un fonctionnement en base du nucléaire et une durée de vie du parc de 45 ans, en tenant compte de l'apport de l'hydraulique aux besoins d'électricité de base (plus de 30 TWh) et de l'arrêt de l'usine Eurodif avant 2020.

*Date d'apparition d'une nouvelle tranche de 1 000 MW dans un scénario 900 TWh en 2050*



Pour l'ensemble des scénarios déjà cités on obtient le tableau suivant :

*Date de mise en service d'une nouvelle tranche de production électrique de base ou de semi base*

	Durée de vie 41 ans			Durée de vie 45 ans		
	Base (>8 000h)	>6 000 heures	>5 000 heures	Base (>8 000h)	>6 000 heures	>5 000 heures
A1 270TWh	2032	2030	2028	2037	2035	2034
A2 430 TWh	2030	2028	2025	2035	2033	2031
B1 650TWh	2027	2025	2022	2032	2029	2026
B2 900TWh	2026	2023	2019	2029	2027	2022

Dans cette analyse on n'a pas pris en compte la part de fonctionnement en base ou de plus de 6 000 et 5 000 heures d'un éventuel parc renouvelable (éolien, centrales thermiques, etc.) alimentant le réseau, s'il était engagé. Malgré cette hypothèse conservatrice, on constate que si l'on utilise le nucléaire en base, les dates de nouvelles mises en service s'étalent de 2029 à 2037 pour 45 ans de durée de vie et de 2026 à 2032 pour une durée de vie de 41 ans, ceci quelque soit le scénario. Il faut cumuler un scénario à très forte consommation d'électricité (900 TWh en 2050 sur le réseau gravitaire), une faible durée de vie (41 ans) et un recours au nucléaire très loin de la base, autour de 5 000 heures, et par conséquent dans des conditions économiques fortement dégradées (un surcoût de plus de 50 %), pour justifier de mises en route de

---

nouvelles centrales de taille importante (supérieures à 1 000 MWe) en 2020. Le rapport déjà cité de l'OPECST confirme d'ailleurs implicitement cette analyse quand il dit : « l'hypothèse commune aux scénarios étudiés par EDF est que la puissance en centrales thermiques en base, actuellement de 60 GW devrait passer à 75 GW en 2050 (dont 5 GW pour l'hydraulique de base) » ce qui implique une consommation totale de l'ordre de 1 200 TWh à cette époque.

Dans le scénario le plus consommateur d'électricité d'ailleurs, le solde d'électricité à produire, de l'ordre d'au moins 200 TWh, reposerait en grande partie sur des énergies fossiles, indispensables, en complément des renouvelables (en particulier l'hydraulique de barrage), pour assurer les pointes de consommation. Malgré ce recours massif au nucléaire, le contenu en gaz carbonique de ce scénario pourrait se révéler nettement supérieur à celui des autres scénarios.

L'échéance raisonnable de l'apparition de besoins d'électricité en base ou semi-base se situe donc dans la fourchette 2026-2033 et non pas 2015-2020 comme l'annoncent le Ministère de l'industrie et EDF.

L'anticipation de 10 à 15 ans proposée présente plusieurs inconvénients majeurs :

- La collectivité détourne de l'ordre de 3 milliards d'euros d'autres objectifs énergétiques plus urgents comme le développement de la maîtrise de la demande d'énergie ou les renouvelables.
- La mise en route de l'EPR tête de série en 2012-2015 dans un parc encore surdimensionné à cette époque par rapport aux besoins d'électricité de base contribue à la baisse de ses performances économiques.
- Enfin, en affirmant la nécessité d'un renouvellement du parc dès 2020, les partisans du projet tentent d'accréditer la thèse de la nécessité d'une génération intermédiaire de réacteurs entre le parc actuel et les réacteurs de la génération IV, présentés comme des éléments majeurs de progrès dans plusieurs domaines (accidents majeurs, rendement, déchets). Comme plusieurs de ces réacteurs pourraient atteindre, de l'avis même des experts, leur maturité industrielle vers 2025-2030 (voire beaucoup plus tôt pour le réacteur HTR), on pourrait envisager d'attendre l'émergence de ces réacteurs pour renouveler le parc. L'introduction anticipée d'EPR par rapport aux besoins réels d'électricité risque donc, vu la durée de vie de ces réacteurs (60 ans), de figer la situation jusqu'en 2080 ou 2100 et provoquer un effet d'éviction pour des solutions plus innovantes (nucléaires ou non) en termes d'offre et de demande.

La décision de construire à court terme un EPR tête de série ne se justifie pas, ni sur le plan énergétique ni sur le plan de la lutte contre les émissions de gaz à effet de serre, ni sur le plan économique. Cette décision d'anticipation d'une dizaine d'années au moins présente d'autre part des risques forts d'irréversibilité et d'éviction vis-à-vis de l'émergence de solutions technologiques alternatives (renouvelables, piles à combustible, nouvelles technologies nucléaires, etc.) et de la mise en place de politiques de maîtrise de la demande d'électricité.

---

# Association des écologistes pour le nucléaire (AEPN)



## EPR : Outil de production électrique

L'EPR avec sa puissance électrique de 1 600 MWe, est une formidable machine adaptée à un réseau sécurisé d'un pays aux forts besoins en électricité. Cela sous-entend également des lignes haute tension capables de transporter de grandes quantités de courant, et un réseau de distribution moderne.

Quiconque observe les grands centres urbains proches de la côte chinoise, de Canton à Pékin, les grandes métropoles indiennes, le Japon, Singapour, la Corée, l'Europe, constatera qu'un EPR peut alimenter en électricité ces immenses centres urbains. Certains pays de l'Europe de l'Ouest, autrefois réfractaires au nucléaire, commencent progressivement à changer d'opinion, à commencer par l'Italie, l'Angleterre, et vont, comme ce fut le cas récemment pour la Finlande, se rallier au nucléaire. On peut imaginer le courant d'activités économiques engendrées par un tel déploiement.

Un, deux ou trois EPR en France dans les années à venir, pour quoi faire ? Pour renforcer notre solidité électrique, notamment en hiver et en été, dans un contexte de demande en légère croissance d'année en année (environ +2 % par an, ce qui représente presque un EPR tous les deux ans). Les économies d'énergies, nécessaires, tardent cependant à se réaliser, faute d'une volonté politique suffisante, mais aussi du fait de la multiplication de nouveaux équipements électriques : climatiseurs, ordinateurs...

On voit cependant que certains créneaux restent sans offre, notamment, justement, celui de réacteurs petits ou moyens (100 à 500 MWe), très robustes et non proliférants, pour pays en cours de développement. Ceci doit nous inciter à développer d'autres filières, notamment celle des réacteurs à haute température, pour lesquels il serait souhaitable de construire rapidement un prototype sans se faire distancer par les Japonais, Chinois ou Russes, qui poursuivent eux aussi cette voie. Ce type de réacteur permettrait de produire autre chose que de l'électricité, soit à haute température (synthèses chimiques, hydrogène), soit à basse température (dessalement et irrigation).

A côté de l'EPR apparaîtront des familles de nouveaux réacteurs pour nos enfants et petits-enfants. L'EPR est prêt d'ores-et-déjà pour prendre dès aujourd'hui la relève de nos réacteurs actuels. Il n'est pas opposé mais complémentaire à d'autres outils de production propres tels que l'énergie hydraulique et les énergies renouvelables.

On remarquera qu'un des avantages de l'EPR est sa très grande compacité : un terrain de moins d'un kilomètre carré suffit pour installer un réacteur de 1 600 MWe et l'ensemble de ses bâtiments annexes, parking, etc. alors que des surfaces beaucoup plus importantes seraient à prévoir pour produire la même quantité d'énergie renouvelable (si toutefois c'était possible, mais cela ne l'est pas). L'impact sur l'environnement d'un EPR est ainsi minime.

55 rue Victor Hugo  
78800 Houilles  
Tél. : 01 30 86 00 33  
Fax : 01 30 86 00 10  
E-mail : AEPN@ecolo.org  
www.ecolo.org

---

Dès aujourd'hui, tous les moyens propres de production énergétiques et notamment électriques doivent être développés, le nucléaire étant de loin le seul à pouvoir faire face à nos besoins de base en électricité actuels et futurs. Les futurs réacteurs de génération IV, que nous appelons de nos vœux également, prendront la relève le moment venu, mais nécessitent le développement dans un premier temps des réacteurs de type EPR, qui produiront l'uranium-233 et le plutonium nécessaires au démarrage de ces réacteurs.

L'EPR, parfaitement adapté aux sociétés industrielles, est donc incontournable et nécessaire comme outil de production électrique propre et respectueux de l'environnement. Dans l'état de nos connaissances, il restera indispensable comme tel tout au long du 21<sup>ème</sup> siècle.

---

# Réseau « Sortir du nucléaire »



## Electricité nucléaire : une course perdue d'avance

### La solution : économies, efficacité, renouvelables

Les promoteurs de l'idéologie nucléaire tentent de faire croire qu'il faut absolument construire l'EPR pour répondre à la hausse de la consommation d'électricité. Or celle-ci est artificiellement dopée par EDF pour justifier le nucléaire, et ainsi de suite. C'est une course sans fin et perdue d'avance.

Le Réseau « Sortir du nucléaire » a publié le 1<sup>er</sup> mars 2005 un dossier complet intitulé « Comment EDF fait délibérément augmenter la consommation d'électricité »<sup>1</sup>.

Notons en particulier que, le 28 mai 2001, EDF a signé avec MISA (le premier constructeur de maisons individuelles avec 10 marques dont Maisons Phénix, Maisons Familiales, Maisons Mamet), un scandaleux accord pour imposer le chauffage électrique (et donc faire tourner les centrales nucléaires) : MISA équipe en chauffage électrique 80 % des maisons commercialisées !

Le matériel de chauffage électrique est peu cher... à l'installation. Les acheteurs paient un peu moins cher leur maison... mais sont très vite perdants par rapport au chauffage au gaz. Par contre, la consommation d'électricité augmente... exactement l'objectif d'EDF.

Pourtant, l'Agence internationale pour l'énergie (peu suspecte de positions antinucléaires) a publié le 16 Avril 2003 un étude remarquable<sup>2</sup> qui montre qu'il est possible, à confort constant, de réduire la consommation d'électricité des ménages de l'OCDE de 25 % puis 35 % respectivement en 2010 et 2030. Des économies gigantesques qui sont possibles facilement et rapidement.

D'autres études montrent qu'il est possible de réduire de 50 % la consommation électrique des pays riches pour un même confort...

La construction de l'EPR en France n'a donc pas été décidée pour répondre à des besoins, mais uniquement pour servir de vitrine à l'exportation. Les citoyens doivent s'opposer au gaspillage de l'argent public et à la mise en danger de l'environnement et des populations.

Le nucléaire a bénéficié depuis 50 ans d'investissements massifs. Il est temps de mettre l'argent dans les économies d'énergie, l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables.

La France y gagnerait sur tous les plans : santé, environnement, emplois (5 fois plus que le nucléaire), sécurité d'approvisionnement (face aux événements climatiques et ruptures de réseaux), indépendance énergétique réelle (contrairement au nucléaire).

---

1. Voir ici : [www.sortirdunucleaire.org/actualites/edito/affiche.php?aff=25](http://www.sortirdunucleaire.org/actualites/edito/affiche.php?aff=25).

2. AIE, Cool Appliances - Policy Strategies for Energy Efficient Homes, 2003.

9 rue Dumenge  
69317 Lyon cedex 04  
Tél. : 04 78 28 29 22  
Fax : 04 72 07 70 04  
E-mail :  
[contact@sortirdunucleaire.fr](mailto:contact@sortirdunucleaire.fr)  
[www.sortirdunucleaire.org](http://www.sortirdunucleaire.org)



# Sauvons le Climat

## L'EPR outil de production électrique

### Le contexte national

L'hypothèse d'utilisation envisagée pour l'EPR est un fonctionnement en base, avec un facteur d'utilisation atteignant 90 %. L'augmentation de la demande de 2 % par an, observée ces dernières années, justifie à elle seule la mise en service d'un EPR dès le début de la prochaine décennie ; le renouvellement du parc nucléaire, dont le quart aura atteint 40 ans avant 2025, est à prévoir ensuite.

Il reste que la question prioritaire dans le court terme est le traitement des périodes de forte demande électrique. Pour ce faire on distingue la production en semi-base, caractérisée par des modulations mensuelles et la production de pointe dont les modulations sont journalières. Cette dernière est, pour l'essentiel, fournie par l'hydroélectricité de barrage et de turbinage (step). Actuellement, pendant les mois de forte demande, la puissance nucléaire est appelée à plus de 90 %, les puissances hydroélectriques et thermiques à environ 35 %. Dépasser un taux d'appel de 90 % des centrales nucléaires pendant ces mois serait aléatoire. Pour faire face à une augmentation de la demande de 2 % par an, on envisage donc de recourir aux installations thermiques classiques. En effet on considère que la production hydroélectrique ne peut guère être augmentée, alors que la nouvelle production éolienne, du fait de son caractère aléatoire, ne peut concourir avec fiabilité à assumer une production pendant les périodes de forte demande. Une augmentation de 10 % de la demande en période de forte demande conduirait à un doublement de la production thermique classique, soit en réactivant des installations mises en réserve, soit en investissant de nouvelles centrales à gaz. La production thermique classique passerait donc d'environ 10 à 20 Mtep, une augmentation représentant à elle seule le cinquième de la consommation du secteur transport.

Pour Sauvons le Climat cette augmentation de la consommation d'énergies fossiles n'est pas souhaitable. Elle va clairement à l'encontre de l'objectif de division par quatre des émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2050. La priorité dans la dizaine d'années à venir est donc d'améliorer la gestion des pointes de demande. Cette politique doit, évidemment, être menée en cohérence avec une politique de réduction dans l'utilisation des combustibles fossiles dans le chauffage des bâtiments, autrement dit, il ne saurait s'agir, par exemple, de remplacer le chauffage électrique par du chauffage au gaz. En premier lieu, en accord avec la philosophie du Plan climat, il s'agit d'économiser l'électricité, particulièrement en hiver, par l'amélioration de l'isolation des bâtiments neufs et surtout anciens, par une plus grande rigueur vis-à-vis des illuminations des bureaux et lieux publics, etc. Au niveau des capacités de production, l'utilisation du bois-énergie en cogénération dans des chaufferies collectives nous semble à encourager particulièrement.

---

Pour le plus long terme, en parallèle avec la mise en service de l'EPR, nous souhaitons que soit étudiée un mode de fonctionnement en semi-base (par exemple pendant les trois mois d'hiver) des réacteurs les plus anciens qui pourraient ainsi contribuer à la fourniture de courant en période de forte consommation et voir leur durée de vie augmentée.

### **Le contexte européen**

On ne voit pas comment l'Europe pourrait réduire de façon notable ses émissions de CO<sub>2</sub>, sans faire largement appel à l'énergie nucléaire. Celle-ci, qui représente aujourd'hui 30 % de l'électricité dans l'Europe des 15 (près de 800 TWh), pourrait facilement atteindre le double.

Or la France est au cœur du grand marché européen de l'électricité et, à côté de la vente de réacteurs évoquée au titre de la politique industrielle, peut légitimement continuer à exporter de l'électricité. La seule limite provient des interconnexions avec les pays voisins, qui limitent les exportations autour de 70 TWh. Interconnexions qui jouent d'ailleurs dans les deux sens, car en période de pointes extrêmes, rarement concomitantes en Europe du Nord, en France et en Europe du Sud, elles ont un rôle essentiel de mutualisation des risques.

Plus généralement, Sauvons le Climat souhaite que les échanges d'électricité au niveau européen permettent de contribuer à la diminution des rejets de gaz carbonique par l'Europe. Ceci s'applique aussi bien à l'hydraulique norvégien, suédois, autrichien ou suisse, à l'éolien danois et au nucléaire français.



# Association pour la promotion du site de Flamanville (PROFLAM)

Chambre de Commerce de Cherbourg Cotentin  
Bld de l'Atlantique  
50100 Cherbourg-Octeville

## Contribution au niveau production électrique

Enerdata, à la demande de la CPDP, a étudié quatre scénarios prospectifs pour 2050.

Pourquoi 2050 ? A notre avis, dans l'état actuel des choses, le problème de l'énergie en France se posera bien avant 2025 : dès lors, il paraît donc inutile, dans le cadre de ce débat (tête de série d'un nouveau type de réacteur) de se pencher sur des scénarios pour 2050.

La France s'est engagée dans un processus de réduction des émissions de gaz à effet de serre sur son territoire : cette décision ne laisse aucune place pour un dérapage des émissions de gaz à effet de serre qui proviendrait d'un changement de structure du parc de production électrique.

Les générateurs nucléaires reposant sur de nouveaux concepts ou d'autres systèmes de combustibles que ceux qui sont actuellement opérationnels, ne pourront au mieux être concrétisés par un démonstrateur qu'en 2030 (un effort de recherche et de développement d'au moins deux décennies est nécessaire).

Par ailleurs, la pyramide des âges du parc électronucléaire d'EDF est concentrée avec une forte base de réacteurs mis en service sur une période de 10 ans. En conséquence, le vieillissement peut toucher un nombre important de réacteurs en même temps. L'anticipation d'un problème de sûreté générique, grave et simultané, revêt donc une importance critique.

La fin des 30 premières années de fonctionnement des réacteurs actuels, est considérée par l'autorité de sûreté comme une étape fondamentale. Celle-ci prendra position au cas par cas, à l'issue des troisièmes visites décennales et du réexamen de sûreté associé, sur la poursuite de l'exploitation des réacteurs jusqu'à un horizon de 40 ans. Le risque d'arrêt d'exploitation dès le début de la décennie 2010 ne peut donc être exclu (les troisièmes visites décennales de 10 réacteurs auront lieu entre novembre 2009 et décembre 2011).

Le risque présenté par le vieillissement du parc EDF conduit PROFLAM – représentant d'industriels et d'entrepreneurs – à souligner l'urgence de lancer la construction du premier réacteur EPR.

Cette construction permettra de disposer en 2015 de l'expérience requise (mise en service industrielle en 2012). Ainsi, lorsque les réacteurs des premières générations attendront les passages de leur quatrième visite décennale, vers 2019, la France disposera avec le démonstrateur EPR de l'expérience nécessaire pour lancer en toute sécurité la construction du nombre de réacteurs correspondant à nos besoins de remplacement. Il faut également souligner qu'une telle organisation permettra de lisser les constructions futures et d'éviter l'effet brutal de falaise que nous connaissons actuellement avec les générations actuelles de réacteurs construits sur une période très courte.



# Société française d'énergie nucléaire (SFEN)



## Production électrique

### La hausse prévisible de la demande d'électricité...

Le taux de croissance annuel moyen de la consommation intérieure d'électricité a été de l'ordre de 2 % sur la période 1995-2002. En admettant une forte réduction de ce taux dans la période 2002-2015 (à 1,2 %), le niveau de la demande électrique sera de toute façon nettement supérieur en 2015 à ce qu'il est aujourd'hui (522 TWh contre 468 TWh). Telle est l'hypothèse que l'on peut raisonnablement formuler et qui est celle du scénario « médian » établi par le Réseau de transport de l'électricité. Cette hypothèse rejoint celle des scénarios « B » présentés à la fin de ce document.

Ce sont ces scénarios qui paraissent les plus réalistes – étant entendu qu'à notre avis, les scénarios « A » ne sont pas à proprement parler des scénarios de prévision énergétique mais plutôt des visions sociétales à long terme dont la probabilité d'occurrence est très douteuse.

### ... va nécessiter une augmentation des moyens de production, dont la construction de l'EPR.

Dans la période à venir, les énergies renouvelables vont être fortement développées, notamment le parc éolien. Mais même si ce développement atteint ses objectifs les plus ambitieux (parc éolien de 15 Gigawatts en 2016 contre 0,4 GW aujourd'hui, selon les chiffres fournis par RTE), cela ne pourra suffire à couvrir l'augmentation de la demande électrique. Il faudra pour cela la contribution supplémentaire vers le milieu de la décennie 2010 de l'EPR de Flamanville.

### Nucléaire ou gaz ? Il faut faire le bon choix !

A l'horizon 2020 et au-delà, les énergies renouvelables et la contribution de l'hydraulique devraient permettre d'assurer une part non négligeable de notre production d'électricité. En étant très optimiste, on peut estimer que cette part pourrait être de l'ordre de 25 à 30 %.

Pour assurer les 70 % restants, l'alternative est simple : ou bien la France continue de recourir au nucléaire, comme elle le fait aujourd'hui ; ou bien elle décide d'abandonner le nucléaire, ce qui la conduira à recourir à du gaz acheté en quantités massives à l'étranger. Une telle décision serait, à notre avis, un défi au bon sens. Il serait absurde, en effet, d'appuyer l'essentiel de notre approvisionnement en électricité sur une matière première en voie d'épuisement, dont les prix seront de toute évidence orientés à la hausse et dont la disponibilité sera de moins en moins garantie. La France perdrait l'indépendance « électrique » que lui assure le nucléaire et deviendrait tributaire, pour son approvisionnement en gaz, de la Russie et des pays du Proche-Orient.

67 rue Blomet  
75015 Paris  
Tél. : 01 53 58 32 10  
Fax : 01 53 58 32 11  
E-mail : [sfen@sfen.fr](mailto:sfen@sfen.fr)  
[www.sfen.org](http://www.sfen.org)

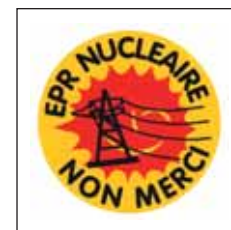
---

Elle devrait leur régler chaque année une facture « gazière » de plusieurs dizaines de milliards d'euros et se verrait privée des recettes que lui rapportent ses exportations « nucléaires ». L'électricité nous coûterait plus cher. Enfin, après avoir réussi à mettre en place un parc électrique ne générant pratiquement aucune pollution et aucun gaz à effet de serre, la France en viendrait à lui substituer un parc émettant chaque année des millions de tonnes de ces gaz aggravant le réchauffement climatique !

Sortir du nucléaire constituerait pour la France un triple recul, stratégique, économique, environnemental. Bien entendu, à l'avenir, on pourra réduire la contribution du nucléaire en fonction du développement des énergies renouvelables. Mais la perspective doit rester, à notre sens, celle d'un maintien de l'option nucléaire, avec les EPR, puis avec les réacteurs dits de génération IV, qui pourraient être opérationnels vers les années 2035-2040.

---

# Collectif régional « L'EPR non merci, ni ailleurs, ni ici »



## L'EPR ne répond pas à l'équilibre de l'offre et de la demande

### Nucléaire = centralisation

Les techniques ne sont pas neutres politiquement et socialement : elles déterminent fondamentalement nos modes de vie et l'organisation de notre société.

La France a une première spécificité historique : le centralisme depuis Colbert en passant par les Jacobins et Napoléon.

Et une deuxième spécificité plus récente : le recours au tout nucléaire ou presque pour produire l'électricité, et la tendance au tout électrique pour le chauffage. Le tout ensemble produit une surcapacité pour la fourniture « en base » et une incapacité à fournir « les pointes » irrégulières du chauffage. Elle brade, souvent à perte 15 % de son électricité produite par le nucléaire en base aux pays voisins. Solidarité : oui, mais surtout autonomie énergétique de chacun. L'interconnexion ne doit pas avoir pour but de favoriser un commerce parfois douteux, mais la solidarité en cas de difficultés circonstanciées. Le pays achète très cher, bien au-dessus des prix de vente aux consommateurs, à des privés étrangers ou français, par des contrats dits « à bien plaisir » de l'électricité d'origine thermique classique (charbon, fuel).

### Le nucléaire est lourd à manier

Le thermique classique est d'une utilisation plus rapide. L'EPR ne ferait qu'accentuer la surcapacité en base et ne répondrait pas aux besoins des pointes. L'efficacité énergétique demande pour l'immédiat que le thermique classique – le gaz étant le moins polluant – soit utilisé près des lieux de consommation, en unités décentralisées, aux pouvoirs déconcentrés, produisant en cogénération électricité et chauffage. Rappelons l'expérience menée en Basse-Normandie du chauffage bois déchets pour des collectivités (HLM, Lycée, hôpitaux...) Il devrait être étendu à la production d'électricité et multiplié ; ainsi qu'en milieu rural, le biogaz à partir des déchets et déjections.

Quant à l'éolien, il est notoirement intéressant pour la semi-base, à l'automne et au printemps. Si l'on doit expérimenter et développer en Europe l'énergie des courants marins, c'est en Cotentin qu'il faut le faire : le Raz Blanchard et le passage de la Déroute sont des courants parmi les plus forts au monde.

Coordination :  
c/o CRILAN  
Didier Anger  
10 route d'Étang  
Val 50340 Les Pieux  
Hague-Sud

---

## **Il est difficile de définir la demande très longtemps à l'avance**

Il est difficile de définir très longtemps à l'avance la demande. Ainsi s'est-on lourdement trompé dans les années 70 et 80. Il est difficile de calculer finement les effets de l'évolution des techniques et de la mentalité des consommateurs à 10 ans. Or un EPR, c'est 2 à 3 ans de procédures, 5 à 7 ans de travaux. Ici en Cotentin, en Bretagne, en Pays de Loire, une centrale à gaz, cogénératrice près de lieux de consommation, des éoliennes, etc., en période de pointe, éviteraient des couloirs de lignes THT supplémentaires et des effets électromagnétiques dangereux pour les élevages et les humains. Ce peut-être plus rapide à la mise en place et permet de suivre au plus près l'équilibre nécessaire entre la demande et l'offre.

Les Sages avaient raison d'insister sur la nécessité de l'utilisation rationnelle des moyens de produire chauffage et électricité, du développement des économies d'énergie, et des énergies renouvelables.

La diversification et la décentralisation permettraient aussi à ceux qui produisent et à ceux qui consomment de mieux participer et contrôler les moyens de production qui leur sont nécessaires.

## Equilibre offre-demande

Face à un équipement aussi centralisé que le projet d'EPR il convient d'examiner sa pertinence au regard d'une analyse multi-critères entre les trois stratégies énergétiques possibles :

22 boulevard Foch  
34140 Mèze  
E-mail :  
contact@negawatt.org  
www.negawatt.org

	Sobriété et efficacité énergétique	Production électrique renouvelable	Centrale de production de type EPR
La ressource primaire est-elle disponible à très long terme ?	Oui : la réduction à la source des consommations limite l'usage des ressources primaires	Oui : sur plusieurs milliards d'années...	Non : l'uranium est une matière première peu abondante, limitée à quelques décennies
Adaptation aux évolutions technologiques	Oui, par améliorations successives	Oui : les installations peuvent être facilement remplacées en cas d'amélioration technologique majeure	Non : la technologie d'aujourd'hui, à fortes pertes non récupérables (65 %) est figée pour 60 ans
Augmente-t-on l'indépendance énergétique de la France vis-à-vis des matières premières utilisées ?	Oui : diminution par réduction de la consommation d'énergie	Oui : la ressource (vent, soleil, biomasse) est locale	Non : accroissement de la dépendance vis-à-vis de la ressource primaire en uranium (aucune ressource en France)
Quel impact environnemental local et global ?	Réduction des émissions de CO <sub>2</sub> et de l'impact environnemental à hauteur des énergies substituées	Aucune des émissions de CO <sub>2</sub> . Impact très réduit (visuel)	Réduction des émissions de CO <sub>2</sub> , mais génération de produits à très haute toxicité, devant être gérés sur des milliers d'années
Intermittence ou non de la production (y compris pour des arrêts techniques) ?	Aucune intermittence : la réduction de la demande est permanente.	Forte intermittence (éolien, solaire) cependant de mieux en mieux prévisible à très court terme.	Arrêt total d'une très forte puissance en cas d'arrêts techniques ou d'arrêt de sécurité.
Possibilité ou non de modularité sur le réseau, en équilibrage de l'offre et la demande ?	Effacement des pointes par une meilleure maîtrise de consommations de pointe.	Oui pour certaines technologies (hydraulique gravitaire, centrales à biomasse).	Non par conception même de la technologie utilisée.

	Sobriété et efficacité énergétique	Production électrique renouvelable	Centrale de production de type EPR
(suite du tableau)			
Possibilité ou non de modularité sur le réseau, en équilibrage de l'offre et la demande ?	Effacement des pointes par une meilleure maîtrise de consommations de pointe	Oui pour certaines technologies (hydraulique gravitaire, centrales à biomasse)	Non par conception même de la technologie utilisée
Adaptation territoriale entre offre et demande	Forte puisque réduction des consommations à la source	Production très décentralisée, proche de l'usage	Production très centralisée, éloignée de l'usage
Report sur les générations futures de charges ou contraintes inhérentes à la technique choisie ?	Diminution des charges futures	Faible : installation de petites tailles, sans génération de déchets	Très fortes sur la gestion de déchets hautement toxiques et les charges de démantèlement des centrales

L'analyse détaillée du scénario négawatt montre par ailleurs que d'ici 2030-2035 la part des énergies renouvelables intermittentes (solaire PV, éolien) est de 16 % en 2030 et peut être gérée sans difficultés sur le réseau : cette valeur est d'ores-et-déjà considérée comme gérable dans plusieurs régions européennes (Navarre, Danemark, Schleswig-Holstein).

Au-delà (2035-2040) le recours à des techniques de stockage de courte durée (quelques jours) permettra de faciliter la gestion d'un pourcentage plus élevé (43 % en 2050, avec notamment un fort essor du photovoltaïque entre 2030 et 2050).

Jusqu'en 2040 le recours à des centrales gaz à cycles combinés à haut rendement ne pose en tous cas pas de problème majeur de pénétration progressive des renouvelables, et les émissions correspondantes sont largement compensées, dans le scénario négaWatt, par les réductions obtenues sur les économies d'énergies dans les transports et sur les besoins de chaleur, notamment dans les bâtiments anciens.