

Électricité 2030



**QUELS
CHOIX
POUR LA
FRANCE**

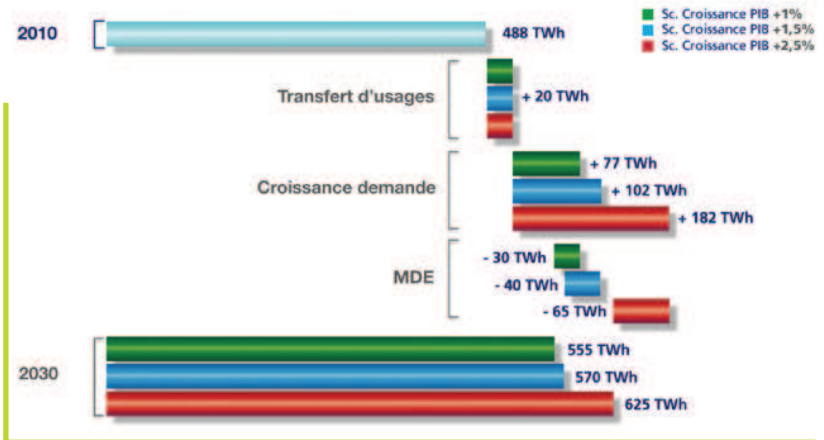
Étude réalisée par l'UFE avec le concours du cabinet Estin&Co

Erratum

Page 11

Synthèse de l'évolution de la consommation en énergie :

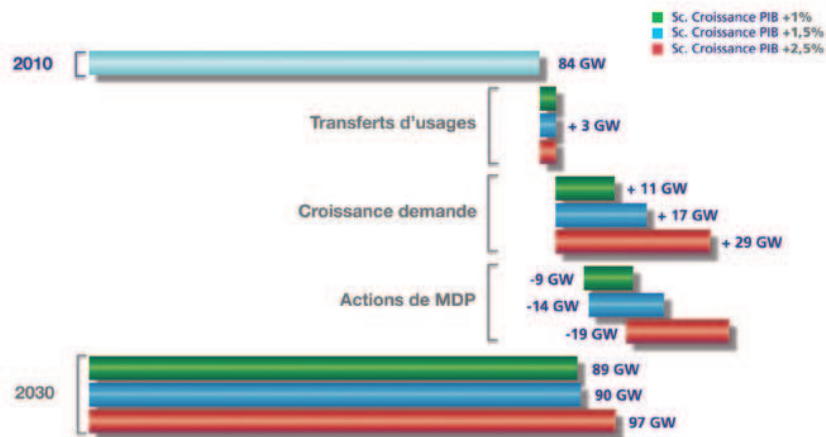
SCÉNARIOS
D'ÉVOLUTION
DE LA
CONSOMMATION
EN ÉNERGIE



Page 13

Synthèse de l'évolution de la consommation en puissance :

SCÉNARIOS
D'ÉVOLUTION DE
LA PUISSANCE
APPELÉE EN
POINTE (60h les
plus chargées -
conditions
climatiques
normales)



SOMMAIRE

La France, leader européen de la lutte contre le changement climatique

La performance CO₂ de l'électricité en France, déjà excellente...

...sera accentuée par le Grenelle

L'impact de Fukushima conduit à de nouvelles interrogations politiques

Comment éclairer les choix politiques possibles ?

Construire une analyse multicritères pour éclairer les choix

6

6

6

6

7

7

4

**POINTS
CLEFS**

6

**LES CHOIX
ÉLECTRIQUES
DE LA FRANCE
EN QUESTION**

SOMMAIRE

8

L'ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ D'ICI 2030

L'évolution de la consommation en énergie	8
L'impact de la croissance économique	8
L'impact de l'efficacité énergétique sur la consommation en énergie	8
L'impact des transferts d'usages vers l'électricité sur la consommation	10
Synthèse	11
L'évolution de la consommation en puissance	12

14

LES SCÉNARIOS DE PRODUCTION ET DE RÉSEAUX À L'HORIZON 2030

Trois scénarios de production	14
Les 3 scénarios de production en termes de puissance installée	14
Les trois scénarios de production en termes d'énergie	17
Les coûts de développement des scénarios de production	18
Les interconnexions	19
L'évolution des réseaux	19
L'acceptabilité sociétale des ouvrages	20
Le stockage de l'énergie	20
Le développement des systèmes électriques « dynamiques »	21

22

BILANS COMPARATIFS DES SCÉNARIOS : POINTS CLEFS

Bilans CO₂	22
Les Investissements	23
Impact sur les prix :	24
Pour les particuliers	24
Pour les entreprises	25
La sensibilité des prix aux variations des cours mondiaux des énergies fossiles	25
La Balance des paiements :	26
Le solde des imports et des exports d'électricité	26
L'influence des scénarios sur la balance des paiements de la France	27

30 POINTS CLEFS POUR 2030

Pour mieux éclairer le débat sur la politique énergétique à venir, l'UFE a réalisé l'étude de trois scénarios de production à l'horizon 2030 : un scénario « Production nucléaire à 70% » (prolongation du nucléaire actuel de 40 à 60 ans ; développement des EnR du Grenelle), un scénario « Production nucléaire à 50% » (la part du nucléaire dans la production d'énergie est ramenée à 50%), et un scénario de « Production nucléaire à 20% » (toute tranche nucléaire existante arrivant à une durée de vie de 40 ans est arrêtée). Ces scénarios de production ont été « croisés » avec des scénarios d'évolution de la consommation d'électricité intégrant différentes hypothèses de maîtrise de la demande d'énergie. Les résultats de cette modélisation permettent d'éclairer les choix « politiques » au regard de critères climatiques, sociétaux, économiques et financiers, à pondérer de manière cohérente entre eux. Les points clefs suivants, qui résultent de l'étude, résument les principaux paramètres que les politiques publiques à venir auront à prendre en compte.

Mix électrique : nucléaire, EnR et thermique ?

1. Tous les scénarios étudiés par l'UFE incluent un développement important des EnR, égal ou supérieur aux objectifs du Grenelle. Ainsi, dès le scénario « production nucléaire à 70% », la puissance installée en EnR dépasse la puissance nucléaire installée.
2. Néanmoins, dans les scénarios de réduction de la production d'énergie nucléaire (scénario « Production nucléaire à 50% » et scénario « Production nucléaire à 20% »), les EnR, à horizon 2030, ne peuvent se substituer complètement à l'énergie nucléaire ; il est dès lors indispensable de renforcer la production thermique. Dans le scénario « Production nucléaire à 20% », le parc thermique sera composé de 66 unités de production thermiques (gaz et charbon), alors qu'il en existe une vingtaine aujourd'hui.
3. Entre les scénarios « Production nucléaire à 70% » et « Production nucléaire à 20% », la part de la production issue des EnR croît de 24% à 40%, alors que celle provenant du thermique à flamme passe de 7% à 40%. Plus on sort du nucléaire, plus la part du thermique s'accroît proportionnellement.

Mix électrique et environnement

4. A l'horizon 2030, il est impossible de sortir, même partiellement, du nucléaire sans augmenter les émissions de CO₂ liées à la production d'électricité. Entre les scénarios « Production nucléaire à 70% » et « Production nucléaire à 50% », la France recule par rapport à la réalisation de ses engagements européens.
5. Dans le scénario « Production nucléaire à 20% », les émissions globales de la France sont augmentées de 20%, les émissions de CO₂ liées à la production d'électricité sont, elles, multipliées par 3 par rapport à aujourd'hui.

Mix électrique et MDE

6. Les politiques publiques actuelles de soutien à la MDE ne permettent pas d'atteindre les objectifs du Grenelle de l'environnement, faute d'une incitation financière suffisante permettant aux propriétaires immobiliers d'investir pour améliorer la performance énergétique de leurs biens.
7. A fortiori, les efforts de maîtrise de l'énergie ne peuvent compenser une sortie, même partielle, de l'énergie nucléaire (scénario « Production nucléaire à 50% ») à l'horizon 2030.

Mix électrique et prix aux consommateurs

8. Une augmentation des prix de l'électricité est inéluctable, même dans le scénario « Production nucléaire à 70% », compte tenu du niveau insuffisant des tarifs et des investissements à réaliser (production, infrastructures, smartgrids...).
9. L'augmentation des prix de l'électricité est d'autant plus forte que la capacité de production nucléaire arrêtée est élevée. Pour les entreprises, comme pour les ménages, l'étude évalue l'ordre de grandeur d'augmentation à 40€/MWh entre le scénario « Production nucléaire à 70% » et le scénario « Production du nucléaire à 20% », et à 20€/MWh pour le scénario « Production du nucléaire à 50% ». A titre de comparaison, 40€/MWh est le prix de l'ARENH issu de la loi NOME au 1^{er} juillet 2011.
10. La sensibilité des prix de l'électricité aux cours des énergies fossiles (gaz et charbon) est beaucoup plus forte dans le scénario « Production nucléaire à 20% » que dans le scénario « Production nucléaire à 70% ».

Système électrique et EnR

11. Le développement de la puissance installée en EnR suppose, compte tenu des caractéristiques des EnR et, notamment de leur intermittence, de faire évoluer le système électrique et sa gestion, très centralisée jusqu'à présent.
12. Dans cette optique, l'évolution du pilotage du système électrique intégrant les nouvelles technologies (smartgrids) est indispensable.
13. La rentabilité des moyens thermiques, indispensables à la sécurité du système électrique, doit être préservée, ce qui suppose une organisation des marchés de l'électricité appropriée.
14. Le stockage de l'électricité sous toutes ses formes (ballons d'eau chaude sanitaire, stations de transfert d'énergie par pompage (STEP...) doit être non seulement préservé, mais aussi développé significativement. Un effort de R&D très important devra être consenti sur les différentes formes de stockage d'ici à 2030, de façon à être en mesure de déployer massivement ces solutions à l'horizon 2050.

Interconnexions européennes

15. Le développement des interconnexions entre la France et l'Europe est critique quel que soit le scénario envisagé mais pour des raisons différentes. Or, malgré les efforts du gestionnaire de réseau de transport, ce développement est quasiment à l'arrêt depuis plus de 20 ans, compte tenu des oppositions locales.

Evolution du mix électrique et acceptabilité sociétale

16. L'acceptabilité sociétale des ouvrages à construire (nucléaire, CCG, CCS, EnR, lignes de transport de l'électricité...) est un point critique pour l'avenir, d'autant plus que la sortie du nucléaire est importante. Les politiques publiques actuelles, en ce domaine, ne sont pas adaptées.

Mix électrique et usages de l'électricité

17. Les transferts d'usages du fioul vers les usages performants de l'électricité (PAC, transport électrique...) sont indispensables dans les scénarios « Production nucléaire à 70% » et « Production nucléaire à 50% » afin de bénéficier d'un mix de production décarboné.
18. Dans le scénario « Production nucléaire à 20% », de tels transferts n'ont pas été pris en compte puisqu'ils présentent un bilan carbone négatif (émissions de CO₂ après transferts plus importants car le parc électrique a recours à davantage de thermique).
19. En 2030, dans les scénarios « Production nucléaire à 70% » et « Production nucléaire à 50% », la France ne peut se passer, à l'aval, d'un mix équilibré entre usages performants de l'électricité et du gaz. Un juste équilibre dans l'utilisation rationnelle de ces deux énergies sera critique.
20. Les usages peu performants de l'électricité doivent être remplacés par des solutions électriques performantes.
21. Un important effort de R&D doit être engagé en faveur des solutions électriques du futur, avec une volonté d'abaisser les coûts des actions d'efficacité énergétique et de MDE.

Evolution du mix électrique et financement des investissements

22. Dans tous les scénarios, le montant des besoins d'investissement du secteur électrique est important : de 320 à 430 Md€ sur la période 2010 / 2030. Ce dernier montant ne représentant pas le coût total de sortie du nucléaire pour l'économie française qui comprend la hausse de prix pour le client final (points 8 et 9) et la dégradation de la balance des paiements (point 26).
23. Pour les opérateurs en concurrence (production / commercialisation) qui se financent sur les marchés, la rentabilité des investissements, notamment dans les moyens thermiques actuellement très risqués, est une question centrale. Ainsi, la visibilité et la stabilité des politiques publiques relatives à l'énergie ainsi qu'une architecture de marché adaptée sont, à cet égard, indispensables.
24. Pour les opérateurs régulés (GRD, GRT), le problème du financement se posera également, car les marchés devront comprendre le nouveau système électrique qui se mettra en place et y adhérer.

Mix électrique et balance des paiements

25. Dans le scénario « Production nucléaire à 70% », le solde des échanges France-Europe est excédentaire de 100TWh d'électricité, la balance des paiements est équilibrée (les revenus des exportations d'électricité couvrent tous les achats de combustibles nécessaires aux centrales).
26. Dans le scénario « Production nucléaire à 20% », la balance des paiements se dégrade de 10Md€ par an.

Au delà de 2030... Des choix ouverts ?

27. Alors que le choix d'une sortie plus ou moins rapide du nucléaire se pose, sur le plan économique, en termes de « coûts échoués » pour l'économie française, la question de la structure du mix énergétique français, au-delà de 2030, reste ouverte. Choisir de bénéficier le plus possible du parc nucléaire existant ne préempte nullement les choix qui devront être faits au terme de la durée de vie du parc nucléaire actuel.
28. Bien au contraire, les progrès technologiques et l'abaissement potentiel des coûts des différentes filières, devraient permettre des choix plus ouverts à horizon 2030 : l'exemple du CCS est, à cet égard, emblématique.
29. Une des interrogations pour le futur réside également dans le développement de filières nationales compétitives.
30. Ainsi, il apparaît que les décisions d'aujourd'hui ne peuvent anticiper les évolutions de demain et qu'une trop grande radicalité dans les changements d'orientations pourrait s'avérer peu efficace économiquement. C'est pourquoi au regard des incertitudes économiques, des inconnues technologiques mais aussi des éventuelles évolutions de l'opinion publique, la question des choix de politique énergétique doit nécessairement rester flexible et ouverte sur des évolutions progressives.

Cet arbitrage relève d'une politique industrielle de long terme, pour laquelle l'UFE souhaite être un partenaire des décideurs politiques.

LES CHOIX ÉLECTRIQUES DE LA FRANCE EN QUESTION

La France, leader européen de la lutte contre le changement climatique

La performance CO₂ de l'électricité en France, déjà excellente...

Grâce à sa politique énergétique conduite depuis les années soixante-dix, la France est d'ores et déjà championne européenne en matière de lutte contre le changement climatique. C'est ce que démontre l'étude de l'UFE réalisée et publiée en 2008¹, mais qui n'a cependant pas suffisamment été pris en compte dans les conclusions du Grenelle de l'Environnement.

Deux chiffres illustrent cette affirmation :

- Les émissions en France de CO₂ liées à la production d'électricité sont de l'ordre de 70 à 80 g par kWh alors qu'en Europe, la moyenne est de 350g de CO₂ par kWh.
- Pour produire une unité de PIB, la France émet deux fois moins de CO₂ que l'Allemagne.

Cette politique est, bien sûr, liée à deux choix majeurs :

- Le développement d'un parc de production hydro-nucléaire puissant ;
- Le développement des usages performants de l'électricité par les clients finaux, tant dans l'industrie que dans le tertiaire et le résidentiel, même si certaines formes de chauffage électrique ne répondent pas aux critères « d'usages performants ».

Ces choix ont permis de diminuer les usages des énergies fossiles, principalement le fioul, et ainsi de remplir un double objectif, à savoir de renforcer l'indépendance énergétique de la France et de diminuer sa sensibilité aux variations des prix internationaux des énergies.

...sera accentuée par le Grenelle

Dans le cadre du Grenelle de l'Environnement et de la programmation pluriannuelle des investissements (PPI) 2009, la France a décliné sa politique en matière d'électricité à l'horizon 2020. Elle a notamment :

- Donné une place plus importante au développement des énergies renouvelables (EnR) décentralisées, avec un objectif ambitieux de 25GW installés pour l'éolien ; de 5,4GW pour le photovoltaïque (PV) ; de 2.3GW de biomasse et de 3GW de capacité de pointe pour l'hydraulique en 2020 ;
- Acté le déclassement de groupes thermiques anciens dont la fermeture est imposée par les exigences européennes en matière de pollution atmosphérique² ;
- Programmé la construction de deux EPR, à Flamanville et Penly ;
- Cherché à renforcer son effort en matière de maîtrise de la demande d'énergie (MDE).

Dans le cadre de cette politique énergétique, la France dispose d'une avance sur les objectifs que l'Europe se donne dans sa feuille de route bas carbone à horizon 2050³.

L'impact de Fukushima conduit à de nouvelles interrogations politiques

Le tremblement de terre au Japon en mars 2011, le tsunami exceptionnel, hors norme, qu'il a engendré avec, comme conséquence, la catastrophe nucléaire de Fukushima, conduisent une nouvelle fois certains pays, ainsi qu'une partie de l'opinion publique en France, à se poser la question de la place de l'énergie nucléaire dans le mix électrique. Les recherches sur les nouvelles générations technologiques, prometteuses sur les plans économique et environnemental, sont également questionnées.

1 Défi Climatique, Nouveaux enjeux électriques : le rôle de l'électricité dans la lutte contre le changement climatique

2 Centrales fonctionnant au charbon ou au fioul

3 Pour le secteur électrique, la feuille de route 2050 définit un objectif de 54 à 68% de réduction des émissions de gaz à effet de serre

Comment éclairer les choix politiques possibles ?

L'électricité, une énergie spécifique

L'électricité, dans toutes ses dimensions, repose sur des choix de long terme. Pour investir dans la production, il faut au minimum cinq ans, souvent plus de dix ans. Pour développer les lignes de grand transport et les interconnexions, il faut souvent plus de huit à dix ans. Pour adapter un parc d'usages de l'électricité à l'aval (logements, industrie...) et développer des systèmes efficaces de maîtrise de la puissance, il faut souvent plus d'une décennie, voire davantage sur les marchés de masse.

L'électricité est un système. L'histoire montre que les choix entre les différentes composantes – production, réseaux, équipements des bâtiments et des usines – doivent être cohérents entre eux : sa production, son transport, sa consommation forment un système intégré. C'est pourquoi l'UFE a voulu étudier tous les investissements nécessaires à la mise en œuvre des différents scénarios en matière de production, de stockage, de réseaux et d'efficacité énergétique. Rappelons, en effet, que l'électricité ne se stockant pas, le système électrique forme un tout et ses composantes – amont et aval – demeurent systématiquement liées.

Le design du système électrique : un choix politique

Comme dans tous les pays, le choix du design du système électrique est éminemment politique, puisqu'à la différence du gaz ou du pétrole, chaque Etat dispose de l'essentiel des leviers. La politique électrique menée par la France depuis 1970 est là pour le prouver.

A la veille des grands choix de politique énergétique, l'UFE s'est donc donnée pour mission d'éclairer les orientations possibles.

Trois scénarios de production

Pour étudier les options qui s'offrent aux décideurs, l'UFE a choisi trois scénarios de production contrastés, véritable typologie des choix possibles :

- *Le premier scénario est un scénario de « Production nucléaire à 70% »* : poursuite des choix engagés par la PPI 2009 et le Grenelle de l'Environnement.
- *Le second scénario est un scénario de « Production nucléaire à 50% »* : la part du nucléaire dans l'énergie produite pour faire face à la consommation est réduite à 50% à l'horizon 2030.
- *Le troisième scénario est un scénario de « Production nucléaire à 20% »* : toute tranche nucléaire est systématiquement fermée à son 40^{ème} anniversaire.

Dans ces trois scénarios de production,

- le développement des EnR se substitue, pour partie, au nucléaire ;
- le complément de l'énergie nécessaire pour satisfaire la consommation est assuré par des moyens thermiques ;
- le « back-up » de l'intermittence des EnR est fourni par des moyens thermiques et par des capacités hydrauliques, en particulier de type Stations de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP).

Trois scénarios de consommation

Trois scénarios de consommation, à la fois en puissance et en énergie, ont été étudiés. Ils combinent :

- L'impact de la croissance économique, avec des scénarios de croissance du PIB de la France de 1%, 1,5% et 2,5% ;
- L'impact de l'efficacité énergétique, avec deux hypothèses : une réalisation totale du Grenelle (100%) et une réalisation partielle (50%) du Grenelle. Cette dernière hypothèse a été intégrée car l'UFE considère que, compte tenu de la réalité économique de l'efficacité énergétique, et notamment des temps de retour très longs des actions (plus de trente ans pour certaines), les politiques publiques actuelles sont économiquement inadaptées et donc peu efficaces.

Construire une analyse multicritères pour éclairer les choix

Cette étude ayant pour objectif principal d'éclairer les choix en matière de politique énergétique, l'UFE a construit une analyse multicritères :

- La lutte contre le changement climatique, au regard des émissions de CO₂ ;
- La compétitivité économique de la France (investissements à financer, avantage compétitif de l'électricité en termes de prix) ;
- Le pouvoir d'achat des ménages, à travers l'évolution de la facture d'un ménage « moyen » ;
- L'indépendance énergétique de la France ;
- L'équilibre de la balance des paiements de la France ;

Chacun peut, selon sa sensibilité, pondérer les différents critères de manière différente. C'est pourquoi, l'UFE ne recommande aucun scénario en particulier.

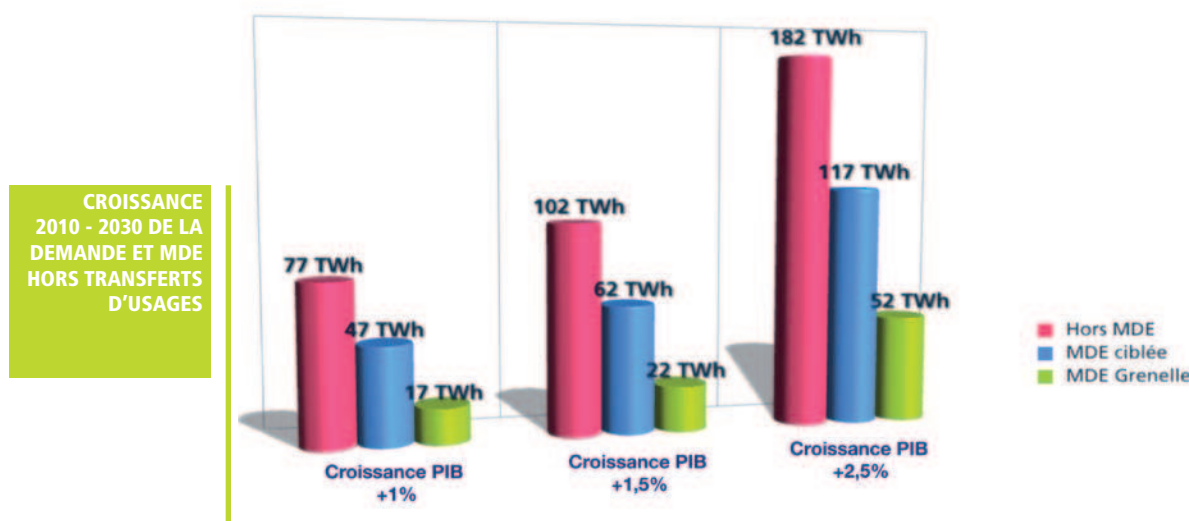
L'ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ D'ICI 2030

L'évolution de la consommation d'électricité a été estimée à la fois en énergie et en puissance.

L'évolution de la consommation en énergie

L'impact de la croissance économique

Trois scénarios de croissance ont été étudiés avec respectivement 1%, 1,5% et 2,5% de croissance du PIB de la France. Une croissance de 1,5% par an du PIB peut être considérée comme représentative, a minima, d'une certaine ré-industrialisation de la France, en se situant dans une perspective qui écarte résolument toute hypothèse de décroissance. Ce taux de croissance de 1,5% par an a été retenu comme scénario de référence « Médian ». Dans le graphique ci-dessous, les colonnes rouges représentent la croissance « naturelle » de la consommation, toutes choses égales par ailleurs. Les colonnes vertes représentent l'impact de l'atteinte de 100% des objectifs de MDE du Grenelle. Les colonnes bleues représentent une MDE « ciblée » permettant d'atteindre 50% des objectifs fixés par le Grenelle.



L'impact de l'efficacité énergétique sur la consommation en énergie

Les mesures de MDE prévues par le Grenelle de l'Environnement permettraient d'économiser 12% de la consommation électrique à l'horizon 2030, soit 70 à 80 TWh.

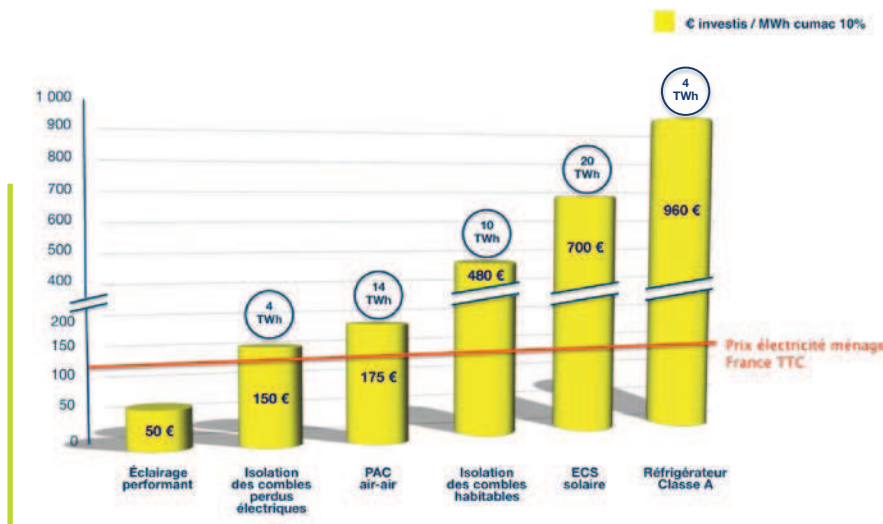
Cependant, en l'état des mesures actuellement réalisées, il est nécessaire de s'interroger sur la réalisation de ces objectifs, voire de leur dépassement dans des scénarios de décroissance du nucléaire. Pour ce faire, l'UFE a conduit une étude spécifique⁴ sur l'efficacité énergétique et la MDE pour toutes les énergies (électricité, gaz, fioul) Celle-ci repose sur :

- Une évaluation du « merit order » (interclassement économique) des actions de MDE, estimée en € à investir par MWh Cumac⁵ économisé ;
- Une évaluation du gisement (TWh, €) des mesures théoriquement rentables sur la cible visée ;
- Un calcul de l'écart entre ce volume de gisement théorique et l'objectif fixé par le Grenelle de l'Environnement, réactualisé en fonction des impacts de la crise économique.

4 Cette étude sera publiée ultérieurement à celle ci
5 MWh cumulé actualisé à 10%

A titre d'exemple, le graphique ci-dessous représente le « merit order » de certaines actions d'efficacité énergétique afférentes à l'électricité.

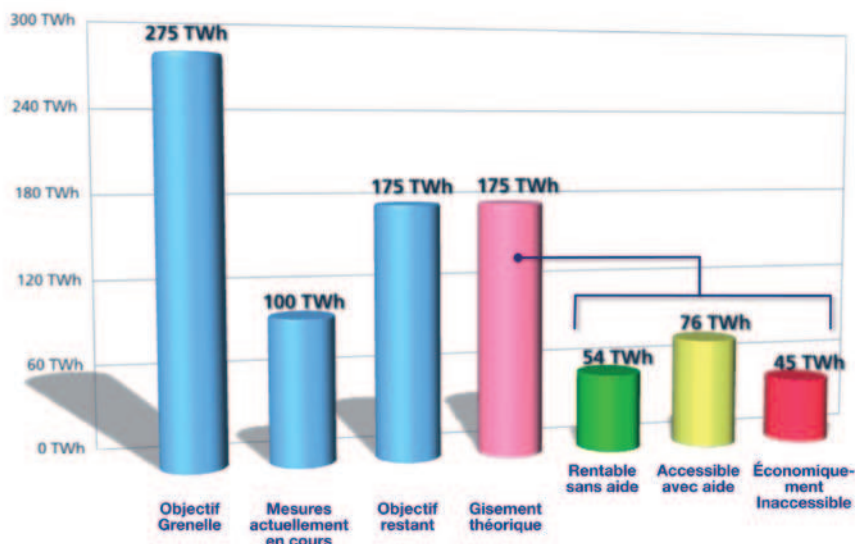
**ÉLECTRICITÉ
ET GISEMENTS
D'ÉCONOMIES
D'ÉNERGIE**



Pour ses scénarios de référence « Médian » (croissance 1.5%) et « Haut » (croissance 2.5%), l'UFE a donc été conduite à ne retenir que les actions dont la réalisation est la plus probable, dans le cadre des politiques publiques actuelles, c'est-à-dire celles dont le temps de retour est inférieur à 15 ans (isolation des combles des bâtiments, le passage à des lampes basse puissance, le développement des pompes à chaleur (PAC), les changements de moteur dans l'industrie). Ceci représente l'atteinte de 50% des objectifs fixés par le Grenelle, soit 40TWh (MDE « ciblée »). Pour son scénario « Bas » (croissance 1%), elle a retenu l'atteinte à 100% des objectifs en matière de MDE fixés par le Grenelle de l'Environnement, soit 75TWh.

Par ailleurs et de façon plus générale, concernant l'un des axes essentiels du Grenelle, à savoir le bâtiment (résidentiel et tertiaire) dont l'objectif d'efficacité énergétique est de 275 TWh et qui concerne toutes les énergies (électricité, gaz, fioul), l'étude conclut que, au-delà des 100 TWh, faisant l'objet de mesures actuellement en cours, il ne sera possible d'obtenir les 175 TWh supplémentaires en 2020 que grâce à des actions d'efficacité énergétique qui doivent être distinguées en trois catégories ;

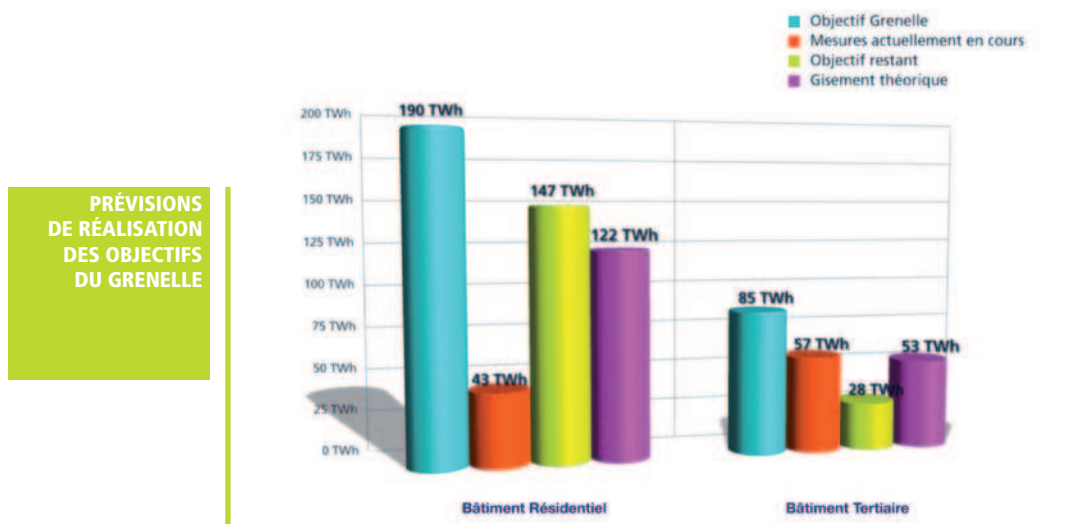
- les actions « rentables sans aides », c'est-à-dire qui ont une rentabilité intrinsèque suffisante, pour être engagées sans aides publiques et qui génèrent seulement 54 TWh d'économies d'énergie. Elles correspondent à un investissement privé de 24 Md€ ;
- les actions « accessibles avec aides », dont la rentabilité économique serait satisfaisante sous réserve d'organiser au-delà des investissements privés (estimés à 60Md€ d'ici à 2020) un abondement public à hauteur de 70Md€ et permettrait ainsi d'atteindre 76 TWh supplémentaires.
- Les actions considérées comme « économiquement inaccessibles » qui génèrent 46 TWh mais qui n'atteignent le seuil de rentabilité suffisant que si l'investissement privé de 38 Md€ est complété par des incitations publiques à hauteur de 408 Md€.



**GRENELLE
DU BÂTIMENT
VISION 2020 –
TOUTES ÉNERGIES**

L'ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ D'ICI 2030

En l'état actuel, les politiques publiques d'incitation à la MDE et à l'efficacité énergétique souffrent de plusieurs handicaps majeurs :

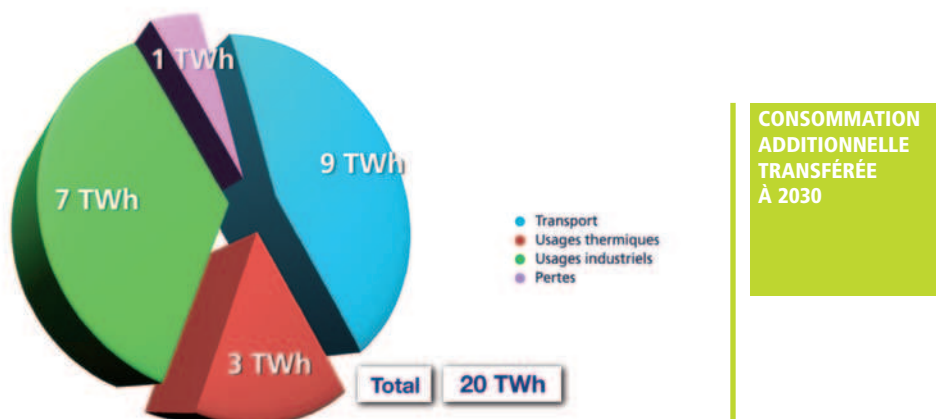


- Les objectifs du Grenelle sont mal définis. En effet, ils sont inatteignables sur le résidentiel, et sous évalués sur le tertiaire.
- Les crédits d'impôts ciblent des mesures ponctuelles (changement de fenêtres, par exemple) souvent peu efficaces sur le plan de l'efficacité énergétique : il est donc essentiel que les politiques publiques soient calées sur le merit order de l'efficacité énergétique.
- Compte tenu de l'ampleur des incitations à mettre en œuvre pour favoriser l'efficacité énergétique (70Md€ pour le seul bâtiment à horizon 2020 dans le cadre des mesures rentables avec aides), il est exclu que cela passe par les finances publiques de l'Etat et alourdisse la dette publique locale ou nationale.
- Les mesures de type certificats d'économies d'énergie (CEE) pesant sur les fournisseurs, lourdes et coûteuses à gérer, peuvent éventuellement « déclencher » les actions d'efficacité énergétique économiquement rentables pour les acteurs économiques. Elles ne peuvent, en aucun cas, compenser le manque de rentabilité des autres actions.
- Un dispositif nouveau doit être mis en place, qui ne pèse pas sur les finances publiques, et qui crée une véritable solidarité énergétique entre les citoyens.

Il existe donc un fossé entre le désir d'efficacité énergétique, la réalité économique de ces ambitions, et les choix des politiques publiques. C'est pourquoi l'UFE considère que l'effort d'efficacité énergétique inscrit dans le Grenelle n'est pas réaliste dans l'état actuel des politiques publiques.

L'impact des transferts d'usages vers l'électricité sur la consommation

Les transferts d'usages sont résumés dans le tableau ci-dessous et sont évalués à 20 TWh. L'UFE a retenu des hypothèses réalistes, avec notamment, le développement des PAC et du transport électrique, individuel ou collectif.



Pour maximiser l'impact environnemental, le développement des EnR doit être couplé avec un fort transfert des usages fossiles (fioul) vers l'électricité. Il en avait été de même lors de la montée en puissance du nucléaire dans les années 70-80. Les transferts d'usages fossiles au profit de l'électricité sont donc à prendre en compte dans les scénarios de consommation, tant que le bilan carbone qu'ils induisent est globalement positif pour la France. C'est pourquoi, dans un scénario « Production nucléaire à 20% », il a été jugé non pertinent de les intégrer puisque ils présentent un bilan carbone négatif (émissions de CO₂ après transferts plus importantes qu'avant, du fait d'un parc électrique qui a recours à davantage de moyens thermiques).

Comme l'a souligné l'UFE en 2008, dans sa précédente étude, ces transferts du fossile vers les usages performants de l'électricité, doivent s'accompagner d'une politique de correction des usages actuels de l'électricité non performants, comme, par exemple, certains types de chauffage électrique dans le cadre de logements mal isolés.

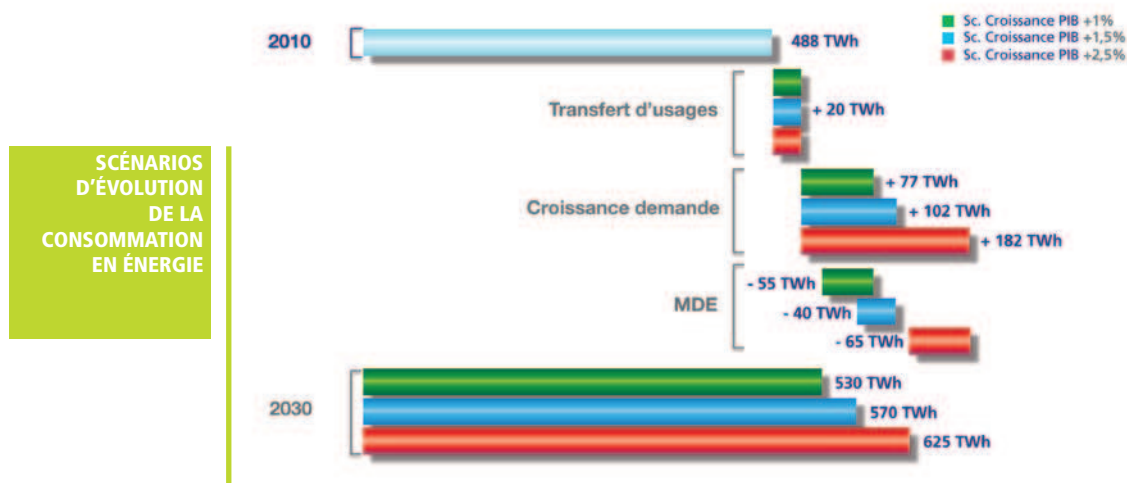
Précisons enfin qu'à l'horizon 2030, le gaz (lui aussi avec des usages performants) reste une énergie indispensable en France, tant à l'amont avec les cycles combinés gaz (CCG), qu'à l'aval et pour le chauffage des bâtiments. Les hypothèses de partage des usages entre gaz et électricité figurent en annexe de l'étude.

Enfin, il convient de souligner l'effort nécessaire à effectuer en faveur des nouvelles technologies de l'énergie, notamment dans le domaine de l'électricité. L'UFE a mené une réflexion afin de hiérarchiser les technologies clés, et faire en sorte que les politiques publiques soutiennent, sans trop peser sur les finances publiques, le développement des technologies les plus performantes et les plus prometteuses au regard de trois critères simples : l'emploi, la réalisation des « 3x20 » européens⁶ et la compétitivité internationale de la France.

Elle propose de classer les technologies (cf. annexe) en trois volets :

- Volet 1 : **les technologies prometteuses déjà présentes sur le marché**, qui concernent les gisements prioritaires du « merit-order » de l'efficacité énergétique évoqué ci-dessus. Elles ne nécessitent pas d'aides particulières. Si leur développement n'est pas jugé assez rapide, le moyen d'action peut être la norme ou la réglementation (comme les lampes à basse consommation).
- Volet 2 : **les technologies prometteuses disponibles sur des marchés de niche, à des coûts élevés**, et qui ont besoin d'un soutien des pouvoirs publics pour se diffuser. Il s'agit, dans ce cas, non seulement d'aider ces technologies pour combler transitoirement le surcoût, mais aussi d'avoir une véritable régulation incitative pour pousser à la productivité et à la structuration des filières.
- Volet 3 : **Les technologies prometteuses à long terme (> 10 ans)**, qui nécessitent d'intensifier et de soutenir l'effort de recherche.

Synthèse de l'évolution de la consommation en énergie :



Le point de référence est l'année 2010 avec une consommation corrigée de l'aléa climatique établie à 488 TWh⁷. En projection à l'horizon 2030, il convient d'ajouter à cette consommation d'une part, les transferts d'usages des énergies fossiles vers les usages performants de l'électricité ainsi que l'impact de la croissance de l'économie, et d'autre part, de soustraire l'impact de la MDE.

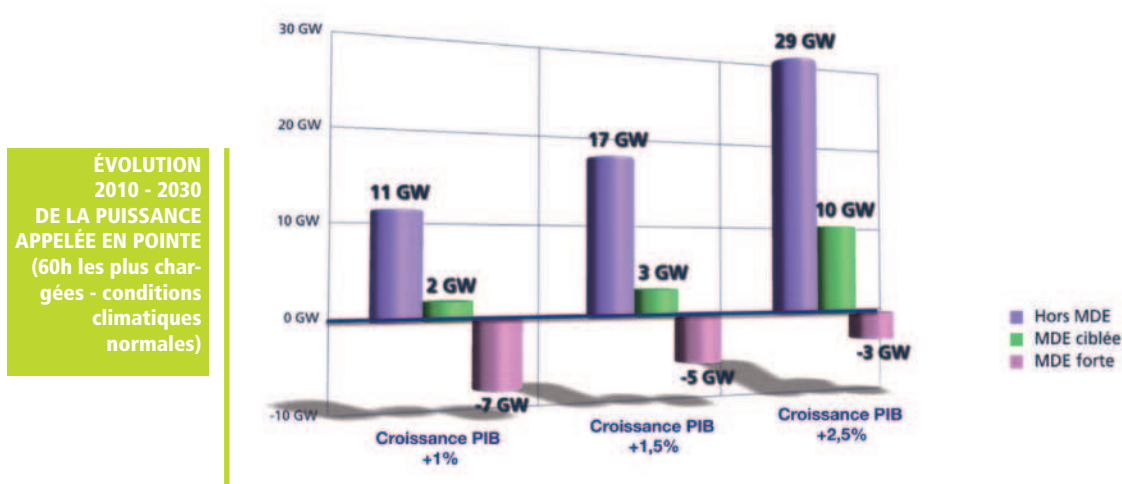
⁶ Dans son paquet énergie climat, l'Union Européenne s'est donnée trois objectifs d'évolution pour 2020 par rapport à un référentiel de 1990 : la diminution de 20% des émissions de gaz à effet de serre, l'augmentation de 20% des EnR dans la consommation et la diminution de 20% des consommations énergétiques

⁷ Source RTE, valeur réalisée 2010 et corrigée de l'aléa climatique

L'ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ D'ICI 2030

L'évolution de la consommation en puissance

La puissance est un paramètre essentiel du dimensionnement d'un système électrique puisque l'énergie électrique ne se stocke pas⁸. Or, depuis dix ans maintenant, la puissance appelée en pointe a augmenté deux fois plus vite que la consommation d'électricité. La croissance « naturelle⁹ » de la puissance appelée pourrait donc être considérable si aucune action de maîtrise de la puissance (MDP) n'est engagée, comme le montre le graphique ci-après.



Pour évaluer la maîtrise de la puissance à horizon 2030, l'UFE a évalué l'impact des mesures de MDE économiquement efficaces, notamment à la pointe¹⁰. L'impact de la MDE peut être renforcé par la mise en place d'une tarification dynamique induisant une plus grande sensibilité du consommateur au signal prix en fonction de la période de consommation. Le tout peut être catalysé par le développement des systèmes électriques Intelligents¹¹.

A aléa climatique normal, et en considérant les 60 heures les plus chargées de l'année, il est donc possible d'envisager une quasi-stabilisation de la puissance de pointe autour de 87GW dans le cas du scénario de référence « Médian » (croissance PIB à 1,5%/an), avec une MDE ciblée et hors transferts d'usages. Il est toutefois nécessaire de noter que le dimensionnement du parc de production devra être en mesure de faire face à des situations d'extrême-pointe de consommation, et à des conditions climatiques exceptionnelles. Ainsi, il devra être envisagé de disposer d'une marge de sécurité suffisante au travers de capacités au-delà des 87GW.

Ces chiffres montrent toute l'importance d'actions de Maîtrise de la Puissance (MDP). Des politiques publiques plus incitatives pourraient conduire à une diminution encore plus significative de la puissance appelée en pointe.

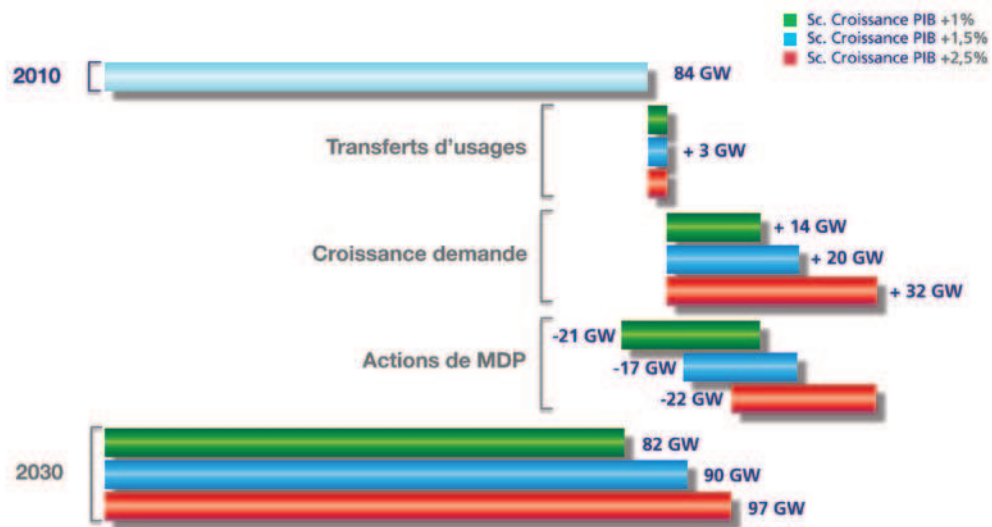
8 Cf Etude 2008 UFE « Défi climatique, nouveaux enjeux électriques : le rôle de l'électricité dans la lutte contre le changement climatique »

9 Hors politique incitative à la MDP (Maîtrise de la Puissance)

10 Les actions retenues au titre de la MDE économiquement efficaces sont favorables à la Maîtrise de la Puissance : il en va ainsi du passage à un éclairage basse puissance

11 Développement du comptage Linky couplé à la mise en place de Smart grids efficaces.

Synthèse de l'évolution de la consommation en puissance :



SCÉNARIOS D'ÉVOLUTION DE LA PUISSANCE APPELÉE EN POINTE (60h les plus chargées - conditions climatiques normales)

LES SCÉNARIOS DE PRODUCTION ET DE RÉSEAUX À L'HORIZON 2030

Trois scénarios de production

Pour éclairer les options qui s'offrent aux décideurs, l'UFE a modélisé trois scénarios de production qui permettent d'établir une typologie de ces choix :

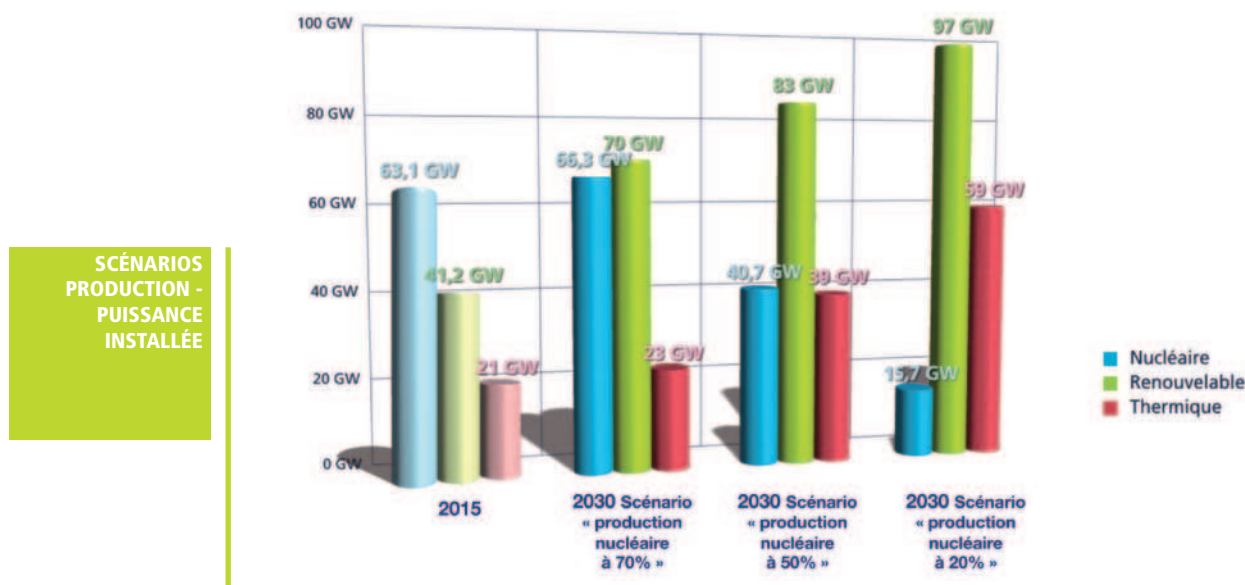
- Le premier scénario est un scénario de « **Production nucléaire à 70%** » avec la poursuite des choix engagés par la PPI 2009 et le Grenelle de l'Environnement : prolongation du parc nucléaire existant et mise en service de deux EPR, atteinte des objectifs 2020 en matière de développement des EnR et quasi-stabilisation de leur développement jusqu'en 2030.
- Le second scénario est un scénario de « **Production nucléaire à 50%** » avec une réduction à 50% de la part du nucléaire dans l'énergie produite pour faire face à la consommation. Le développement des EnR en 2030 est plus important que dans le scénario « Production nucléaire à 70% ». Le complément de l'énergie nécessaire pour satisfaire la consommation et le « back-up » de l'intermittence des EnR est fourni par des moyens thermiques.
- Le troisième scénario est un scénario de « **Production nucléaire à 20%** » : toute tranche nucléaire est fermée à son 40^{ème} anniversaire. Le développement des EnR semble être poussé au maximum envisageable pour les experts, avec, en conséquence, des niveaux de production intermittente élevés. Le complément de l'énergie nécessaire pour satisfaire la consommation et le « back-up » de l'intermittence des EnR est fourni par des moyens thermiques.

Par « Production nucléaire à 20% », l'UFE entend « sortie du nucléaire historique » au sens de la loi portant nouvelle organisation des marchés de l'électricité (NOME), c'est à dire l'arrêt d'une centrale nucléaire, en état d'être prolongée, sous réserve de l'agrément des autorités de sûreté nucléaire. Il s'agit donc d'une sortie que l'on peut qualifier d'accélérée et qui, pour la France, peut prendre le caractère de « coût échoué » au sens économique du terme.

Les 3 scénarios de production en termes de puissance installée

Vue d'ensemble

En puissance installée, les parcs de production de chaque scénario se visualisent comme suit :



La décroissance de la puissance installée du nucléaire, du scénario « Production nucléaire à 70% » au scénario « Production nucléaire à 20% », s'accompagne :

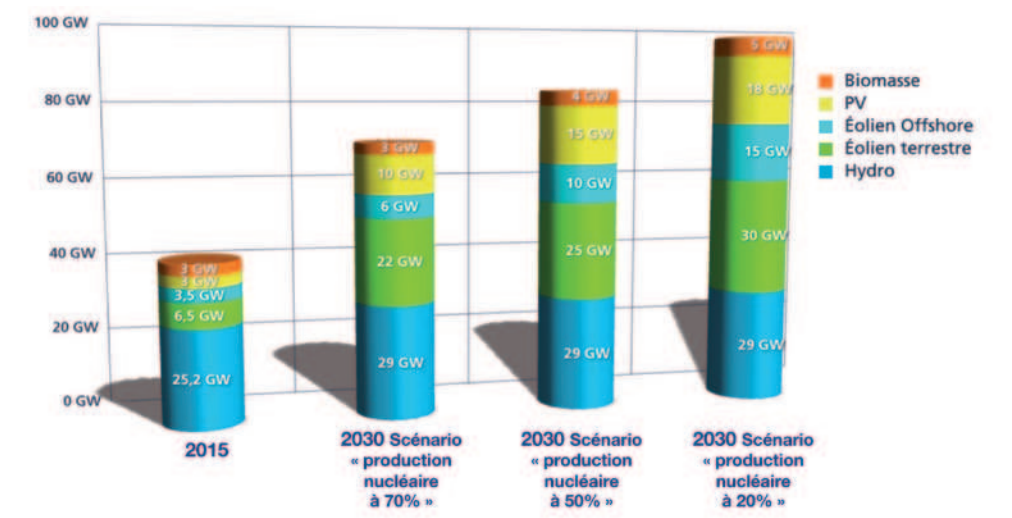
- d'une montée en puissance des EnR d'autant plus forte que le déclassement du nucléaire est important ;
- d'une montée en puissance du thermique d'autant plus forte que le déclassement du nucléaire et la puissance installée des EnR sont importants, pour, à la fois, assurer l'équilibre production/consommation et assurer le back-up des EnR (intermittence).

	Prévu 2015	Production nucléaire à 70%	Production nucléaire à 50%	Production nucléaire à 20%
NUCLÉAIRE	63,1	66,3 ⁽¹⁾	40,7	15,7
ÉNERGIES RENOUVELABLES				
Hydroélectricité	25,2	29,0	29,0	29,0
Éolien terrestre	6,5	22,0	25,0	30,0
Éolien offshore	3,5	6,0	10,0	15,0
Photovoltaïque	3,0	10,0	15,0	18,0
Biomasse ⁽²⁾	3,0	3,0 ⁽²⁾	4,0 ⁽²⁾	5,0 ⁽²⁾
THERMIQUE				
Thermique décentralisé ⁽³⁾	4,0	4,0	4,0	4,0
Charbon	4,1	3,0	5,0	8,0
Dont éventuel CCS	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(3,0)
CCG	5,9	9,0	17,0	32,0
Fioul et TAC	7,0	7,0	13,0	15,0

(1) Construction de deux EPR (Flamanville. Penly) par rapport au parc 2010 (63.1 GW) - (2) dont 1 GW de plaques industrielles - (3) Cogénération

Le développement des EnR

Il peut être apprécié en puissance installée.



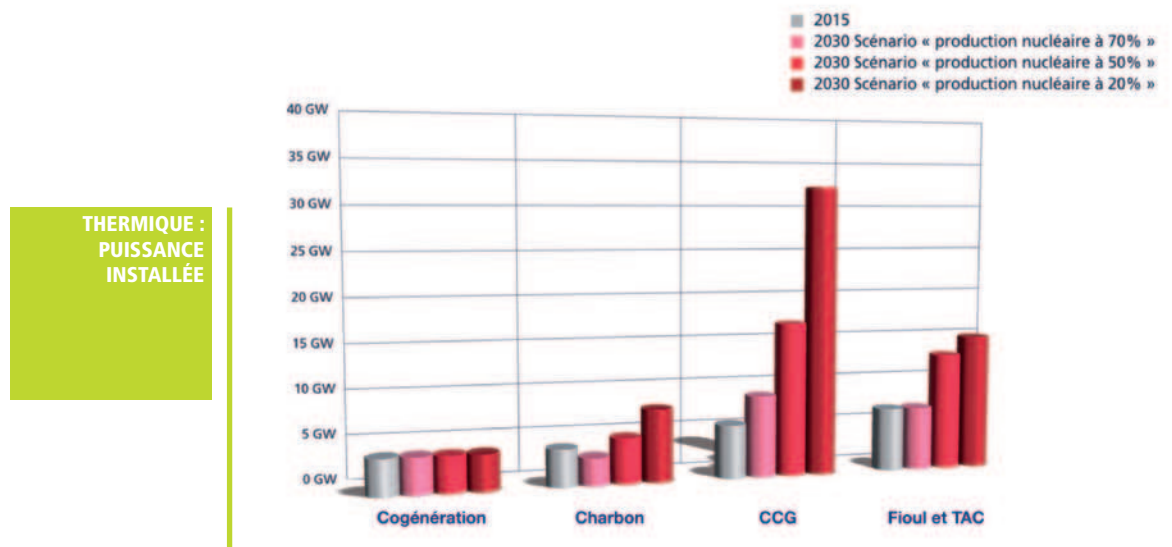
ENR :
PUISSANCE
INSTALLÉE

Il conviendra d'approfondir la question de l'acceptation locale et géographique de l'implantation d'un nombre élevé d'installations de production issue d'énergies renouvelables (solaire et éolien).

Par ailleurs, la question de la sécurisation du système électrique se pose d'autant plus que la puissance installée en EnR croît : la question de l'intermittence devient très importante et doit être traitée correctement pour assurer la sûreté de fonctionnement du système électrique.

LES SCÉNARIOS DE PRODUCTION ET DE RÉSEAUX À L'HORIZON 2030

Le développement du thermique à flamme classique



Le recours à des CCG, des turbines à combustion (TAC) et, dans une moindre mesure, à des centrales au charbon, s'explique par la nécessité d'assurer :

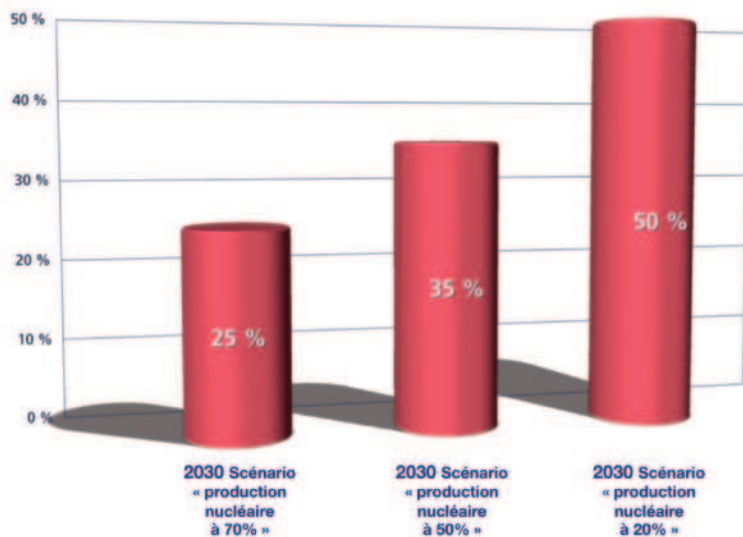
- L'équilibre production/consommation : à l'horizon 2030, il est impossible dans les scénarios « Production nucléaire à 50% » et « Production nucléaire à 20% », d'assurer le remplacement du nucléaire par les seules EnR ;
- Le back up des EnR, c'est à dire la couverture de l'intermittence (éolien, solaire, ...). Le développement du thermique est nécessaire pour assurer la sécurité d'approvisionnement de la France (critère PPI et loi NOME) avec un recours modéré aux importations, dans un contexte d'incertitude croissante sur le bouclage au niveau européen : tous les pays ayant annoncé une sortie du nucléaire comptent sur des importations plus ou moins importantes (par ex. 10% pour l'Allemagne).

En ce qui concerne le charbon, son maintien est lié à l'importance de cette filière au niveau mondial et à l'intérêt d'une diversification des sources d'approvisionnement de la France. Il est théoriquement développé avec du captage et stockage de CO₂ (CCS). Mais de nombreux experts doutent d'un développement massif de cette technologie à 2030.

Par ailleurs, il est à noter que le développement des unités de CCG dans le scénario « Production nucléaire à 20% » avec une cinquantaine d'unités (32GW installés), posera un triple problème d'acceptabilité sociale lié à :

- l'implantation de centrales sur de nouveaux sites ;
- l'implantation de nouvelles infrastructures de gaz (stockage, réseaux...) ¹² ;
- l'implantation de lignes électriques de transport et de distribution.

¹² Les investissements des nouvelles infrastructures mentionnées n'ont pas été étudiés à ce stade.



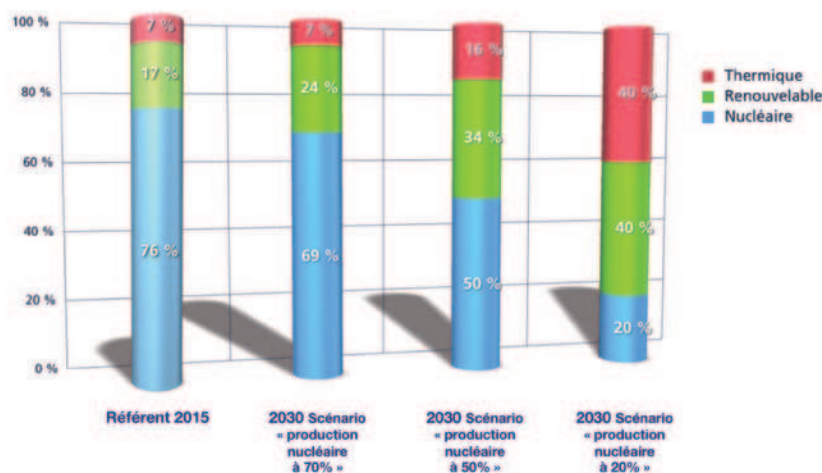
TAUX
D'UTILISATION
DU THERMIQUE

Enfin, il convient de souligner que le faible taux d'utilisation du thermique en 2030, particulièrement dans le scénario « Production nucléaire à 70% », posera le problème de rentabilisation de ce type de moyen de production, pourtant indispensable à l'équilibre du système électrique, notamment pour couvrir l'intermittence des EnR. Les modèles d'organisation actuels des marchés (énergie, capacité) ne permettent pas de traiter complètement ce problème.

Ceci illustre qu'un système électrique comportant une forte proportion de moyens de production décentralisés de type EnR, ne se conçoit pas et ne s'exploite pas de la même manière qu'un système de production centralisé. Qu'il s'agisse de production ou de réseaux, la conception et l'exploitation du système électrique devront être repensées.

Les trois scénarios de production en termes d'énergie

La part de l'énergie produite par chaque moyen de production pour satisfaire la consommation en énergie est représentée dans le schéma suivant :

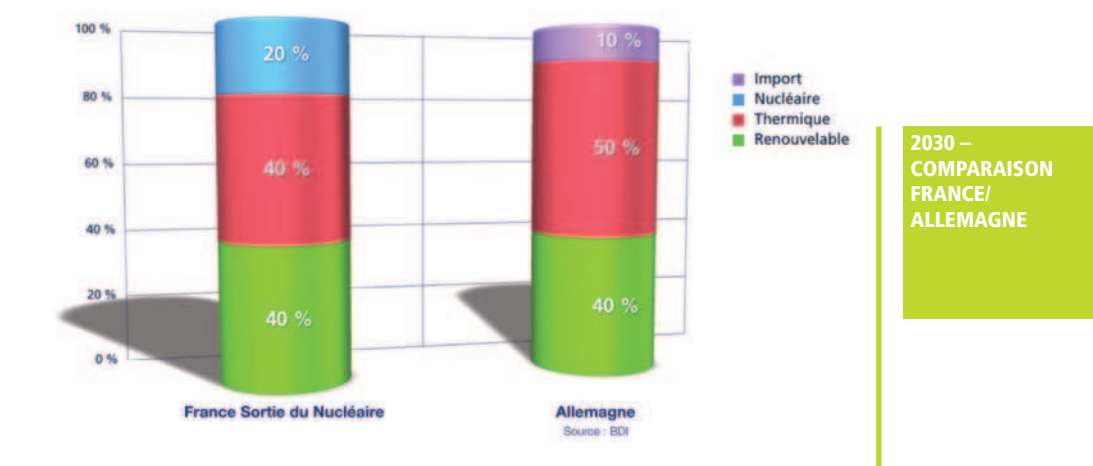


ÉNERGIE
PRODUITE -
PART DE
CHAQUE FILIÈRE

LES SCÉNARIOS DE PRODUCTION ET DE RÉSEAUX À L'HORIZON 2030

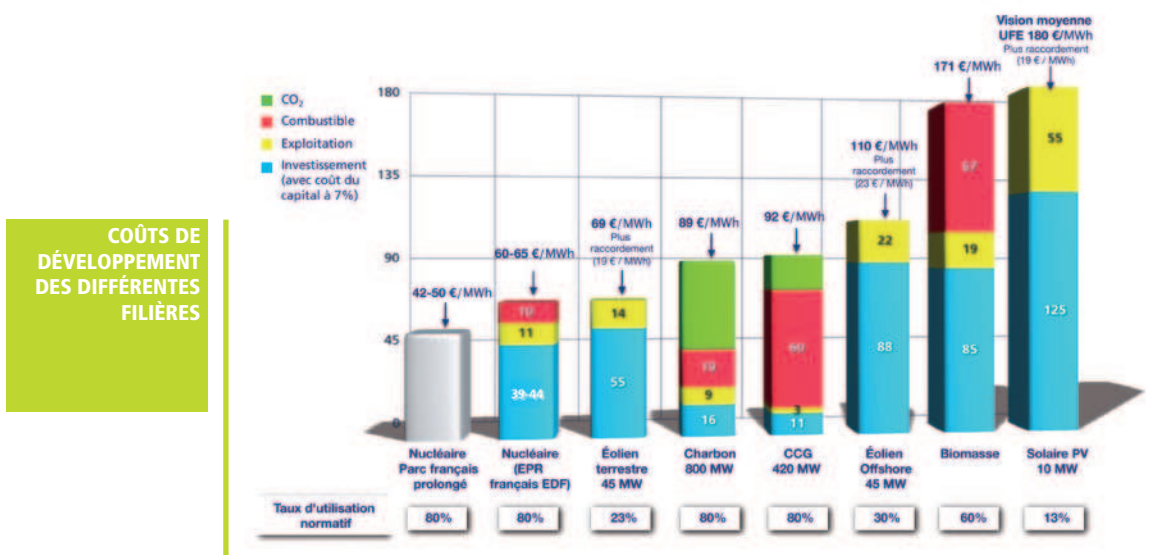
On constate que, malgré une montée en puissance certaine des EnR, une part importante de la substitution du nucléaire est effectuée par le thermique classique, en particulier dans le scénario « Production nucléaire à 20% », du fait de la durée d'utilisation relativement faible des moyens EnR éoliens et solaires. Dans le scénario « Production nucléaire à 50% », la répartition entre sources d'énergies est relativement équilibrée. Dans le scénario « Production nucléaire à 20% », la part de la production d'énergie issue des EnR, et celle issue du thermique, sont identiques.

Dans l'hypothèse du scénario « Production nucléaire à 20% » en France et d'une sortie du nucléaire en Allemagne, les structures des parcs de production français et allemands tendent à se rapprocher en 2030. Toutefois, la sécurité d'approvisionnement électrique en France ne dépend quasiment pas des importations, contrairement à l'Allemagne.



Les coûts de développement des scénarios de production

Afin de pouvoir définir l'impact des scénarios en termes de prix pour les clients finaux, l'UFE a valorisé les différents scénarios de production à l'aide des coûts de développement suivants :



Ces coûts de développement sont calculés à partir des chiffres suivants :

- Coûts d'investissement : coûts retenus soit par l'AIE, soit par la DGEC.
- Coût des combustibles et du CO₂ : valeur 2030 en euros constants 2010
- Le coût du capital retenu est celui du secteur, soit 7%¹³.

- CO₂ à 50 € / t
- Uranium à 70 \$ / livre
- Gaz à 14 \$ / MBtu (34 € / MWh)
- Pétrole à 150 \$ / baril
- Charbon 100 \$ / t

Pour le solaire, une fourchette de 120 à 240 €/MWh a été testée en termes de sensibilité. Il est, en effet, délicat de donner un seul prix du solaire, compte tenu des différences de technologies en évolution (intégration du solaire dans les toitures avec les couches minces) ou de mode de déploiement (ferme solaire versus installation individuelle), par exemple.

Pour le nucléaire, l'impact éventuel de Fukushima n'a pas pu être intégré à ce stade. Pour autant, une fourchette a été retenue, tant pour l'existant (coûts de prolongation et de maintenance : 42 à 50€/MWh) que pour le nouveau nucléaire (évolution des coûts de construction : 60 à 65€/MWh).

Les interconnexions

À l'horizon 2030, selon RTE¹⁴, il est prévu de porter les capacités d'interconnexions à 20-22 GW.

Capacités d'interconnexions 2010-2030

Total 2010	14-15 GW
Planifié RTE	3-4 GW
Total 2020	17-18 GW
Hypothèse 2020-2030	3-4 GW
Total 2030	20-22 GW

Quel que soit le scénario, le développement des interconnexions sera nécessaire, et ce, pour deux raisons :

- pour assurer l'exportation de la France vers ses voisins (cas du scénario « Production nucléaire à 70% » où la France est globalement exportatrice d'énergie)
- pour améliorer la sécurité d'approvisionnement à la pointe en bénéficiant du foisonnement¹⁵ avec ses voisins.

Compte tenu des incertitudes pesant sur les mix électriques en Europe, l'UFE a dimensionné les parcs de production de chaque scénario pour que la France assure sa propre sécurité d'approvisionnement en conditions climatiques normales.

Le développement des interconnexions par rapport à la situation de 2010 représente un investissement de 10 Md€, finançables, dans certains scénarios, par les exportations d'électricité.

Il est à noter que l'accroissement des capacités d'interconnexions sera également confronté à des questions d'acceptabilité.

L'évolution des réseaux

Pour les réseaux de distribution, trois postes d'investissements ont été pris en compte :

- La mise à niveau en qualité des réseaux ;
- Le renforcement des réseaux liés au développement des usages de l'électricité (véhicule électrique, PAC...) et au développement de la production décentralisée (EnR) ;
- La modernisation des réseaux avec le développement des « comptages intelligents » et des « réseaux intelligents ».

Pour les réseaux de transports et les interconnexions, sont pris en compte l'adaptation ou le renforcement des réseaux de transports liés aux différents scénarios. Par exemple, il n'est pas sûr que, dans le scénario « Production nucléaire à 20% », les lignes de transport liées aux centrales nucléaires puissent être réutilisées, au moins en partie.

13 Coût moyen pondéré du capital, nominal après impôt, de 7%

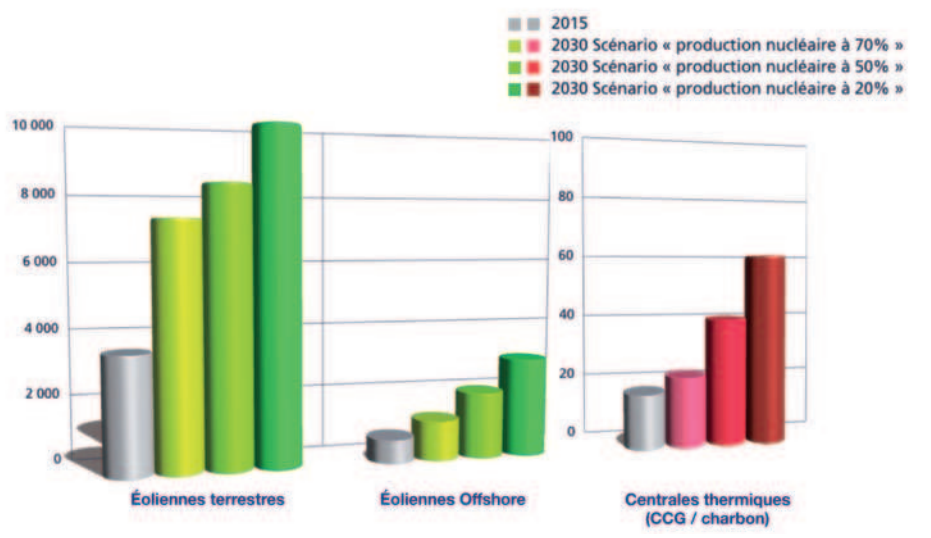
14 Bilan prévisionnel RTE 2011 – scénario de référence

15 Foisonnement : les pointes de consommation ne se situent pas à la même heure selon les pays.

LES SCÉNARIOS DE PRODUCTION ET DE RÉSEAUX À L'HORIZON 2030

L'acceptabilité sociétale des ouvrages

Le graphique ci-dessous donne le nombre d'éoliennes et d'unités de production thermique totales qui composeront le parc de production selon les scénarios.



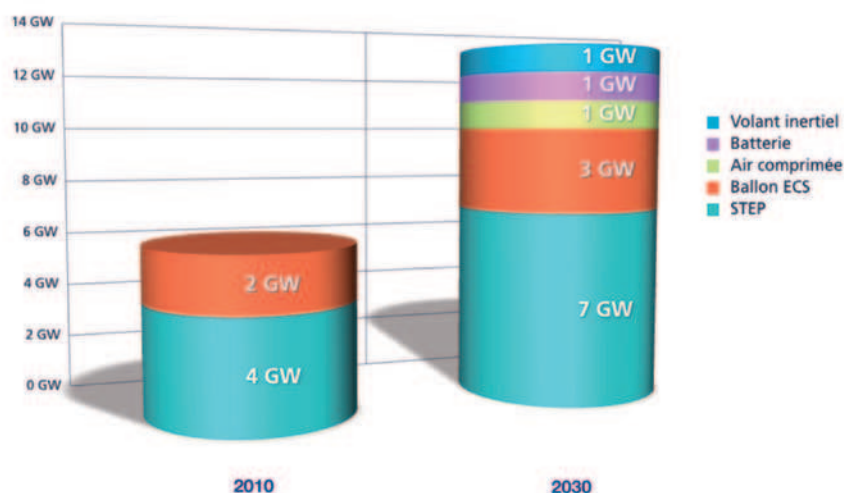
NOMBRE D'ÉOLIENNES ET DE CENTRALES THERMIQUES


Cela met en évidence une question centrale : la compatibilité des politiques publiques régissant l'implantation de ces ouvrages et leur caractère prioritaire en termes de transformation et de sécurisation du système électrique. Ainsi certaines interconnexions sont en débat depuis plus de vingt ans.

Le stockage de l'énergie

Le développement du stockage de l'énergie électrique est d'autant plus indispensable que les EnR se développent et ne produisent pas nécessairement au moment de la consommation et des appels de puissance. Par exemple, pour le solaire, le maximum de production en journée et la pointe de consommations du soir sont fortement asynchrones. Le stockage, sous toutes ses formes, est le meilleur moyen de faire face à l'intermittence de ces moyens de production.

ÉVOLUTION STOKAGE EN PUISSANCE





A l'horizon 2030, il est difficile d'envisager plus qu'un doublement des capacités de stockage actuelles, compte-tenu du coût très élevé du stockage d'électricité, hors STEP. L'effort est néanmoins indispensable pour se placer sur la bonne trajectoire après 2030, à l'horizon 2050 et au-delà. C'est pourquoi l'UFE souligne la nécessité de préserver le potentiel de stockage existant, tel que l'eau chaude sanitaire (ECS) de type ballon d'eau chaude et les STEP, mais aussi et surtout, le développement massif d'un effort de R&D dans ce domaine : le Grand Emprunt dédié aux investissements d'avenir, pourrait financer des programmes ad hoc plus massivement.

Le développement des systèmes électriques « dynamiques »

Avec le développement nécessaire des EnR, le système électrique va connaître un bouleversement important dans son mode d'exploitation et de pilotage.

Par exemple, le développement du stockage couplé au maximum de production des EnR supposera une forte évolution dans le pilotage du système électrique : régionalisation, développement des systèmes électriques dits dynamiques (Smart grids...).

Ce qui est fréquemment appelé « Smart grids » est souvent limité aux seuls réseaux (de transport et de distribution) et devra laisser la place à une nouvelle approche globale des « Systèmes Electriques Dynamiques », dont le développement doit être aussi prioritaire : l'UFE a estimé que leur développement mobiliserait, a minima, 10Md€, dont 4Md€ au titre du comptage communicant (AMR, Linky...).

Ces nouveaux systèmes seront nécessaires pour :

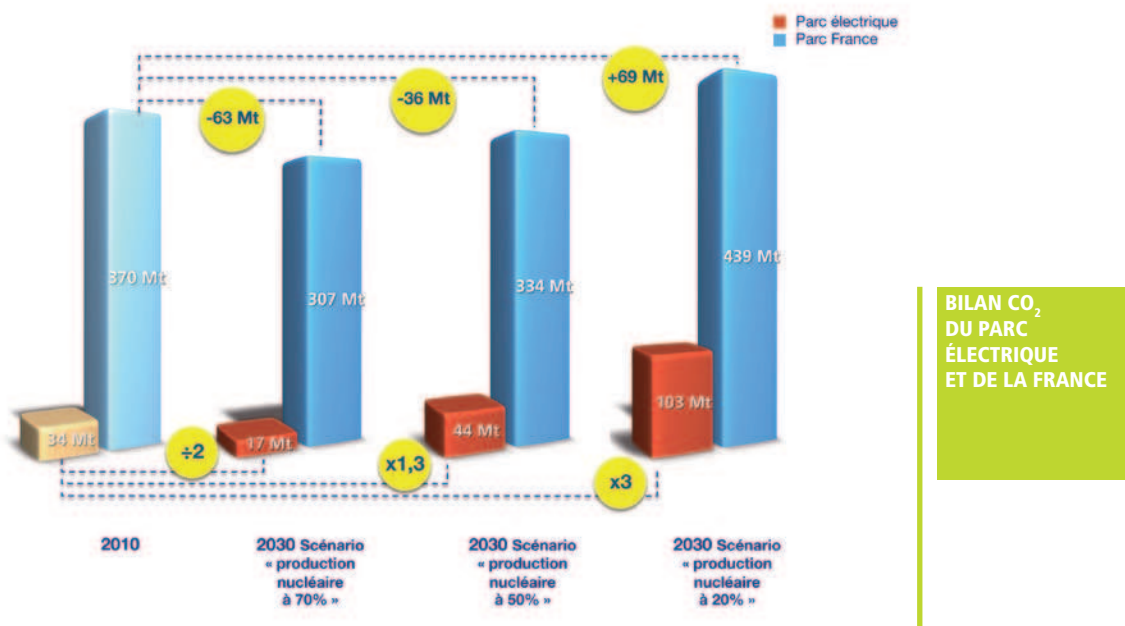
- Mieux gérer l'intermittence des EnR ;
- Mieux organiser le système électrique, hier centralisé, à trois niveaux : Europe, France, régions ;
- Mieux organiser et gérer les programmes de Maitrise De la Puissance (MDP) et d'effacement ;
- Mieux piloter les programmes d'efficacité énergétique ;
- Mieux inciter le consommateur, à travers des offres commerciales adaptées, à la MDE et à la Maitrise De la Puissance (MDP).

L'UFE fera des propositions concrètes pour leur développement.

BILAN COMPARATIF DES SCÉNARIOS

Bilans CO₂

Les bilans CO₂ peuvent être résumés à l'aide des trois graphiques suivants qui donnent l'influence des scénarios électricité sur les émissions France (toutes choses égales par ailleurs).



Le graphique ci-dessous présente l'évolution des émissions liées à la production d'électricité en identifiant chaque poste d'émissions : la production, la MDE, la croissance de la consommation, et les transferts d'usages.



Dans le scénario « Production nucléaire à 20% », avec ou sans CCS, la politique de lutte contre le changement climatique de la France est compromise ; les engagements européens ne sont pas tenus. En effet, les émissions du secteur électrique sont multipliées par 3 tandis que celles de la France, globalement, augmentent de 27%, toutes choses égales par ailleurs. Cette évolution s'explique d'une part, par l'augmentation conséquente des moyens de production thermique en soutien au développement des EnR et d'autre part, par l'absence de transferts d'usages ayant un effet positif sur le bilan CO₂ global.

Par ailleurs, pour compenser l'augmentation des émissions de CO₂ liée à la sortie du nucléaire dans un scénario « Production nucléaire à 20% », il serait nécessaire d'intensifier l'effort de MDE d'un facteur 15, soit plus de 1000Md€ d'investissements.

Dans le scénario « Production nucléaire à 50% » si l'utilisation accrue des moyens de production d'électricité thermique dégrade les émissions liées au parc électrique (+10Mt), en revanche, le bilan global CO₂ de la France s'améliore par rapport à 2010 (-10%) grâce aux transferts d'usages.

Enfin, pour les années à venir, le couplage d'un développement des EnR conforme aux orientations du Grenelle de l'environnement et d'une prolongation du nucléaire (PPI 2009) est, sur le plan climatique, le plus performant. En effet, ce scénario conduit à diviser de moitié les émissions de CO₂ du secteur électrique et assure une réduction de 18% des émissions de CO₂ globales de la France, à la fois grâce à la performance du secteur et aux transferts d'usages.

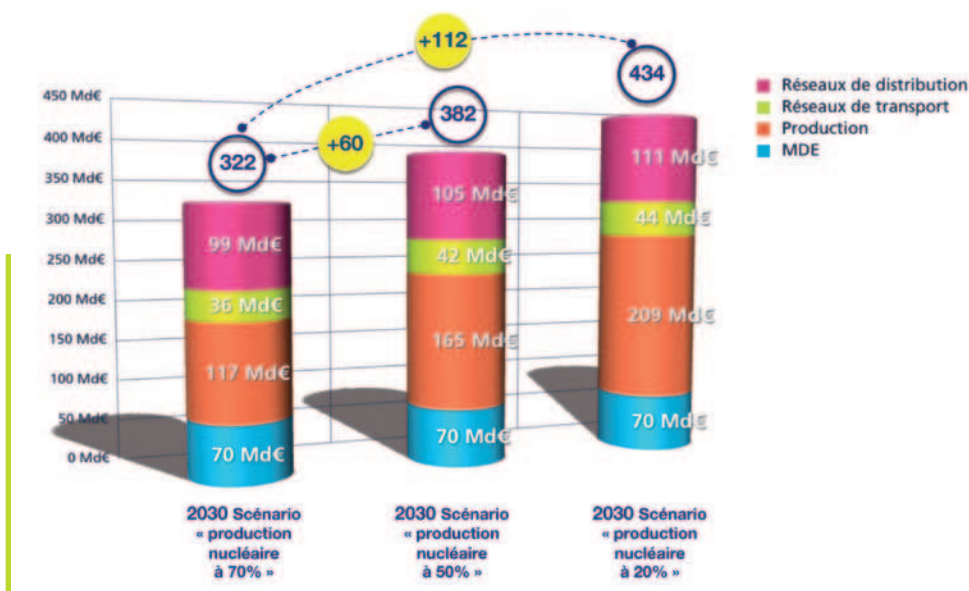
Les investissements

Pour chaque scénario étudié, l'ensemble des investissements nécessaires sur la période 2010-2030 a été évalué sur la base de la prolongation et du développement de moyens de production, des réseaux de transport et de distribution, des interconnexions, ainsi que les investissements dans le domaine de la MDE.

Ces investissements varient de 322 à 434 Md€ selon les scénarios. Le coût d'investissement du scénario « Production nucléaire à 70% » est évalué à 322 Md€. Le scénario « Production nucléaire à 50% » entraîne un surcoût de 60Md€. Enfin, la différence d'investissements entre le scénario « Production nucléaire à 70% » et le scénario « Production nucléaire à 20% » est de 112Md€.

Avec de tels niveaux d'investissements, il est essentiel que les acteurs du secteur puissent avoir accès à des capacités de financements à hauteur des enjeux.

**DIFFÉRENTIELS
D'INVESTISSEMENT
ENTRE LES
SCÉNARIOS**



Ces investissements impliquent de nouveaux défis pour les acteurs du secteur :

Pour les opérateurs en concurrence (production/commercialisation) qui se financent sur les marchés, la rentabilité des investissements, notamment dans les moyens thermiques actuellement très risqués, est une question centrale. Ainsi, la visibilité et la stabilité des politiques publiques relatives à l'énergie ainsi qu'une architecture de marché adaptée sont, à cet égard, indispensables.

Pour les opérateurs régulés (GRD, GRT), le problème du financement se posera également, car les marchés devront comprendre le nouveau système électrique qui se mettra en place et y adhérer.

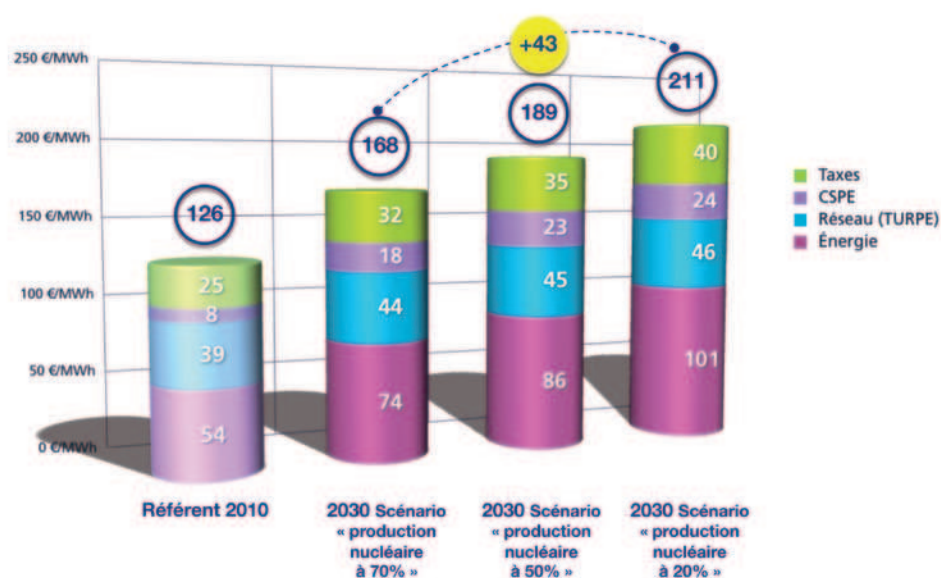
BILAN COMPARATIF DES SCÉNARIOS

Impact sur les prix

Les prix ont été calculés en euros constants 2010.

Pour les particuliers

Les prix aux particuliers, prix minimum basés sur les coûts de développement, dans chaque scénario, sont donnés dans le schéma suivant :



ÉVOLUTION
DES PRIX AUX
PARTICULIERS
€/MWH

Les facteurs d'évolution sont :

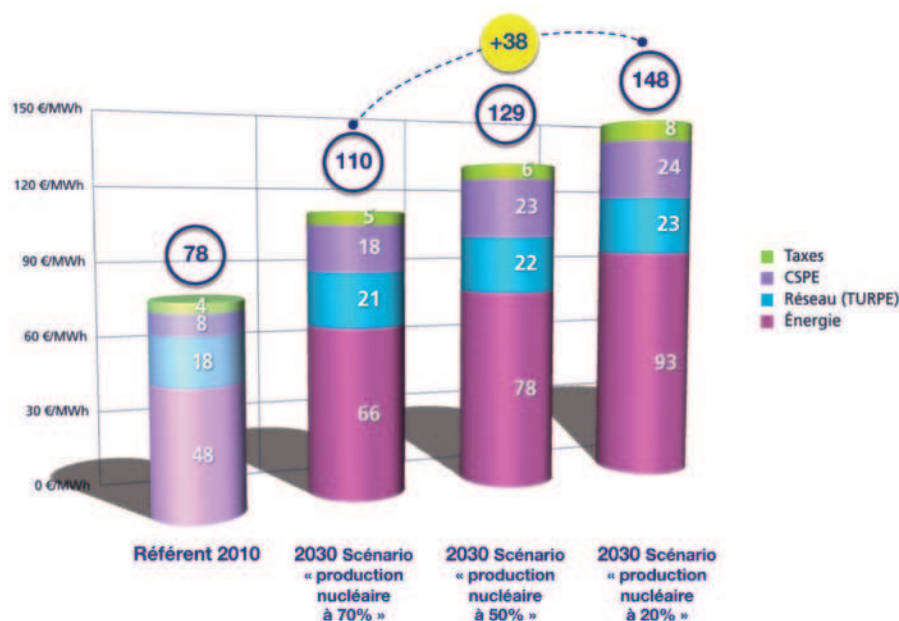
- le prix de l'énergie, d'autant plus élevé que l'on s'éloigne du scénario « Production nucléaire à 70% »,
- la CSPE, qui augmente du fait du développement des EnR. Dans le scénario « Production nucléaire à 20% » (et dans une moindre mesure dans le scénario « Production nucléaire à 50% »), l'influence du coût de développement du PV peut faire varier le prix au client final de -2€/MWh à +1€/MWh.

L'augmentation du prix entre le scénario « Production nucléaire à 70% » et la situation 2010, correspond à la nécessaire remise en ordre des prix de l'électricité amorcée avec la loi NOME et réclamée par la profession. Par ailleurs, plus on se place dans une perspective de sortie du nucléaire (scénario « Production nucléaire à 20% »), plus la pente d'augmentation des prix est significative.

Pour les entreprises

L'évolution d'un scénario à l'autre est donnée par le schéma suivant. L'influence du prix de l'énergie et de la CSPE est ici déterminante.

ÉVOLUTION
DES PRIX AUX
ENTREPRISES
€/MWh



Notons que le prix aux entreprises augmente de 40€/MWh entre le scénario « Production nucléaire à 70% » et le scénario « Production nucléaire à 20% ». A titre de comparaison, 40€/MWh est le prix de l'ARENH issu de la loi NOME au 1^{er} juillet 2011 comme prix de référence du nucléaire historique : il n'est donc pas illogique que dans un scénario de sortie du nucléaire, cet « avantage » disparaisse.

Ce chiffre illustre l'avantage compétitif relatif de la France en Europe et dans le monde (sauf cas particulier) du fait de l'investissement nucléaire réalisé dans les années 70 et 80.

La sensibilité des prix aux variations des cours mondiaux des énergies fossiles

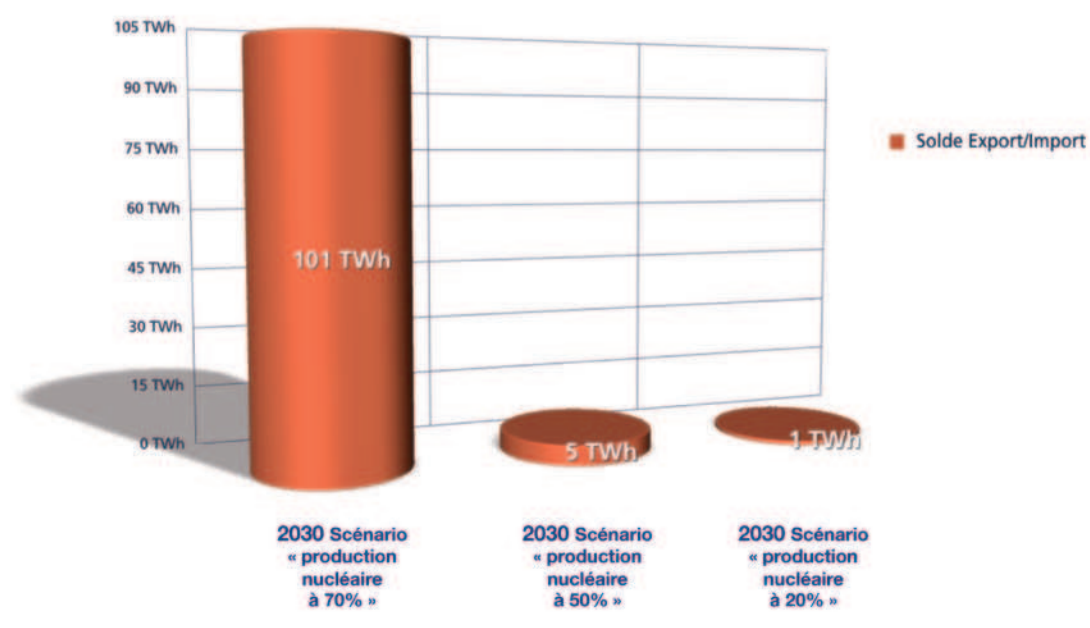
Plus le gaz (idem pour le charbon) prend une place importante dans le mix de production, plus le prix de l'électricité est sensible aux variations des cours des énergies fossiles. Quasi nulle dans le scénario « Production nucléaire à 70% », elle atteint une amplitude de volatilité de 10€/MWh pour le scénario « Production nucléaire à 20% ». La volatilité du prix de l'électricité est donc multipliée par 10.

Cela dégrade un avantage compétitif industriel de la France par rapport aux autres pays.

BILAN COMPARATIF DES SCÉNARIOS

La balance des paiements

Le solde des imports et des exports d'électricité



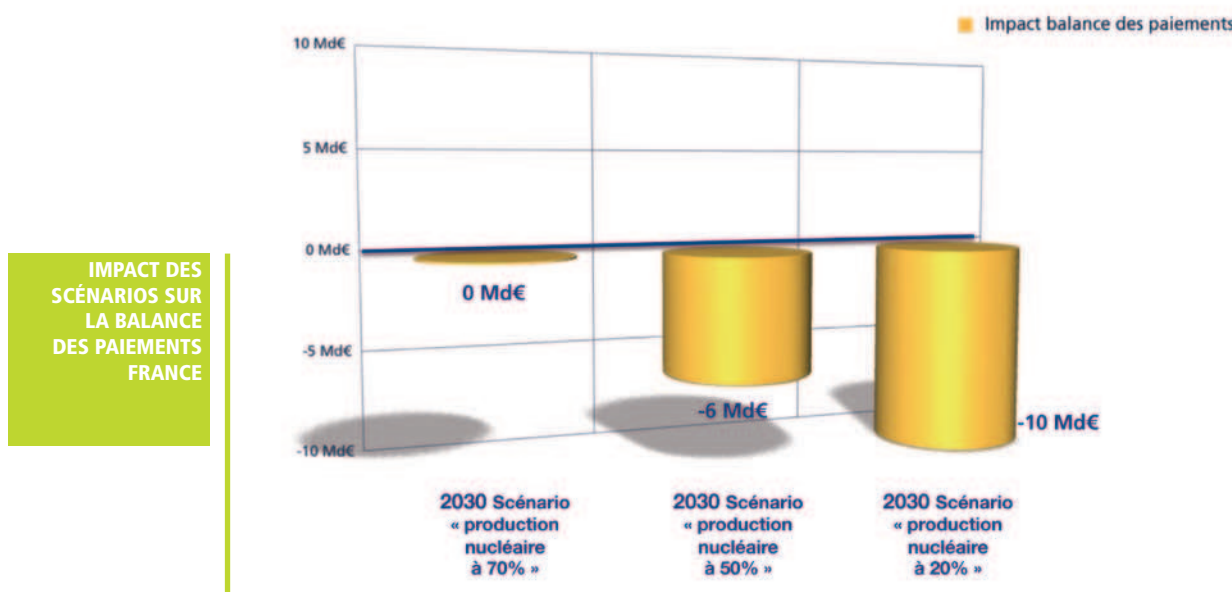
SOLDE EXPORTS/IMPORTS D'ÉLECTRICITÉ

Dans le scénario « Production nucléaire à 70% », la France exporte massivement de l'énergie. Si le solde d'imports/exports est faible dans les scénarios « Production nucléaire à 50% » et « Production nucléaire à 20% », les échanges transfrontaliers seront massifs, en raison de l'intermittence des moyens de production développés. Par conséquent, et quel que soit le scénario, le développement des interconnexions est particulièrement stratégique pour la sécurisation du système électrique, et économiquement justifié.

Les dimensionnements de parc sont calculés pour assurer, en situation climatique normale, l'autosuffisance de la France.

L'influence des scénarios sur la balance des paiements de la France

Il est donné par le schéma suivant :



Les calculs ont été faits en valorisant d'une part, les exports d'électricité et d'autre part, les achats de combustibles (uranium, charbon, gaz...) nécessaires au fonctionnement du parc dans chaque scénario. Les autres flux commerciaux, tels que les échanges d'équipements, n'ont pas été intégrés dans ces calculs. Les coûts retenus sont ceux de l'AIE et de la DGEC.

Les scénarios « Production nucléaire à 50% » et « Production nucléaire à 20% » conduisent à une forte dégradation de l'indépendance énergétique de la France, et donc de sa balance des paiements.

L'impact des scénarios « Production nucléaire à 50% » et « Production nucléaire à 20% » est donc significatif en termes de réduction des moyens financiers du système électrique français.

Globalement, plus la France sort du nucléaire, plus elle s'appauvrit et doit trouver d'autres recettes à l'export pour financer son énergie.

La neutralité en termes de balance des paiements quant aux EnR et aux moyens thermiques suppose que ces industries se développent au sein de filières industrielles nationales et qu'elles exportent, a minima, autant qu'elles importent.

Pour les EnR, si la France arrivait à développer des filières d'excellence nationales (ce qui est d'ores et déjà le cas pour l'hydraulique), le bilan serait encore plus positif (scénario « Production nucléaire à 70% ») ou moins défavorable (scénario « Production nucléaire à 50% » ou scénario « Production nucléaire à 20% »).

GLOSSAIRE

Co2 : Carbone - **EnR** : Énergies renouvelables - **MDE** : Maîtrise de l'Énergie - **ARENH** : Accès Régulé Au Nucléaire Historique - **NOME** : Loi sur la Nouvelle Organisation du Marché de l'Électricité - **STEP** : Station de Transfert d'Énergie par Pompage - **CCG** : Cycle Combiné Gaz - **CCS** : Captage et Stockage du Carbone - **PAC** : Pompe à Chaleur - **GRD** : Gestionnaire des réseaux de Distribution - **GRT** : Gestionnaire des réseaux de Transport - **PIB** : Produit Intérieur Brut - **Cumac** : Kilowattheure cumulé et actualisé - **CEE** : Certificat d'Économie d'Énergie - **MDP** : Maîtrise de la Puissance - **TAC** : Turbine à Combustion - **EPR** : European Pressurized Reactor / Réacteur pressurisé européen - **PV** : Photovoltaïque - **ECS** : Eau chaude sanitaire - **AIE** : Agence internationale de l'énergie - **DGEC** : Direction générale de l'énergie et du climat