

La SNET

Plan Pluriannuel 2020

Version 3

Sommaire

1	Introduction	4
2	Cadrage et modélisation	5
3	Justification de la modélisation	6
4	Orientations politiques.....	7
5	Import/export : estimations et tendances	8
6	La demande d'électricité	11
7	La production d'électricité	19
7.1	Le parc de production centralisé français actuel	20
7.2	Hypothèses de développement des filières de production en France	22
8	Le plan pluriannuel de capacité national.....	27
8.1	Prévision d'investissements de la concurrence	27
8.2	Scénario national	28
8.3	Test du bilan prévisionnel France-Allemagne	30
9	Le plan pluriannuel de capacités pour La SNET	31
9.1	Le parc actuel de La SNET	31
9.2	Le potentiel des sites historiques de La SNET	33
9.3	Scénario pour La SNET	33
9.3.1	Plan de capacités ENR	34
9.3.2	Plan de capacités des filières thermiques	35
9.3.3	Bilan des capacités prévisionnelles du mix La SNET.....	35
10	Planification des ressources Humaines	37
10.1	Protocole de l'étude.....	37
10.2	Hypothèses de l'étude.....	38
10.2.1	Planning Industriel	38
10.3	Organigramme des CCGT	39
10.4	Formation de l'effectif CCGT	41
10.5	Résultat de l'étude	41
10.5.1	Graphiques	41
10.5.2	Ensemble des sites De La SNET	42
10.5.3	Centrale d'Emile Huchet (CEH)	43
11	Stratégie Commercial	60

11.1	Définition	60
11.2	Les marchés de l'électricité.....	60
11.3	Situation actuelle des ventes	63
11.4	Encours de la couverture du parc de production prévisionnelle.....	63
11.5	Stratégie de diversification	64
12	Approvisionnement en combustibles	65
12.1	Le charbon	65
12.2	Le gaz	66
13	Impact financier.....	75
13.1	Hypothèses économiques	75
13.2	Hypothèses industrielles	75
13.3	Planning d'investissement	79
13.4	Chiffres clés et Business Plan 2020.....	80

1 Introduction

Cette étude entamée en 2007 a pour objectif d'afficher la logique d'entreprise en matière de développement de nouvelles capacités de production, les hypothèses sous jacentes et le bilan économique prévisionnel et pluriannuel à l'horizon 2020. Elle s'inscrit dans la continuité du plan industriel initié en 2004 par ENDESA Europa pour sa filiale française. Elle procède avant tout d'une démarche systématique d'amener La SNET sur une trajectoire industrielle réaliste au regard des enjeux du paysage énergétique français libéralisé. Cette démarche se veut avant tout pragmatique. Elle s'appuie sur les positions historiques de l'entreprise comme fondation. Elle s'oriente vers une stratégie de conquête encadrée par le respect de deux principes, être un acteur responsable et impliqué dans la politique nationale énergétique ; être engagé au même titre dans le développement durable et efficace où se conjuguent énergie et écologie. Elle s'articule autour d'une analyse prévisionnelle des composantes clés du système économique pour identifier qualitativement et quantitativement une hypothèse directrice des investissements. Elle propose un plan de développement global associé à des stratégies corollaires de positionnement commercial des produits, d'approvisionnement en combustible et de gestion des effectifs. Enfin elle présente le bilan financier des hypothèses retenues.



2 Cadrage et modélisation

Avant tout exposé, il est nécessaire de rappeler en préambule les limites de l'exercice. En matière de prévision il convient d'une part d'être objectif et circonspect ; « La prévision est un exercice difficile surtout lorsqu'elle concerne l'avenir » disait Pierre Dac et d'autre part qu'aucune théorie ne remplace le bon sens ; « En matière de prévision, le jugement est supérieur à l'intelligence. L'intelligence montre toutes les possibilités pouvant se produire. Le jugement discerne parmi ces possibilités celles qui ont le plus de chance de se réaliser » pour reprendre Gustave Lebon.

Sous couvert des ces considérations, la démarche menant à l'objectif a d'abord consisté à définir un espace borné encadrant le domaine de prévision. Cet espace est complètement déterminé à l'aide d'un système de composantes clés. Ces composantes seront pour certaines évaluées par prévision ou fixées en fonction de critères déterministes dont la valeur conserve sa validité à l'horizon de l'étude.

L'ensemble permet de construire une modélisation de l'objectif suivant une approche physique, c'est-à-dire suivant l'équilibre des sources de fourniture d'énergie électrique en face de la demande des consommateurs.

La première composante du système est le bilan prévisionnel pluriannuel de la balance entre la demande d'électricité et l'offre des producteurs y compris le solde import/export avec les pays voisins interconnectés. Il s'agit d'un indicateur prépondérant du système dont le rôle quantitatif donne la limite globale d'un système équilibré, hypothèse qui jalonne cette étude.

Les composantes qualitatives sont principalement à caractère politique. Elles cadrent les orientations technologiques ou géographiques et délimitent les champs des variables du système. Les incitations des pouvoirs publics au développement de certaines filières, les engagements intergouvernementaux à accroître les interconnexions, les mesures planifiées en faveur de l'ouverture des marchés ou encore les mesures visant les économies ou l'efficacité énergétique en sont des exemples. Sous l'angle des investisseurs, la prise en compte de la concurrence est intégrée au modèle. Les projets les plus vraisemblables y sont extrapolés jusqu'à 2020. L'incertitude sur la réalité des projets concurrents ne doit pas être négligée mais la valeur de cette dernière ne saurait au mieux être le résultat de l'expérience de La SNET et d'une vieille systématique.

Energie et écologie sont désormais indissociables dans la réflexion des acteurs de l'énergie. Les décisions de la commission européenne de l'énergie transcrites en droit français sont sources de scénarii et sujet de nombreuses études toutes finalement avec le même objectif ; la réduction des émissions de CO₂ au moindre coût. L'environnement viendra donc s'intégrer comme une composante de l'exercice à travers les contraintes que vont exercer sur le système ces externalités soit par des considérations qualitatives, soit par des estimations.

Enfin en dernière composante du modèle le gaz et le charbon entrent dans la réflexion stratégique pour garantir le bon approvisionnement que ce soit en matière de flexibilité, de logistique et de coût de la fourniture. Les hypothèses sur ces combustibles sont formulées aussi bien en amont sur les prévisions de prix, de liquidité des marchés qu'en aval sur les stratégies d'achat.

3 Justification de la modélisation

Le niveau des montants à investir dans les filières thermique ou nucléaire tient de décisions stratégiques anticipées à long terme. De la même manière, les instructions des projets et les mises en œuvre des chantiers s'inscrivent sur des périodes de 5 à 10 ans. Il n'est par conséquent quasiment impossible d'ajuster en permanence les capacités de production aux variations moyennes de la demande globale d'électricité. La tendance sera, s'agissant d'une décision purement d'investisseur, à la sous capacité pour assurer ou maintenir les marges bénéficiaires. S'agissant de décisions politiques, et nous sommes dans un environnement fortement politisé fraîchement libéralisé avec omniprésence de l'opérateur historique, les investissements peuvent conduire à des périodes longues de surcapacité. L'histoire récente du nucléaire français illustre cette différence de comportement des acteurs de l'énergie. Les uns et les autres évoluant dans le même paysage, chacun devra composer avec la logique de l'autre dans son modèle et par conséquent le risque de surcapacité existe.

Le principe pilote reste l'adaptation de l'offre globale de puissance à la demande d'énergie.

Cela se conçoit à la fois en volume donc en énergie mais surtout en disponibilité donc en puissance résiduelle utilisable à préavis d'appel plus ou moins long. Un couple de paramètres essentiel à la compréhension du besoin en matière d'outil de production d'électricité est l'enjeu de cette analyse de la demande. Un paramètre quantitatif correspond au seuil de puissance nécessaire et un paramètre qualitatif qui permet d'identifier la technologie la mieux adaptée à la flexibilité de cette demande.

Ces deux seuls paramètres sont nécessaires à la résolution du modèle mais non suffisants et les différentes composantes fourniront de nombreux paramètres complémentaires.

Le rôle des pouvoirs publics au delà de la mise en place d'une politique de l'énergie (abordée plus loin dans ce document) va être fondamentalement régulateur. En mesurant les déséquilibres à l'instar des producteurs et en œuvrant pour cette politique par des incitations ciblées, les pouvoirs publics reprennent une partie des risques d'investissement des producteurs. Le « pari » des producteurs se voit réduit aux investissements pour lesquels offre et demande restent en balance.

Pour le producteur s'offrent donc deux choix dans la limite de ses moyens de financement:

- Investir uniquement sur les technologies fortement « incitées » ;
- Prévoir la demande (ou les tendances de son évolution) sur le long terme pour définir son plan industriel de nouvelles capacités. Dans ce cas un mix de technologies en ressort avec une part de filières où le risque et la rentabilité sont élevés, proportionnels à l'opportunité qu'ils mesurent.

4 Orientations politiques

Rappel des chiffres clés de la loi POPE :

Afin d'intégrer la composante politique qui sous tend les choix qualitatifs du modèle une synthèse de la politique énergétique française en vigueur depuis 2005 est présentée.

- Porter le rythme annuel de baisse de l'intensité énergétique finale à 1% d'ici 2015 (sur la période 1982-2003, le rythme moyen de décroissance annuelle est de 1%) ;
- Réduire de 3% par an des émissions de gaz à effet de serre pour atteindre globalement une division par 4 du total des émissions nationales d'ici 2050 ;
- Une production intérieure d'électricité d'origine renouvelable à hauteur de 21% de la consommation intérieure brute en 2010 ;
- Le développement des énergies renouvelables thermiques pour permettre d'ici 2010 une hausse de 50% de la production de chaleur d'origine renouvelable ;
- L'incorporation de biocarburants et autres carburants renouvelables à hauteur de 2% d'ici au 31 décembre 2005 et de 5,75% d'ici au 31 décembre 2010.

Ce rappel n'a pour objectif qu'une source de projection du scénario retenu. Il fournit des arguments ou valide certaines hypothèses retenues en entrée du modèle. Par exemple la fraction éolienne de nouvelles capacités prise comme hypothèse dans le plan industriel à 2020 repose sur ces considérations politiques. Du point de vue économique ces orientations politiques apportent également des éléments chiffrés dès lors que la politique est mise en œuvre par les pouvoirs publics à travers les mesures d'incitation ou de pénalisation (selon l'objectif fixé).

La loi prévoit pour l'électricité qu'au travers l'exercice bisannuel de la PPI le législateur se dote d'une prescription des nouveaux investissements nécessaires à la bonne conduite de sa politique. Celle de 2006, la dernière en date, est à l'origine des décrets qui l'ont suivi notamment en faveur des ENR, de la réduction des émissions de CO2 et des économies d'énergie.

Synthèse des investissements proposés par la dernière PPI et repris dans l'arrêté ministériel de 07/2006.

- Un développement des énergies renouvelables :
 - Au moins à hauteur de 5 GW en 2010 et 12,5 GW en 2016 pour l'éolien ;
 - Au moins à hauteur de 6 TWh supplémentaires à partir de biomasse en 2016 ;
 - S'appuyant au minimum sur le maintien du niveau de la production hydroélectrique (un potentiel de développement de 7 TWh ayant été identifié) ;
- La mise en service d'un EPR en 2012 ;
- La remise en service de 2,6 GW de centrales fioul décidée par EDF ;
- La mise en service de 500 MW de turbines à combustion décidée par EDF ;
- 0,8 GW (en semi-base) en service à fin 2009 ;
- 5,2 GW (2,6 GW en semi-base et 2,6 GW en pointe) en service à fin 2015.

Il persiste dans ces conclusions une attitude marquée de prudence quant aux besoins « absolument indispensables ». Les aides de l'état par filière se concentrent sur les axes prioritaires de la politique et la révision tous les 2 ans crée un risque d'actualisation qui paralyserait les décisions s'il avait trop d'écart entre 2 itérations.

D'autres chiffres sont considérés dans cette étude. Dans « politique énergétique pour l'Europe pour 2020 », la Commission européenne de l'énergie annonçait en 2007 :

Réduction des émissions de CO₂ de 20%

Amélioration de l'efficacité énergétique de 20%

20% de renouvelable dans la consommation d'énergies primaires (La France aujourd'hui affiche 7%)

5 Import/export : estimations et tendances

Le rôle des interconnexions électriques avec les pays voisins est un élément dimensionnant du modèle. En définissant la capacité limite d'échange en puissance, les interconnexions induisent un solde de capacité complémentaire. Il offre une possibilité d'évacuation de l'énergie sur des marchés corrélés comme celui de l'Allemagne en situation à devenir sous capacitaire.

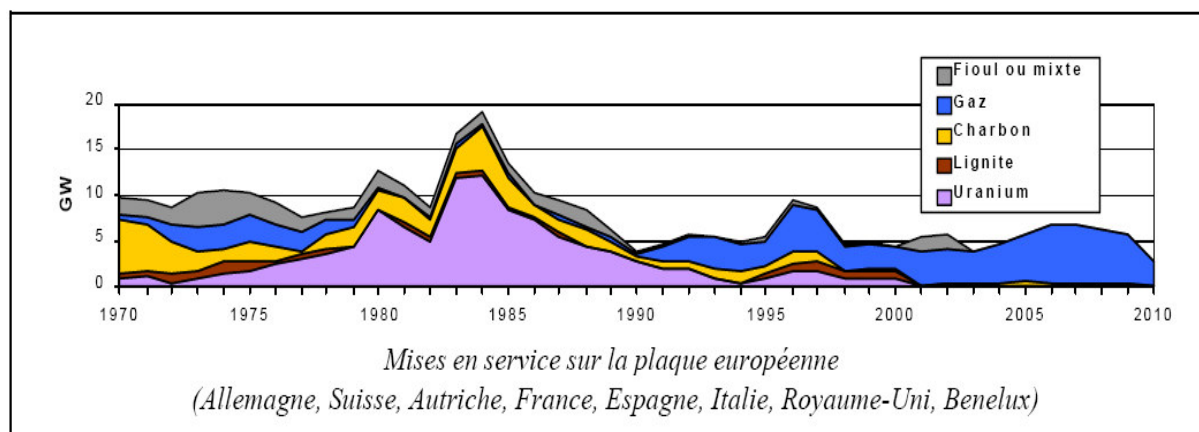
Les marchés voisins si ils sont suffisamment interconnectés donnent des signaux de prix. Leur mix, même optimisé pour satisfaire la demande interne du pays, donne les coûts de référence de l'électricité à minima en Base Load et en Peak Load.

Deux informations complémentaires seront extraites de l'analyse :

- L'évolution des parcs des pays voisins
- L'évolution des interconnexions.

Les productions des pays limitrophes ont évolués depuis les années 70 en pratiquant des politiques énergétiques différentes. Jusque dans les années 1990 peu d'investissements ont été entrepris mise à part la poussée du nucléaire en France et le maintien d'un parc de production au charbon. Dès 1990 la Grande-Bretagne a modifié son mix de production pour valoriser ses gisements gaziers. Les technologies aux gaz se sont fortement développées depuis dans d'autres pays bénéficiant d'avantages écologiques sur d'autres filaires à flamme et d'approvisionnement en combustibles en provenance des grandes installations de transport de gaz construites pour exploiter les grands gisements de la mer du nord et de la Russie. Depuis 2000 la technologie au gaz représente 95% des nouvelles installations en Europe.

Les niveaux d'investissement annuels restent lissés autour de 7GW. On constate depuis l'ouverture des marchés européens et depuis la conversion de marchés de monopole légaux en marchés oligopolistiques l'essor de nouvelles implantations au gaz favorisées par les délais de mise en œuvre pour les nouveaux entrants, le revamping d'installations au fioul ou la migration du charbon vers le gaz. Le fait que la puissance neuve mise en service ne suive pas la croissance de la demande peut s'expliquer par les grands investissements réalisés dans les ENR. Reste le nucléaire dont le choix revêt un caractère purement politique.



Le cas de l'Allemagne a été étudié avec plus d'attention compte tenu de la forte interconnexion des réseaux franco-allemands et de la dualité des systèmes de production. La France exporte de la base d'origine nucléaire vers l'Allemagne et importe de la pointe thermique saisonalisée. Cette situation devrait évoluer à l'avenir. La politique énergétique allemande s'oriente vers :

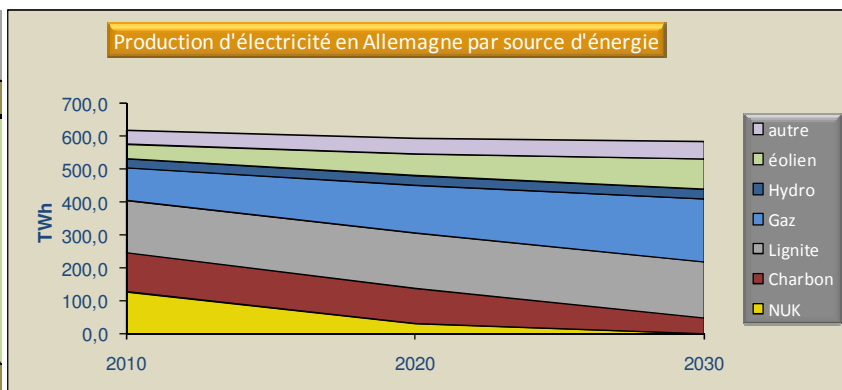
- L'arrêt progressif du nucléaire
- Le développement du gaz et des ENR
- Le maintien d'un parc lignite/charbon

Le nucléaire sera exploité jusqu'à la fin de vie des tranches actuellement en service vers 2030. La Lignite exploitée dans ce pays compensera l'arrêt des installations

obsoletés au charbon. L'ensemble lignite/charbon voit sa production stagner jusqu'en 2020 puis décroître de 7% par an. En revanche la production d'électricité au gaz croît de 4% par an. Le renouvelable en développement doit représenter 30 GW d'ici 2020, principalement d'origine éolienne non programmable.

Estimation de la production du parc électrique allemand

TWh	2010	2020	2030
NUK	127,7	30,9	0,0
Charbon	120,3	108,7	49,6
Lignite	159,2	168,7	171,1
Gaz	99,3	144,9	191,0
Hydro	27,1	29,1	29,2
éolien	43,2	65,9	92,3
autre	40,1	45,1	50,8
TOTAL	617	593	584



Le bilan prévisionnel du système électrique allemand au final nous livre l'information sur le potentiel d'exportation pouvant s'ajouter au bilan français.

La croissance de la demande d'électricité attendue jusqu'en 2020 se situe en moyenne entre 0.2% et 0.4% par an. En 2006 la consommation brute se situait autour de 616 TWh.

Estimation de la consommation brute en Allemagne (hors I/E)

Année	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
TWh	616	618	620	622	623	625	627	629	631	633	635	637	639	640	642

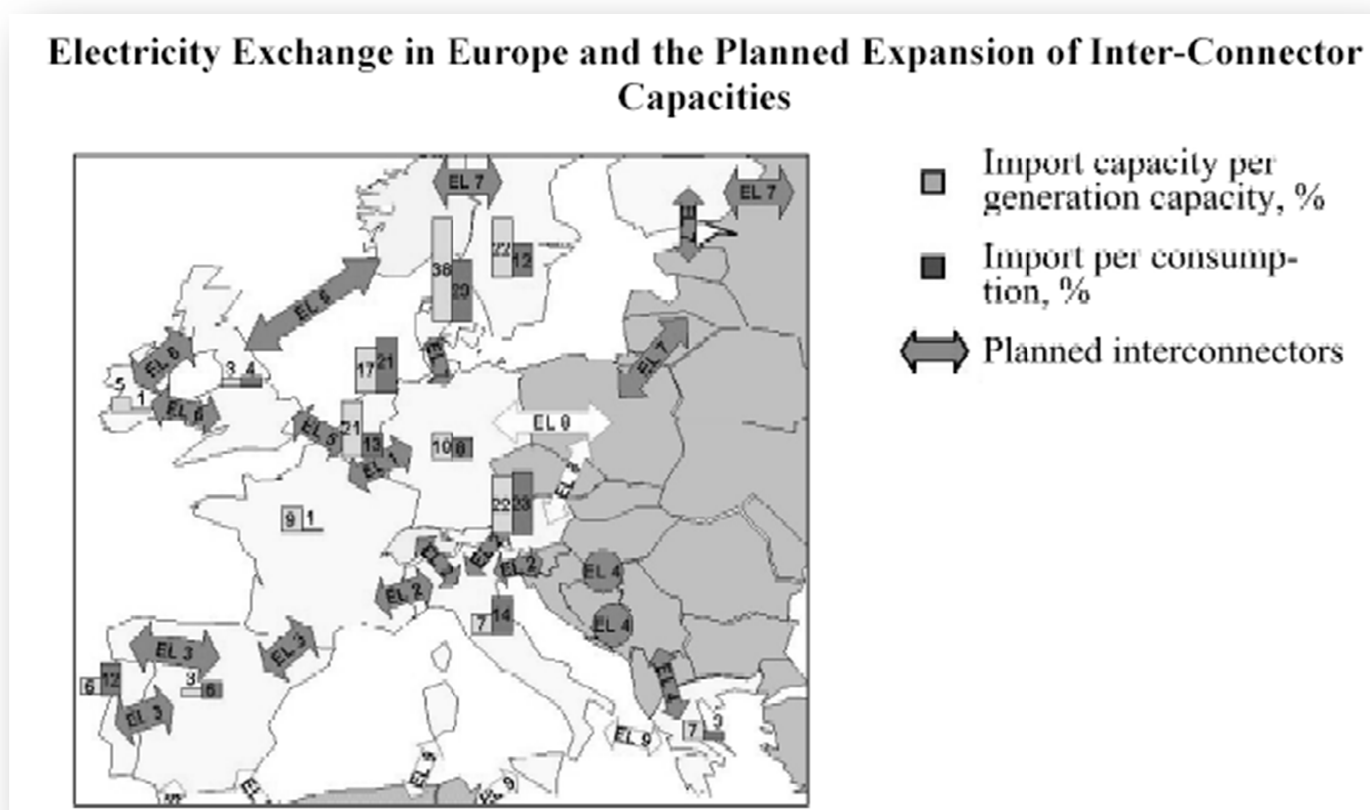
Le bilan prévisionnel allemand affiche bien un potentiel d'exportation supplémentaire pour la capacité de production française dès lors qu'elle est compétitive. Le nucléaire trouve ici un marché traditionnel (contrat long terme historiques) et le gaz pour fournir les compléments de semi-base ou de back up des ENR.

Plan de renforcement des interconnexions : entamé par l'Europe également dans les années 2000 il s'accompagne de réflexion prégnantes sur l'organisation d'une gestion paneuropéenne des réseaux de transport.

Des renforcements importants sont prévus sans certitudes sur les dates d'opérabilité.

L'image suivante montre les projets prescrits par la Commission Européenne de l'énergie. Les renforcements entre la France vers ses voisins notamment du sud doivent améliorer la gestion des pics de demandes et ils apportent indirectement de la liquidité aux différents marchés. La France qui dans son mix compte une production de base peu chère peut comme dans le cas de l'Allemagne trouver un débouché à sa production.

Une situation potentiellement de surcapacité en France apparaît moins flagrante et les risques de concurrence se diluent sur la plaque européenne à l'avantage des pays dont le mix sera le plus compétitif.



6 La demande d'électricité

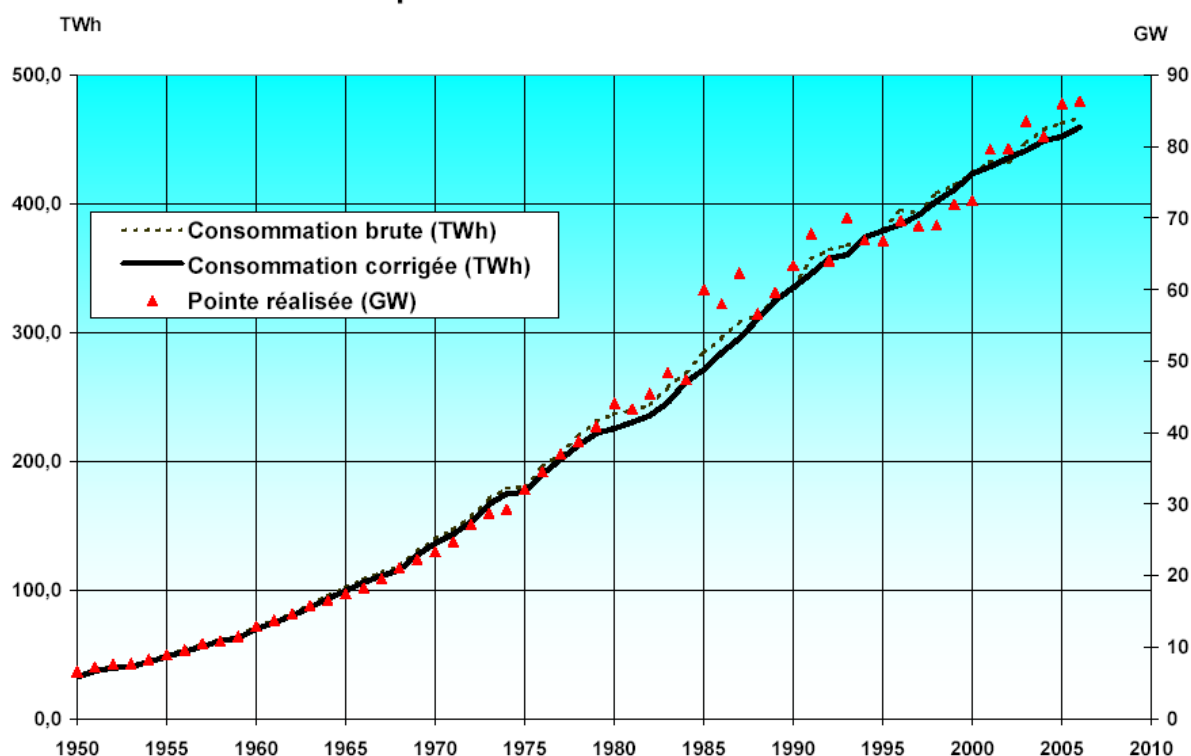
Le problème pour le producteur se ramène directement à la prévisibilité de la demande des consommateurs. Les comportements de ces derniers ont été longuement étudiés par les analystes et il a été observé qu'ils sont directement corrélés :

- A l'évolution de la démographie
- A l'évolution du PIB
- Aux variations climatiques
- A l'efficacité des mesures d'économie d'énergie.

En décomposant une prévision en plusieurs prévisions indépendantes le résultat est moins sensible aux incertitudes ; l'erreur « s'amortit » entre les termes. L'efficacité des mesures d'économie d'énergie s'utilise plus comme un outil de construction de tendances et la variation du climat comme un outil de très court terme donc inutile dans le cadre d'une étude à long terme.

La première étape de l'analyse est concentrée sur les données de consommation historiques. La lecture directe des courbes de consommation en plus de montrer les corrélations évoquées plus haut montre les tendances à différents termes et par catégorie de consommateurs. Cela permet d'initialiser les tendances futures et d'introduire dans ces prévisions les paramètres exogènes comme le comportement de catégorie de consommateur face aux changements économiques, les mutations industrielles ou encore l'impact des nouvelles technologies, la raréfaction de certaines matières premières.

Historique de la consommation d'électricité

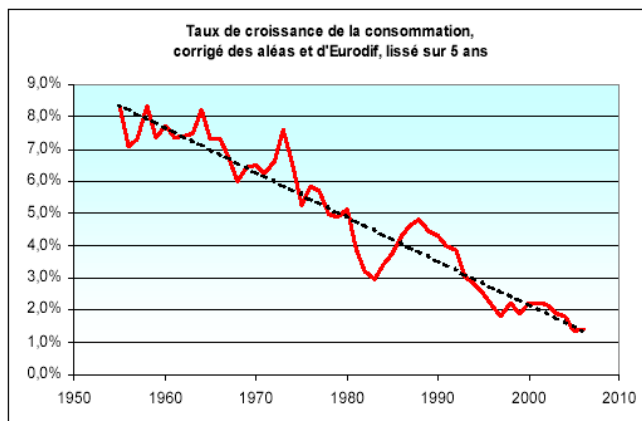


La croissance de la demande d'électricité est observable depuis 1950 sur la courbe ci-dessus. La demande en volume a doublé ces 20 dernières années avec deux autres constats importants :

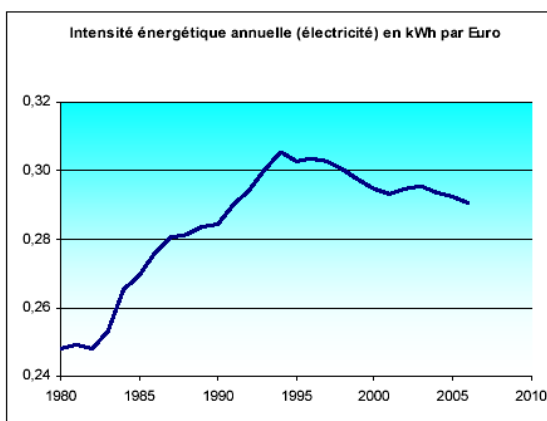
La sensibilité de l'usage de l'électricité aux variations climatiques a augmentée depuis les années 80. Période durant laquelle le « tout électrique » a pénétré les ménages, en particulier les systèmes de chauffage, et qui correspond à la dernière vague d'investissement nucléaire en France. La courbe de Pointe réalisée et les écarts entre les courbes de consommation brute et corrigées en témoignent.

Une inflexion de la croissance de la demande qui se dessine depuis les années 2000. La hausse moyenne annuelle de la consommation corrigée des aléas climatiques s'est stabilisée juste en dessous de 2%. Ce ralentissement du rythme de la croissance de la demande est une tendance observable au regard des données historiques ci-dessous.

● Évolution de la croissance annuelle



● Évolution de l'intensité énergétique



Une explication de cette observation est mise en évidence par la courbe d'intensité électrique finale. L'intensité électrique finale qui traduit le rapport de la consommation d'électricité au PIB d'un secteur d'activité a eu une tendance linéaire à la hausse jusqu'en 1993. S'en est suivie une période de stabilisation de la croissance d'environ 10 ans qui reflète la demande du secteur résidentiel-tertiaire par rapport à la croissance du PIB.

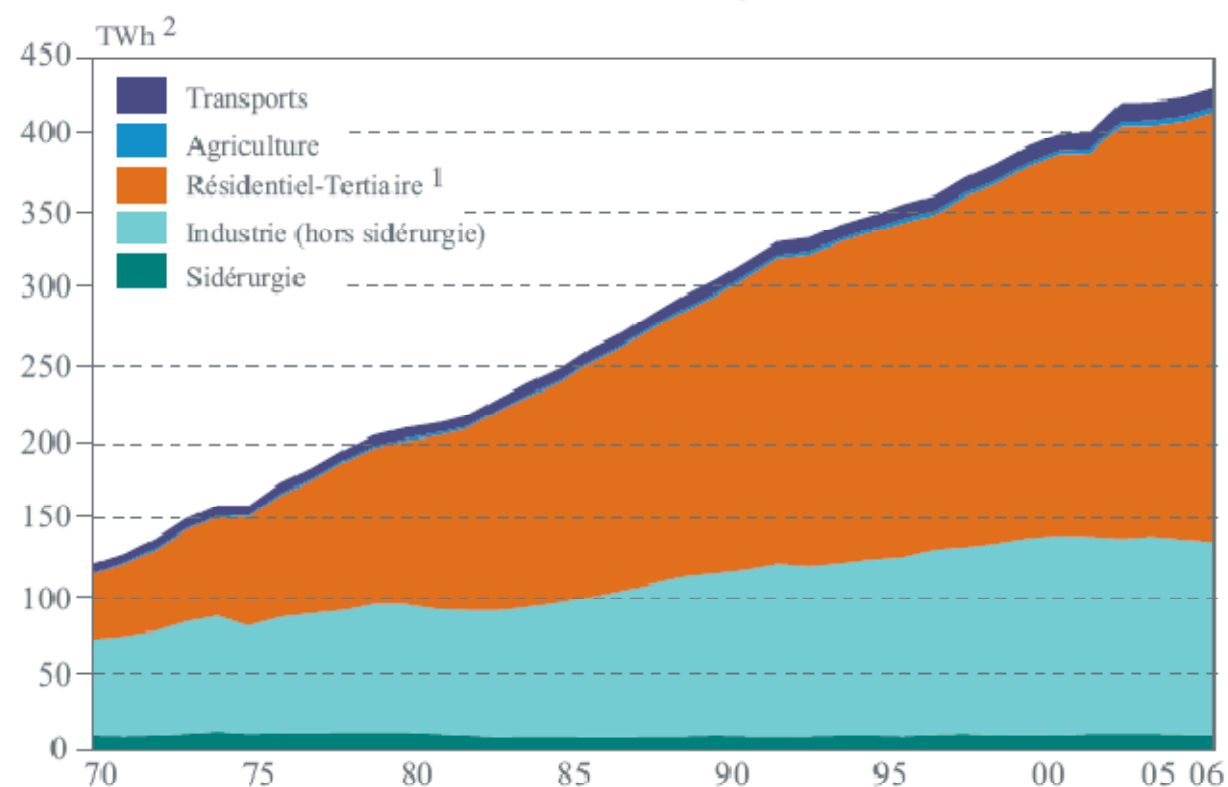
De 1970 à 2003 la consommation du résidentiel-tertiaire a plus augmenté que celle de l'industrie. En croissance annuelle moyenne cette augmentation a été de 5,7% contre 2,2% pour l'industrie. La consommation du résidentiel-tertiaire représente à l'heure actuelle environ 63% de la consommation totale d'électricité nationale.

Les efforts entrepris pour la maîtrise de la demande d'énergie se sont concentrés en premier sur le secteur de l'industrie. Depuis 1990 ce secteur voit son intensité énergétique décroître. Mais en matière de consommation d'électricité ce secteur ne représente plus un gisement important. Bien que le système de quotas d'émission de CO₂ pèse fortement sur l'industrie il ne reste que peu de marge d'économie surtout si notre industrie veut rester compétitive.

Depuis 2003 les mesures d'économie d'énergie ont impactées la consommation d'électricité dans le secteur tertiaire de manière significative. Le bâtiment notamment, gisement important, a contribué par l'adoption de réglementations thermiques nouvelles en 2005 et 2007 visant la sobriété et même « l'énergie positive ». Dans le résidentiel ce sont les avantages fiscaux qui ont été révisés pour promouvoir l'efficacité des appareils de consommation et l'énergie « propre ».

Le graphique suivant montre ce que les mesures entreprises jusqu'alors ont eu pour conséquences sur la consommation d'électricité.

Consommation finale ¹ d'électricité par secteur



	1973	1979	1985	1990	2000	2004	2005	2006
Sidérurgie	12	13	10	11	11	12	11	11
Industrie (hors sidérurgie)	72	83	87	105	127	128	126	125
Résidentiel-Tertiaire ¹	59	101	143	180	240	266	271	279
Agriculture	1	2	1	2	3	3	3	3
Transports urbains et ferroviaires	6	7	7	8	10	12	12	12
TOTAL ¹	151	205	248	305	392	421	424	430

1 : Corrigée du climat.

2 : 1 TWh = 1 milliard de kWh.

Les mesures d'économie d'énergie à venir doivent être prises en compte dans les scénarii de prévision de la demande. Cependant les gisements pour l'électricité sont restreints et concernent davantage un usage plus équilibré (courbe de charge plus lisse) avec une réduction de la pointe. Les économies les plus sensibles, celles qui incluent une réduction des émissions de CO₂, se focaliseront sur le secteur du transport et les sources d'énergie fossile.

L'exercice de prévision de la demande est repris des études menées par deux institutions de référence :

- L'observatoire de l'énergie de la DGEMP qui propose tous les 4 ans un scénario énergétique « tendanciel de référence » dont le dernier en date a été rendu public en juin 2004. La révision de 2008 sera postérieure à la parution de la présente analyse. Les effets du « pick oil » ne sont donc pas considérés par conséquent il faut garder en mémoire à la lecture des conclusions que les transferts de consommation énergétique de la filière pétrolière vers la filière électrique sont peu considérés ;
- Le RTE à travers son « Bilan prévisionnel de l'équilibre offre/demande d'électricité élaboré tous les 2 ans. Le dernier paru en 2007 porte sur l'horizon 2020.

Ces deux références ont publié leurs conclusions sur la base d'hypothèses résumées ci-dessous :

Pour l'OE comme l'exercice est le plus ancien il n'intègre pas les mesures récentes en faveur du renouvelable, de la réduction des émissions de CO2 ou de l'efficacité électrique. Le modèle reprend essentiellement les mesures actées avant 2003 ainsi que la règlement thermique RT2005 ou l'objectif de 21% d'ENR en 2010. Les autres hypothèses à retenir concernent le prix du pétrole à 30\$ le baril le taux de croissance du PIB fixé à 2,3% par an jusqu'en 2030 ainsi qu'un certain dynamisme de certaines filières énergivores du secteur industriel.

Pour RTE, les prévisions macro économiques centrales sont les mêmes que celles de l'OE avec une démographie de 62,7 millions d'habitants en 2020, un taux de croissance du PIB de 2,3% et un taux de croissance de la production industrielle de 1,3% par an. En revanche RTE retient 4 jeux d'hypothèses pour présenter 4 scénarii distincts :

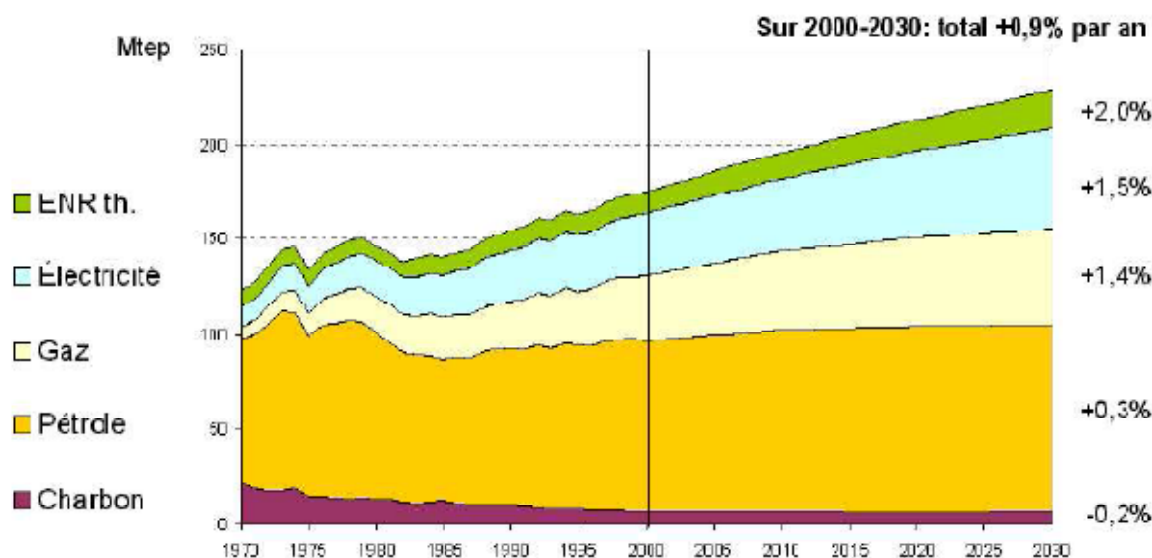
	Croissance du PIB	Hypothèse Démographique	Développement de la MDE	Prix de Hydrocarbures	corrélation des prix elec/hydrocarbures
HAUT	2,3%	haute	Modéré	élevé	faible
RÉFÉRENCE	2,3%	centrale	modéré	élevé	forte
MDE RENFORCÉE	2,3%	centrale	fort	élevé	forte
BAS	1,9%	centrale	fort	très élevé	forte

Un scénario « haut » construit sur les hypothèses favorisant la consommation et le prix de l'électricité, un scénario de « référence » utilisant les hypothèses centrales, un scénario « MDE renforcée » qui se distingue du scénario de référence par le taux de réussite des mesures de maîtrise de l'énergie (usage spécifique pour les ménages des équipements à faible consommation, réglementation thermique dans le bâtiment, optimisation des procédés dans l'industrie et nouvelles technologies) et un scénario « bas » retenant les hypothèses conduisant à la moindre consommation.

Les conclusions de ces études faites en 2005 ont montré les prévisions suivantes :

Pour l'OE la croissance de la demande d'énergie consommée par l'utilisateur final serait en moyenne de 0,9% par an entre 2000 et 2030 et de 1,5% par an pour l'électricité.

Ce scénario tendanciel s'inscrit avec une baisse constatée de 1,3% dans la tendance de la courbe d'intensité énergétique observée.



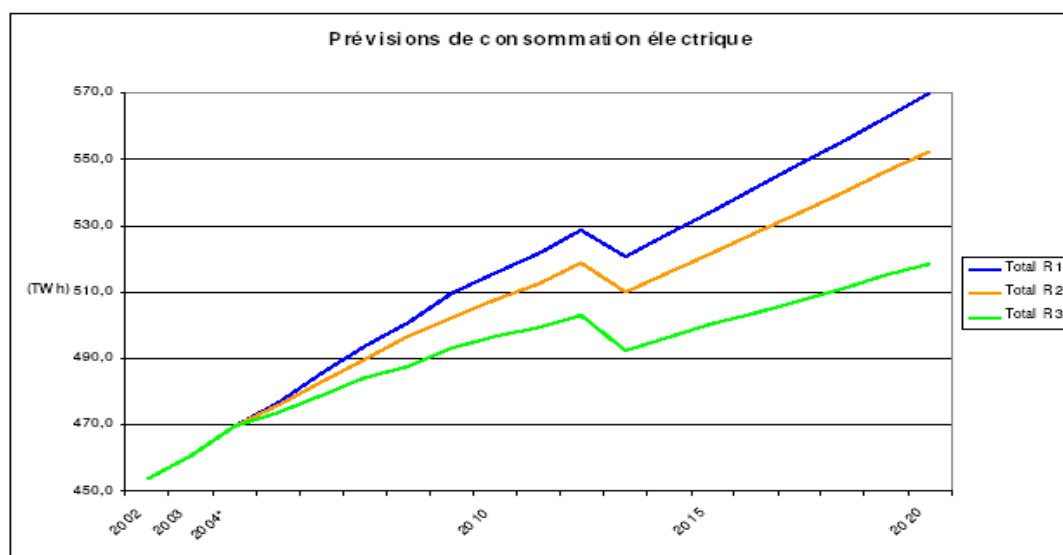
Dans ces conclusions présentées dans le bilan de 2005, RTE ne présentait que 3 scénarii ; un scénario central « R2 » encadré par un scénario haut « R1 » et un scénario bas « R3 » construits sur les hypothèses reprises en 2007 et évoquées ci-avant. Les scénarii « R1 » et « R2 » étaient considérés équiprobables par les experts et le « R1 » a finalement été retenu pour figurer au sein du rapport de la DGEMP : « Programmation Pluriannuelle des Investissements » en 2005.

	Energie annuelle en TWh ³⁹			Taux de croissance annuel moyen ⁴⁰			
	2004	2010	2015	2002-2010	2010-2020	2002-2010	2010-2020
R1	468,5	515	534	1,7 %	1,3 %	8 TWh/an	7 TWh/an
R2		508	522	1,5 %	1,2 %	7 TWh/an	6 TWh/an
R3		494	499	1,2 %	0,8 %	5 TWh/an	4 TWh/an

*Scénarios de demande électrique du bilan prévisionnel RTE - France continentale et Corse
Pertes électriques incluses, consommation des auxiliaires des centrales exclues*

Les prévisions de RTE montrent une inflexion à partir de 2010 de la croissance de la demande. Elle caractérise le fait que la réglementation thermique montre ses effets avec 10 années de retard. Il n'est pas possible de quantifier a priori les effets de chaque mesure de maîtrise de la demande, de ce fait RTE justifie la pertinence de ces scénarii en donnant des degrés d'amplitude différent à l'attente des objectifs fixés à la politique de MDE.

Pour la période 2010-2015 un autre élément majeur va affecter le niveau de la consommation. Il s'agit du changement de technologie de l'usine EURODIF d'enrichissement de l'uranium. 1er consommateur d'électricité français avec une consommation moyenne annuelle de 18TWh, EURODIF doit changer la technologie de son procédé pour passer à l'ultracentrifugation et diviser par 30 ses besoins soit environ 0,5 TWh par an. Ce changement interviendra autour de 2012 et 2013 (à confirmer par AREVA) et représentera une diminution de la demande électrique équivalente à 3 années de croissance au rythme actuel comme le montre la courbe ci-dessous.



Prévisions de consommation électrique - RTE

En 2007 RTE a revu son bilan au vu des consommations corrigées des effets climatiques constatées fin 2005 et dans une moindre mesure celles de 2006.

En constatant à la fois la baisse de la consommation du secteur de l'industrie diminuée aussi par la baisse de consommation d'EURODIF, et aussi l'accélération de la politique de MDE toutes énergies confondues, même avec un gisement électrique faible, RTE à reconsidérer ses prévisions à la baisse en se recalant sur les niveaux de consommation de 2005.

année	2005	2006	2007
Conso corrigée	+0.7%	+1.8%	+1.6%
Gde industrie	-3.5%	-0.8%	+ ??
Résid/Tertiaire	+1.9%	+3.4%	+ ??

Le tableau ci-dessous affiche les prévisions retenues dans le scénario de référence édition 2007 du bilan. La croissance de la consommation à 2 pentes est maintenue avec cette fois 1,3% jusqu'en 2010 puis 1% de 2010 à 2020. Cette nouvelle tendance résulte d'une prévision pour le secteur tertiaire et résidentiel de 1,6% par an en moyenne puis à partir de 2020 essentiellement par le tertiaire avec 1,4% par an.

EN ENERGIE	Energie annuelle en TWh à conditions normales*			Taux de croissance annuel moyen**			
	2004	2010	2020	2004-2010	2010-2020	2004-2010 TWh/an	2010-2020 TWh/an
Tendanciel (référence)	468,6	494	534	1,3%	1,0%	6	5
MDE renforcée		484	506	0,9%	0,7%	4	3

* hors Corse, y compris consommation Eurodif

** calculé hors consommation Eurodif

PAR SECTEUR (scénario tendanciel)	Energie en TWh			TCAM	
	2004	2010	2020	2004-2010	2010-2020
Industrie	139	144	156	0,6%	0,8%
Tertiaire - résidentiel	250	275	306	1,7%	1,1%
dont chauffage	50	54	58	1,1%	0,8%

EN PUISSANCE	Puissance à 1 chance sur 10*			Taux de croissance annuel moyen**	
	2004	2010	2020	2004-2010	2010-2020
Tendanciel (référence)	87,8	95	103	1,4%	1,0%

* hors Corse, y compris consommation Eurodif

** calculé hors consommation Eurodif

Mais deux constats d'importance pour le producteur d'électricité de semi base et de pointe se dégagent :

- La consommation de pointe devrait continuer d'augmenter plus significativement dans les années à venir. Portée par la consommation spécifique du résidentiel-tertiaire (éclairage, électroménager, climatisation, bureautique,...) concentrée aux heures de pointes de la journée. Les prévisions de RTE montrent d'ici à 2020 une progression de +20 TWh pour le chauffage électrique et + 7TWh pour la climatisation.
- L'envolée des prix et les tensions sur les marchés des énergies primaires, le maintien des tarifs de vente de l'électricité, du moins pour quelques années encore, encourage les transferts technologiques chez les consommateurs finals pour les appareils de confort.

Ces constats ne rendent pas caducs la MDE, au contraire, ils s'inscrivent dans ses mesures pour une meilleure efficacité de l'usage des énergies primaires. Ils marquent une tendance à la généralisation de l'usage domestique de l'électricité compatible avec une offre satisfaite par des outils de production donc les critères d'acceptabilité sont orientés vers le « plus propres et plus efficaces ».

A la lumière des conclusions de ces études et considérant plutôt une attitude « prudente » de type « business as usual » nous retenons comme hypothèse de consommation prévisionnelle une croissance moyenne annuelle de la demande d'électricité de 1,3% par an soit + 6 TWh.

Rôle des imports/exports : A la demande intérieure brute (perte réseaux incluses) s'ajoute le solde des imports/exports avec l'étranger. Ce solde est utilisé comme variable d'ajustement proportionnelle au bilan électrique prévisionnel de l'Allemagne.

Estimation* de la consommation** intérieure

TWh	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Demande intérieure	484.2	490.5	496.9	503.3	509.9	516.5	523.2	530.0	536.9	543.9	551.0	558.1	565.4	572.7
Solde exportateur	63.0	63.0	71.0	77.0	85.0	85.0	85.0	95.0	97.0	94.0	89.0	85.0	82.0	75.0
TOTAL	547.2	553.5	567.9	580.3	594.9	601.5	608.2	625.0	633.9	637.9	640.0	643.1	647.4	647.7

TWh	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Demande intérieure	484.2	490.5	496.9	503.3	509.9	516.5	523.2	530.0	536.9	543.9	551.0	558.1	565.4	572.7
Solde exportateur	63.0	63.0	63.0	63.0	63.0	63.0	63.0	63.0	63.0	63.0	63.0	63.0	63.0	63.0
TOTAL	547.2	553.5	559.9	566.3	572.9	579.5	586.2	593.0	599.9	606.9	614.0	621.1	628.4	635.7

* Estimation sur la base des valeurs corrigées des variations climatiques

** Consommation brutes (yc pertes réseau) + soutirage pour le pompage des STEP

Ce tableau montre les 2 hypothèses de demande du modèle avec 2 niveaux de solde d'Import/Export.

Dans le premier scénario le solde correspond à une augmentation de la demande allemande consécutive à la mise en œuvre de la politique en matière d'électricité avec l'abandon de la filière nucléaire. LE parc français serait appelé à la limite de ses capacités. Par conséquent le critère d'ajustement devient un critère « limite » pour le développement de puissance de production en France.

Dans le second scénario le solde est maintenu à son niveau actuel (valeur moyenne entre 2000 et 2006).

La demande totale en France ainsi obtenue est rapprochée de la production estimée en relation avec les autres composantes du modèle.

7 La production d'électricité

Ici l'analyse se place du point de vue de l'offre. En face de la demande globale estimée jusqu'en 2020 va se présenter une offre globale dont la préoccupation doit satisfaire des enjeux économiques et politiques parfois antinomiques. Cette offre globale est déclinée en filières et technologie par filière pour composer in fine le bouquet ou parc de production futur.

Pour initialiser la résolution de l'équation d'équilibre offre/demande sous contraintes, il faudra répondre à la question du devenir du parc existant. Parmi les principales préoccupations figurent le parc nucléaire dont certaines tranches atteignent la limite théorique de fin de vie ou la fin d'une période d'exploitation, le parc thermique

classique vieillissant avec des besoins de mise aux nouvelles normes environnementales onéreuses.

Chaque filière dispose d'un potentiel de développement. Le potentiel est évalué suivant l'apport de la filière dans le mix des outils de production. Cette évaluation peut être considérée à deux échelles ; la première est technique, elle considère la capacité des technologies à s'implanter (environnement, législation, acceptabilité, délais) et la seconde est économique.

Pour la mise en œuvre d'une planification de projets industriels de production d'électricité le pas de temps retenu pour la durée du projet depuis son étude jusqu'à sa mise en production est de 5 années pour une tranche gaz de 400 MW et de 3 années pour une éolienne.

L'évaluation économique a pour objectif de montrer la rentabilité. De ce fait elle se construit sur 3 données principales que sont les coûts d'investissement, les coûts de production et les prix de vente sur la durée de vie de l'installation. Pour compléter ces données il faut ajouter les incitations ou les contraintes propres aux filières mises en place par les pouvoirs publics.

Le test de rentabilité des investissements se fait à l'examen du marché. Fraichement libéralisé le marché de l'électricité n'est pas structuré sous une forme tout à fait classique. La persistance d'un monopole des producteurs, de tarifs régulés en marge des prix de marché de gros fait qu'il est difficile d'en prévoir l'évolution. Il est probable que l'organisation vers une meilleure élasticité de l'offre verra le jour au terme de la mise en production d'installations des concurrents. Il n'en restera pas moins la complexité liée au produit, « l'électricité », non stockable et non différenciable par sa qualité si n'est sa source d'émission au regard du respect de l'environnement. L'attractivité du produit pour le consommateur ne réside que dans son prix il convient donc de l'optimiser pour être plus compétitif.

L'option prise dans cette planification a été de considérer davantage les « spread » entre les prix des combustibles (gaz, fioul ou charbon) et les prix de l'électricité sur les marchés OTC. Pour les filières sans combustible fossile (éolien, photovoltaïque ou hydraulique), le choix de prix s'est avéré des plus simples puisque les pouvoirs publics garantissent le rachat de la totalité de l'énergie produite à prix fixé et indexé. La prévision dans ce cas est restreinte à l'estimation des indices futurs.

La lisibilité des références en terme de prix forward « Base Load » ou « Peak Load » ou bien celle des combustibles ARA est assez faible comparée à l'horizon de l'étude. La méthodologie a été de maintenir le « spread » à sa dernière valeur affichée jusqu'en 2020.

7.1 Le parc de production centralisé français actuel

Comme point de départ de ce plan, il convient de décrire le parc électrique actuel. En 2007 le parc de production d'électricité français centralisé, c'est-à-dire « les grandes installations reliées au réseau de transport » est constitué majoritairement de