

Zelya Energy
Rapport intermédiaire Phase 1
Contexte général – Présentation du marché de l'électricité

Nice, le 29 avril 2009



TABLE DES MATIERES

I. Introduction.....	4
<i>Encadré 1 : l'électricité est-elle vraiment une énergie « non stockable » ?</i>	4
<i>Encadré 2 : les centrales de production décentralisées et centralisées</i>	5
II – Les caractéristiques spécifiques du fonctionnement du marché de l'électricité en Europe	5
a. Principes généraux gouvernant l'ajustement de l'offre et de la demande.....	5
Les caractéristiques de la demande en électricité	5
Les types et modes de production de l'électricité	6
<i>Encadré 3 : les centrales de production d'électricité en Bretagne</i>	8
La couverture de la demande par la production d'électricité.....	9
<i>Encadré 4 : équilibre à court terme vs équilibre à long terme</i>	10
L'impact de l'ajustement de l'offre et de la demande sur la stabilité du réseau.....	11
b. Les « prix » de l'électricité et leurs composantes	12
Mécanisme de formation des prix de gros et de détail sur le marché concurrentiel.....	12
Le marché de détail de l'électricité en France	13
<i>Encadré 5 : Le Tarif transitoire et d'ajustement au marché (TaRTAM)</i>	14
Les composantes des prix de l'électricité en France	14
Fixation des tarifs d'accès aux infrastructures de transport et de distribution.....	15
<i>Encadré 6 : la consultation publique sur le TURPE 3</i>	16
d. Le portefeuille et la place de la France dans le paysage électrique européen	17
Les fondements de l'équilibre électrique français	17
Les spécificités françaises dans le paysage électrique européen	18
<i>Encadré 7 : le parallèle français et breton</i>	19
III - Le fonctionnement du secteur électrique en France métropolitaine.....	20
a. La libéralisation du marché de l'électricité en Union européenne et ses implications	20
Les fondements et principes de la libéralisation du marché de l'électricité en Europe	20
La segmentation de la chaîne de valeur et les acteurs clés sur chaque segment.....	20
La régulation du marché de l'électricité : le rôle du régulateur et du Gouvernement.....	21
b. Le cadre juridique de l'investissement.....	21
L'investissement dans les réseaux de transport et de distribution d'électricité	22
<i>Encadré 8 : le régime juridique de l'investissement dans les infrastructures de gaz</i>	23

L'investissement dans les installations de production d'électricité.....	24
c. Le régime réglementaire applicable aux projets de développement des sources de production d'électricité	25
<i>Encadre 9 : la problématique du développeur de centrales de production</i>	25
Le régime de l'exploitation	26
La procédure de raccordement	27
<i>Encadre 10 : le régime spécifique de l'obligation d'achat</i>	28
IV - Les acteurs clés pour le développement de centrales de production électrique.....	28
a. Les acteurs déjà actifs sur le marché électrique au Finistère.....	28
b. Les acteurs déjà actifs sur le marché électrique en France.....	29
c. Les acteurs déjà actifs sur le marché électrique européen	29

I. Introduction

L'électricité est une énergie fournie par le déplacement d'électrons dans un circuit conducteur. Le déplacement des électrons n'étant pas spontané ou naturel, l'électricité est une source d'énergie secondaire, qui doit être générée par d'autres sources d'énergie, dites « primaires ».

Compte tenu de l'impossibilité de stocker des électrons à grand échelle et de leur déplacement très rapide, l'électricité a pour particularité de n'être quasiment pas stockable, mais d'être transmissible quasi instantanément. Cette propriété est une caractéristique physique très particulière de l'électricité, qui explique en grande partie un fonctionnement sans équivalent dans d'autres secteurs énergétiques.

Encadré 1 : l'électricité est-elle vraiment une énergie « non stockable » ?

Le gaz, le pétrole sont des sources stockées dans des réservoirs physiques, puisque les molécules peuvent être confinées. A contrario, le déplacement de l'électron ne peut bien évidemment pas se stocker, par définition.

C'est pour cela que, par abus de langage, on dit que « *l'électricité ne se stocke pas* ». Pour autant, il est possible de stocker l'énergie électrique sous une autre forme et, pour le moment, grâce à quelques technologies (barrages hydrauliques principalement).

Actuellement, le stockage de l'énergie électrique fait l'objet de recherche pour un stockage :

- sous forme d'énergie potentielle ou mécanique, provenant de l'eau accumulée dans les barrages (installations de production hydraulique). L'énergie potentielle stockée varie en fonction du volume d'eau stocké, ce qui explique la difficulté d'un stockage à grande échelle ;
- sous forme de chaleur (stockage thermique), dans des ballons d'eau chaude, réchauffée par l'énergie électrique fournie. Les pertes joules et les difficultés d'isoler des systèmes thermiques de grande taille explique que le stockage de chaleur soit limité ;
- sous forme électrochimique : il s'agit des batteries et accumulateurs, couramment utilisés pour les petites installations. En revanche, la recherche porte sur des batteries permettant de stocker des quantités d'énergie plus importante, notamment pour l'énergie électrique produite par des éoliennes.

Le stockage de l'électricité revêt un enjeu particulier pour lisser dans le futur les profils de production des sources d'énergies renouvelables, mais intermittentes (en particulier l'éolien et le solaire).

En effet, l'avantage de l'électricité est qu'il n'existe pas, à première vue, de contrainte économique (coût de constitution de réserves) ou technique (coût d'approvisionnement compte tenu d'un éloignement géographique des zones de production et de consommation) à l'ajustement de l'offre et de la demande, comparables à ceux qui gouvernent le secteur des hydrocarbures (gaz ou pétrole).

Pourtant, en vertu de cet avantage apparent, la production totale d'électricité injectée dans un réseau doit aussi être, à chaque instant et strictement, égale à la consommation totale appelée sur ce même réseau. Il s'agit là d'une contrainte majeure de tous les systèmes (marchés et réseaux) électriques, puisque la *variabilité aigue et aléatoire* de la consommation est fonction de facteurs exogènes propres à chaque segment de consommateurs, tandis que les modes de production d'électricité ont une *flexibilité* endogène plus ou moins forte, selon le type d'énergie primaire.

Encadre 2 : les centrales de production décentralisées et centralisées

Les **moyens de production d'électricité centralisée** sont des centrales de production permettant de satisfaire localement des besoins, sans solliciter de réseau de transport ou de distribution. Il s'agit par exemple d'un individu qui installe des panneaux photovoltaïques qui lui permettent uniquement d'alimenter le chauffe-eau de sa maison.

Le parc de production d'un pays est en revanche principalement constitué de **moyens de production d'électricité décentralisée**, dont la finalité est d'alimenter des zones de consommation qui peuvent être très éloignées, par l'intermédiaire de l'acheminement via un réseau de transport et de distribution d'électricité, auquel la centrale est raccordée.

Ainsi, la *flexibilité* des composantes du parc de production permet de répondre plus ou moins correctement et efficacement à la *variabilité aigue et aléatoire* de la consommation.

II – Les caractéristiques spécifiques du fonctionnement du marché de l'électricité en Europe

a. Principes généraux gouvernant l'ajustement de l'offre et de la demande

L'électricité étant quasiment non stockable, toute la chaîne de production, de transport et de distribution doit être conçue pour répondre instantanément à la variabilité de la demande et, en particulier, aux pics de la demande.

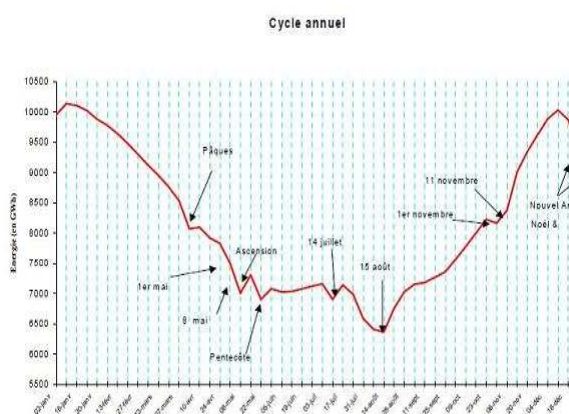
Les caractéristiques de la demande en électricité

La **demande d'électricité fluctue de manière permanente et de façon aléatoire avec des phénomènes de pointes**, au cours de la journée (pointe le matin vers 9 heures et le soir vers 18 heures) et au cours de l'année (forte demande en hiver en raison du chauffage, creux sensible en été si l'activité économique diminue ou forte demande en été si les besoins en climatisation sont forts).

La demande d'électricité varie donc en fonction de **facteurs exogènes au système électrique** :

- facteurs climatiques (principalement saisonniers) : variations de température, nébulosité de l'atmosphère ;
- facteurs économiques (mensuels, quotidiens ou horaires) : activité économique (congés, intensité de la production) et besoins des ménages (éclairage, chauffage, climatisation) ;
- facteurs exceptionnels (incidents, grèves,...).

La représentation graphique de la variation dans le temps (année, journée, etc.) de la consommation « appelée » sur un réseau s'appelle la **courbe de charge de la consommation**. En ordonnées, cette courbe figure le niveau de consommation appelée, à chaque instant figuré en abscisse. A titre d'exemple, on reproduit ci-contre la courbe de charge annuelle typique.



Courbe de charge de la consommation annuelle typique en France

Cette courbe de charge permet de visualiser la formation de **consommation de pointe** (journaliers, hebdomadaires, saisonniers), ou pic, et la **consommation de base**, qui est le minimum de la consommation constamment appelée.

Les types et modes de production de l'électricité

On peut également construire une **courbe monotone annuelle des puissances appelées** qui représentant la puissance appelée, en fonction de la **durée annuelle d'appel**, qui est limitée par le nombre d'heures totales dans l'année (8760 heures par an). En ordonnées, cette courbe figure la puissance minimale qu'il faudra satisfaire pendant toute la durée indiquée en abscisses. L'intégrale sur cette courbe fournit donc l'énergie consommée au cours l'année.

Cette courbe monotone, par laquelle on classe les puissances appelées en ordre décroissant, permet d'identifier le dimensionnement du parc optimal de la production. En effet, on appelle **production ou puissance de base** la production ou capacité de production sollicitée en permanence tout au long de la période considérée, et **production ou puissance de pointe**, la production ou la capacité de production

sollicitée pendant un nombre limité d'heures au cours de l'année. Bien entendu, entre ces deux extrêmes, il existe des moyens de production dits de semi-base, voire de semi-pointe.

Le tableau ci-dessous classe certaines sources d'énergie primaire en fonction de leur durée d'appel (ou durée de fonctionnement quotient de la production annuelle et de la capacité installée), donnée à titre indicatif, de leur flexibilité et de la taille d'une installation « typique »

Il est à remarquer que la notion de « flexibilité » couvre en réalité plusieurs critères renvoyant soit à l'énergie primaire utilisée, soit à l'énergie électrique (secondaire) produite par la centrale considérée :

- la **prévisibilité de l'énergie primaire** : l'énergie primaire dépend-elle d'aléas naturels ou est-elle régulièrement disponible (par exemple : stockable, abondante) ?
- la **disponibilité de l'énergie primaire** : la quantité d'énergie primaire est-elle stable ou variable dans le temps en fonction de la stratégie de l'exploitant ? On oppose la notion d'énergie intermittente (éolien, solaire, etc.) et « *dispatchable* » (gaz, pétrole, etc.)
- la **maîtrise de l'énergie électrique produite** : la quantité d'énergie électrique produite peut-elle être dosée par l'exploitant ?

Type d'énergie primaire		Flexibilité	Durée d'appel (h/an)	Capacité (MW)
Nucléaire		Faible, mais non intermittente et prévisible	Base : 4000 h/an – 8 000 h/an	~ 1600 MW pour un réacteur type EPR ~ 900 MW pour un réacteur "classique"
Thermiques à charbon		Moyenne, mais non intermittente et prévisible	Semi-base : 1000 h/an – 2000 h/an	Variable, à partir de 80 MW
Hydraulique des lacs			Semi-base : 2000 h/an	Variable, de l'ordre de 50-100 MW
Cogénération			Semi-base : 2000 h/an – 4000 h/an	Variable, mais inférieur à 400 MW
Marémotrice		Flexible et intermittente, mais prévisible	Semi-base : 3 500 h/an*	140 MW à La Rance
Centrale à cycle combiné au gaz		Flexible, non intermittente et prévisible	Semi-base/Pointe : 4 000 h/an – 6 000 h/an	~ 430 MW pour une tranche
Eolien	On-shore	Forte, mais intermittente et peu prévisible	Pointe: 2 000 h/an	~ 12 MW par parc
Solaire photovoltaïque		Forte, mais Intermittente et peu prévisible	Pointe : 1000 h/an – 2000 h/an	Variable

* Pour la centrale marémotrice de la Rance, la durée réelle de fonctionnement est d'environ 2 300 h/an, avec une production de 560 GWh/an et une capacité installée de 240 MW.

En outre, les énergies nouvelles (qui font l'objet de recherche ou de développement à des stades plus ou moins avancés, avec encore plusieurs technologies concurrentes), notamment les énergies marines, sont présentées ci-dessous.

Type d'énergie primaire	Principe	Durée d'appel (h/an)
Eolien off-shore / far-shore	L'énergie mécanique du vent est convertie par une turbine en électricité	Semi-base: 3 000 h/an
Energie thermique des mers (ETM)	L'énergie thermique des mers est la chaleur de l'eau convertie par des pompes à chaleur.	Base : 7 000 h/an
Energie houlomotrice	L'énergie houlomotrice est l'énergie potentielle des vagues (ou de la houle).	Semi-base : 4 000 h/an
Energie hydrolienne	L'énergie hydrolienne est l'énergie cinétique des courants marins.	Semi-base : 2 500 h/an - 3 000 h/an
Energie osmotique	L'énergie osmotique est la différence de pression entre une eau douce et une eau salée. Prévisible.	N.C.
Energie biomasse marine	L'énergie biomasse marine est la chaleur dégagée par la gazéification, la fermentation ou la combustion des algues et du phytoplancton.	N.C.

Encadre 3 : les centrales de production d'électricité en Bretagne

La Bretagne dispose d'une capacité totale d'environ 1 171 MW installée sur son territoire (2007), dont 600 MW pour le Finistère. Ces capacités permettent à la Bretagne de couvrir à peine 6-9% de sa consommation en électricité.

Son parc de production comprend notamment les actifs de production suivant :

- électricité de pointe maîtrisable : centrale thermiques (465 MW, 200 h/an environ) au fioul et au charbon de Brennilis (295 MW = 2 turbines de 85 MW et 1 turbine de 125 MW) et Dirinon (170 MW = 2 turbines de 85 MW), qui peuvent être classées parmi les moyens de production de pointe (elles peuvent être à leur capacité maximale en 20 minutes) ;
- électricité de pointe intermittente : parcs éoliens pour une capacité totale cumulée de 320 MW environ, en pleine croissance ;
- électricité de semi-base maîtrisable : centrale marémotrice de la Rance (240 MW, 2 300 h/an) fonctionnant au gré des marées et de nombreuses installations hydrauliques de petites tailles dont les 6 plus importantes, ensemble, représentent environ 34,5 MW de capacités de production électrique ;
- centrales de cogénération (90 MW pour la Bretagne selon l'Observatoire de l'Energie, dont environ 15 MW raccordées au réseau de distribution pour le Finistère).

L'électricité ne se stockant pas à grande échelle, **la capacité totale de production installée doit tout d'abord et théoriquement être au moins égale à la capacité de la demande appelée de pointe**. Le dimensionnement du parc de production à partir de la demande de pointe est le principal goulot d'étranglement de tout système électrique.

En outre, même avec ce dimensionnement, la production électrique est elle-même doublement contrainte : par sa **flexibilité endogène** plus ou moins forte selon le mode de production, par un certain nombre de **facteurs exogènes aléatoires**. Parmi ces derniers, on trouve les aléas affectant la source d'énergie primaire (vitesse du vent pour les éoliennes, apports d'eau dans les réservoirs hydrauliques, hauteur des marées pour les usines marémotrice, ensoleillement pour les centrales solaires, disponibilité de l'uranium pour les centrales nucléaires, disponibilité du gaz, du fioul ou du charbon pour les centrales thermiques) et les incidents prévisibles liés au processus industriel (aléas de disponibilité des centrales).

La couverture de la demande par la production d'électricité

Si les moyens de production devaient satisfaire la demande en toutes circonstances, il faudrait **sur-dimensionner le parc de production**. En effet, couvrir la demande de pointe par des installations de production qui ne fonctionneraient qu'un nombre limité d'heures dans l'année engendrerait des surcoûts et des surcapacités tout le reste du temps où elles ne seraient pas sollicitées. Aussi, à moins de le sur-dimensionner, tout système électrique doit accepter une **probabilité de défaillance non nulle**, c'est à titre une probabilité de ne pas pouvoir satisfaire toute la demande de pointe.

La probabilité de défaillance acceptée, un parc optimal est donc un **parc de production diversifié** (c'est la notion de « **mix de production** »), composé d'un portefeuille de moyens de production de base et de moyens de production de pointe, ainsi que tout l'éventail intermédiaire.

Dans le cas d'un parc national de production diversifié, **l'ajustement instantané et spontané de l'offre et de la demande sur le marché de l'électricité est obtenu en appelant progressivement tous les modes de production, en minimisant le coût marginal** (coût de production total d'un MWh supplémentaire d'électricité). Pour la demande de base, ce sont les techniques de production dont le coût variable (lié à la production) est faible, mêmes si les coûts fixes (liés à la capacité de production, mais pas à la production) sont élevés. Pour la demande de pointe, ce sont les techniques de production dont le coût fixe est faible, même si les coûts variables peuvent être élevés.

Encadre 4 : équilibre à court terme vs équilibre à long terme

L'**équilibre à court terme** de la consommation et de la production électriques renvoie à la couverture à chaque **instant**. Vision essentiellement dynamique, c'est dans ce cadre que la notion de **consommation de pointe** prend tout son sens : on étudie alors, au regard des capacités disponibles, la manière de couvrir le volume de la demande. Avec cette vision, les énergies intermittentes (éolienne, solaire, etc.) sont souvent considérées comme inopérantes. En effet, c'est seulement si la source primaire d'énergie est disponible au moment du pic de consommation que la production intermittente peut participer à la couverture des besoins.

→ *A titre d'illustration, les éoliennes installées en Bretagne n'ont pas pu contribuer à la couverture du pic de consommation le 7 janvier 2009, faute de vent. Il apparaît également qu'en Bretagne, lorsqu'il fait froid, le vent est plus lent. La couverture des pointes de consommation hivernales a donc peu de chance d'être assurée par l'activation des éoliennes.*

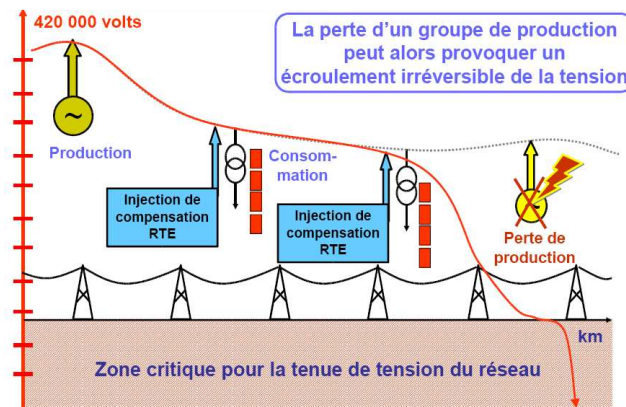
L'**équilibre à long terme** de la consommation et de la production électriques renvoie à une notion différente : la couverture annuelle des besoins de consommation par les moyens de production dans le cadre d'une **durée** considérée (bilans rétrospectifs et de scénarii prévisionnels annuels). Il s'agit ici d'examiner dans quelle mesure l'**indépendance énergétique** est assurée. Avec ce point de vue, la contribution des énergies intermittentes peut être essentielle, car au cours d'une année, leur contribution n'est pas négligeable.

→ *A titre d'illustration, les éoliennes installées en Bretagne contribuent à hauteur de près de 30% de la production électrique totale en 2007.*

Enfin, pour élargir le portefeuille des modes de production disponibles au niveau national permettant de satisfaire la demande, il faut également prendre en compte les possibilités d'importation de l'électricité à partir d'un autre système électrique. Dans ces conditions, l'ampleur et la disponibilité des **capacités d'interconnexions** avec d'autres réseaux constituent un élément fondamental dans le cadre du marché européen, désormais intégré (voir ci-après). Elles contribuent ainsi à couvrir le risque de défaillance en s'ajoutant aux moyens de production nationaux.

L'impact de l'ajustement de l'offre et de la demande sur la stabilité du réseau

L'ajustement de l'offre et de la demande d'électricité doit tenir compte du transit par le réseau électrique. Or, si à tout moment la production doit équilibrer la consommation, le réseau doit également pouvoir acheminer cette quantité pour garantir l'équilibre. Le réseau est donc soumis à deux types de contraintes, susceptibles de s'accroître avec l'éloignement des sources de production et des zones de consommation.



Dans un cas extrême, un « *black-out* », ou rupture totale de l'approvisionnement électrique, du fait d'un incident ou d'une insuffisance soit sur un groupe de production, soit sur une ligne électrique, soit encore sur les deux à la fois. Deux origines d'écroulement de la tension sont donc possibles.

La première est un **risque d'écroulement de la tension en raison d'une production insuffisante**. L'électricité injectée sur le réseau subit une chute tout au long d'une ligne en raison des pertes par effet Joule et, surtout, des prélèvements successifs de consommation jusqu'en aval (zone de consommation finale).

Assurer à tout moment une production suffisante suppose de tenir compte de ces prélèvements et de **recourir à des injections de puissance** supplémentaires ou de compensation (= **problème de dimensionnement du parc de production**). Dans ce cadre, la perte d'un groupe de puissance (éoliennes qui ne tournent pas, grève du personnel au sein d'une centrale de production,...) provoque une chute de la tension par injection insuffisante de production et compromet l'alimentation des zones de consommation situées en aval.

La seconde est un **risque d'écroulement de la tension en raison d'une rupture de ligne** (non respect de la règle fondamentale, dite « règle N-1 ») **ou de capacités de transit insuffisantes**. Outre la coupure d'une ligne qui, si elle n'est pas doublée conduit à la rupture de l'alimentation d'une zone de consommation, la capacité d'une ligne de transport est physiquement limitée. Assurer à tout moment un transport suffisant d'électricité suppose de dimensionner correctement le réseau et de **recourir à des doubléments ou renforcements de lignes** (= **problème de dimensionnement du réseau**).

Pour remédier aux risques d'écroulement de la tension, deux types de solutions sont donc possibles : l'augmentation et l'amélioration de la localisation des sources de production ; l'augmentation (par le doublement ou le renforcement) des lignes du réseau de transport et de distribution d'électricité.

b. Les « prix » de l'électricité et leurs composantes

Mécanisme de formation des prix de gros et de détail sur le marché concurrentiel

Sur un marché concurrentiel parfait, le prix d'échange se fait théoriquement au coût marginal de la production (prix de production d'une unité supplémentaire). Néanmoins, le marché électrique se caractérise par deux types de contraintes à l'ajustement de l'offre et de la demande.

La première limite à l'ajustement normal de la demande et de l'offre tient aux périodes de demande de pointe, pendant lesquelles la production peut buter sur des **contraintes physiques du parc de production ou du réseau** (zone de défaillance en raison de l'insuffisance des capacités installées, pas de surdimensionnement du parc de production) : dans de tels cas, les prix peuvent atteindre des niveaux considérables et exceptionnellement élevés.

La deuxième limite à l'ajustement normal de la demande et de l'offre est liée au rôle joué par la **structure du parc de production**. En effet, le prix de l'électricité, en dehors des périodes de pointe, devrait théoriquement coïncider avec le coût marginal de la production d'électricité du moyen de production dont le coût marginal est le plus élevé (appelé « **technique marginale** ») qu'il a en effet fallu solliciter pour pouvoir couvrir la totalité de la demande.

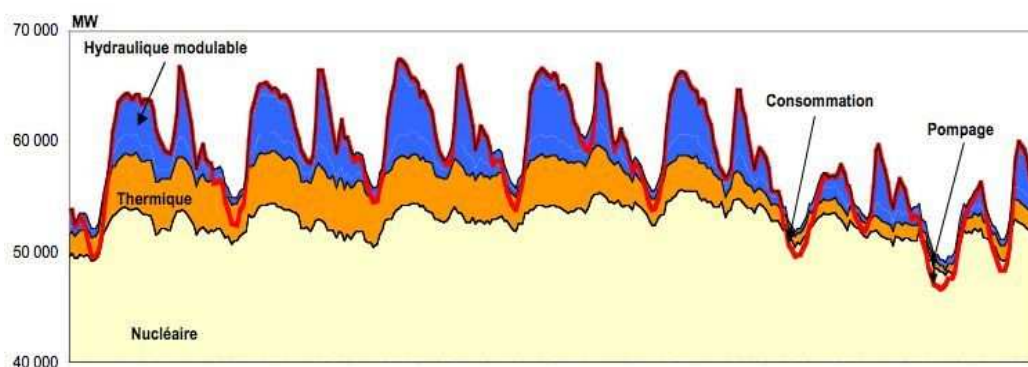


Illustration de la couverture de la demande par les moyens de production

De surcroît, le mécanisme réel de formation des prix de l'électricité est enfin influencé par les caractéristiques très particulières du marché électrique résultant de la réglementation : la coexistence de prix de marché et de prix réglementés d'échange de l'électricité, et la régulation des tarifs d'accès aux infrastructures qui en constituent l'une des composantes.

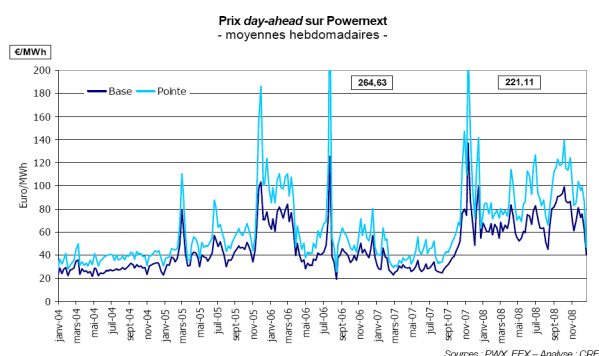
Le marché de gros de l'électricité en Europe et en France

L'essentiel des échanges de gros s'effectue sur des marchés de gré à gré (OTC) organisés. Les volumes échangés sur ces bourses électriques demeurent encore réduits. Pour autant, il existe pratiquement une bourse de gros de l'électricité par pays : Pownext en France, EEX en Allemagne, Nordpool dans les pays scandinaves, Endex aux Pays-Bas,...

Sur le marché de gros de l'électricité, on distingue les « *prix spot* » et les « *prix future* ».

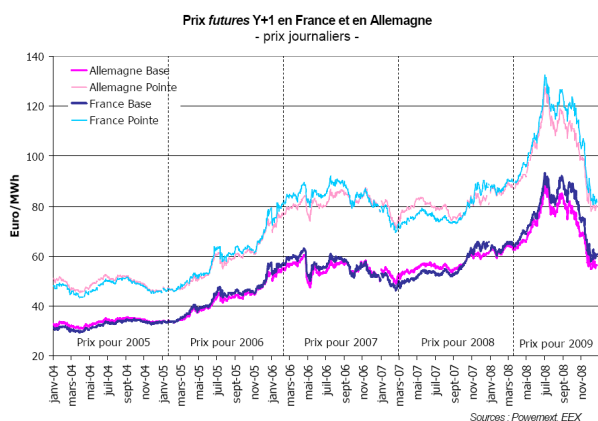
Les « *prix spot* » sont des prix négociés la veille pour livraison le lendemain : ils reflètent l'équilibre offre-demande à court terme.

Ces prix de court terme sont soumis à une forte volatilité, en raison de la non-stockabilité de l'électricité et la grande variabilité des facteurs influençant l'équilibre offre-demande, comme les conditions climatiques (froid faisant augmenter la consommation, absence de vent induisant une chute de la production éolienne en Allemagne...) ou la survenance d'événements prévus ou non sur le parc électrique (centrale tombant en panne, capacité d'interconnexion réduite...).



Evolution des prix day-ahead en €/MWh sur Powernext de janvier 2004 à janvier 2009

Pour minimiser les risques liés au marché spot, les acteurs du marché de l'électricité signent des contrats de vente/d'achat de l'électricité pour fourniture dans les mois, les trimestres ou les années à venir, à un prix, dit « *prix future* », négocié dès la date de clôture du contrat. Un MW du produit forward base annuel par exemple, correspond à la fourniture d'un MW pendant toutes les heures de l'année considérée. Ayant un horizon plus lointain et correspondant de fait à une moyenne des prix spot anticipés pour la période considérée, les « *prix future* » sont moins volatils.



Evolution des prix future en €/MWh sur Powernext de janvier 2004 à janvier 2009

Le marché de détail de l'électricité en France

Le marché de détail de l'électricité concerne la fourniture d'électricité aux clients finals (professionnels ou résidentiels). En France coexistent encore trois types d'offres : les offres de marché (négociées au prix de marché, proposées par les fournisseurs historiques et alternatifs), les offres réglementées (échangées à un prix réglementé, proposées uniquement par les fournisseurs historiques) et les offres TaRTAM (Tarif Réglementé et Transitoire d'Ajustement au Marché, dont l'accès suppose d'avoir préalablement souscrit un contrat en offre de marché).

Tous les clients finals (professionnels et résidentiels) peuvent souscrire une offre de marché. Ce marché représente environ 32 millions de sites clients et une consommation annuelle d'électricité d'environ 450 TWh. A contrario, les offres réglementées ne sont accessibles aux clients finals professionnels et résidentiels, selon des critères propres à chaque catégorie.

Encadre 5 : Le Tarif transitoire et d'ajustement au marché (TaRTAM)

La loi du 7 décembre 2006 a instauré un Tarif Réglementé et Transitoire d'Ajustement au Marché (TaRTAM) qui donnait le droit aux clients d'en bénéficier jusqu'à 2009 à condition d'avoir fait la demande avant le 1^{er} juillet 2007. Cette loi a été modifiée par la loi du 4 août 2008 qui donne le droit à un client en offre de marché de bénéficier du TaRTAM pour un site à condition d'en avoir fait la demande à son fournisseur avant le 30 juin 2010.

Le TaRTAM est égal au tarif réglementé de vente hors taxes applicable à un site de consommation présentant les mêmes caractéristiques, majoré de 23% pour les tarifs verts, 20% pour les tarifs jaunes et 10% pour les tarifs bleus. Le TaRTAM a été fixé par l'arrêté ministériel du 3 janvier 2007 et a évolué avec l'arrêté ministériel du 13 août 2007.

Selon la Commission de régulation de l'énergie, au 31 décembre 2008, 3 370 sites environ (soit 0,4% des sites non résidentiels en offre de marché) sont au TaRTAM. Ils représentent une consommation annuelle de 82 TWh, soit 61% de la consommation des sites non résidentiels en offre de marché.

Les composantes des prix de l'électricité en France

En principe, le prix de détail (tarif réglementé ou prix de marché) de l'électricité, comprend trois termes, en sus des taxes :

- les **tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE)**, qui est le coût d'accès aux infrastructures de transport ou de distribution d'électricité payé par le fournisseur au gestionnaire de réseau. Ces tarifs sont fixés par arrêté ministériel, sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie. Ils sont indépendants du fournisseur, mais dépendent de la catégorie du

consommateur final. Selon la Commission de régulation de l'énergie, le TURPE représente entre 30 et plus de 50 % de la facture d'électricité du consommateur final, suivant la puissance souscrite et le niveau de tension.

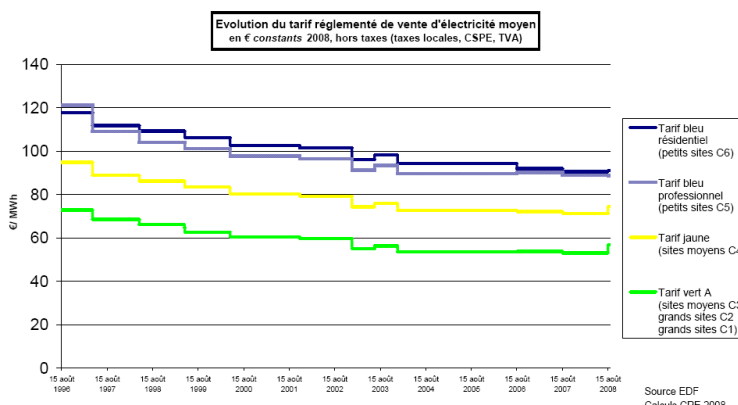
- la **contribution tarifaire d'acheminement (CTA)**, qui est un prélèvement additionnel au tarif d'acheminement assurant le financement des retraites des agents des gestionnaires de réseaux. Cette contribution est fixée par arrêté ministériel. Elle est indépendante du fournisseur, mais dépend de la catégorie du consommateur final.

- les **coûts de la fourniture**, qui englobe les coûts de production et d'approvisionnement (coût de l'électron), ainsi que les coûts de gestion commerciale. Selon qu'il s'agit d'une offre de marché ou d'une offre réglementée, on parle respectivement :

- de **coût de fourniture**. Dans ce cas, le coût est librement fixé et dépend a priori à la fois du fournisseur et du consommateur final.
- de **tarif de fourniture**. Dans le cas du tarif réglementé, il est sensé couvrir les coûts de production et de commercialisation du fournisseur historique (EDF). Il dépend de la catégorie de consommateur final (d'où les offres bleu, jaune, etc.).

Les taxes dues, sont au nombre de trois :

- la taxe sur la valeur ajoutée (TVA) ;
- la contribution aux charges du service public de l'électricité (CSPE) ;
- les taxes communales et départementales.



Evolution des tarifs réglementés (vert, jaune, bleu) en €/MWh de 1996 à 2008

Fixation des tarifs d'accès aux infrastructures de transport et de distribution

En France, la tarification de l'accès aux infrastructures de transport et de distribution d'électricité relève de la Commission de régulation de l'énergie (CRE), le régulateur national du gaz et de l'électricité. Plus précisément, la CRE propose les **tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE)**, qui sont ensuite approuvés conjointement par les ministres chargés de l'Economie et de l'Energie.

Les tarifs sont sensés représenter les coûts réels supportés par les gestionnaires de réseaux pour les activités : d'exploitation, de maintenance, de développement et d'adaptation du réseau, de gestion de certaines relations contractuelles, comptage, et mesure de paramètres d'utilisation du réseau. La

tarification actuelle de l'accès aux réseaux a été approuvée par décision ministérielle du 23 septembre 2005 et repose sur plusieurs principes :

- une tarification de type timbre-poste : paiement à l'injection et au soutirage, indépendamment de la distance parcourue par l'énergie.
- la dépendance du tarif au domaine de tension : pour le soutirage, le tarif appliqué dépend de la tension de raccordement (HT, HTB, HTA, BT). Plus elle est haute, et plus la quantité moyenne d'ouvrages de réseau sollicités est moindre, plus le prix unitaire du soutirage baisse.
- la souscription d'une puissance de soutirage : le consommateur doit souscrire une puissance en fonction de ses besoins.
- la proportionnalité au flux physique d'énergie injectée : les utilisateurs injectant sur le réseau de transport paient un accès au réseau proportionnel au flux physique injecté.

Encadré 6 : la consultation publique sur le TURPE 3

Le premier TURPE a été mis en place pour la période 1^{er} novembre 2002 - 31 décembre 2005 et le TURPE 2 est en vigueur sur la période 1^{er} janvier 2006 - 31 décembre 2008.

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a organisé du 18 février au 12 mars 2008, une consultation publique sur les principes de tarification de l'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, dans le cadre de la préparation d'une nouvelle proposition tarifaire (TURPE 3) conçue pour s'appliquer à compter du 1^{er} janvier 2009.

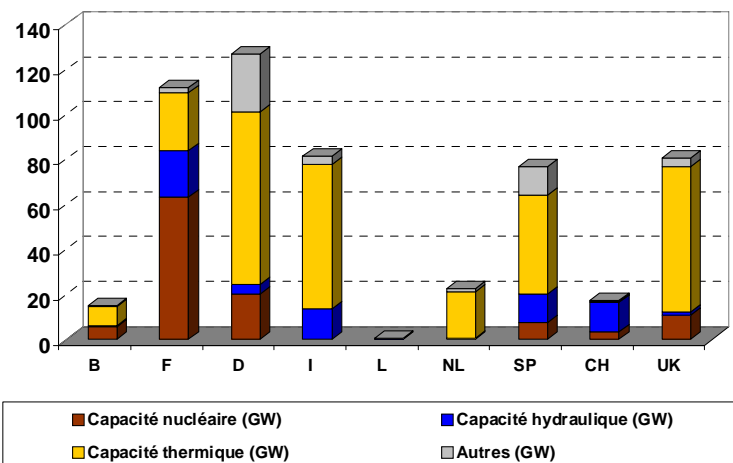
33 contributions ont été adressées à la CRE. Synthétisant les réponses obtenues des gestionnaires et utilisateurs des réseaux de transport et de distribution d'électricité, la CRE notait que « *le choix d'une période de trois ou quatre ans, pour une première application de ce schéma de régulation, fait consensus.* ». De fait, et bien que la proposition TURPE 3 soit toujours en cours d'approbation, il est fort probable que la durée de validité des prochains tarifs sera longue.

Dans le cadre de notre étude, la stabilité des tarifs d'accès a pour conséquence de favoriser un projet de développement d'une source de production, dans la mesure où il s'agit de démarches supérieures à 1 voire 2 années.

d. Le portefeuille et la place de la France dans le paysage électrique européen

Les fondements de l'équilibre électrique français

Historiquement, l'équilibre électrique français repose principalement sur un parc électrique dominé par les centrales de production d'électricité d'origine nucléaire et hydraulique développées par l'Etat, ce qui singularise son parc de production parmi celui de ses voisins européens (qui possèdent plus de centrales thermiques conventionnelles).

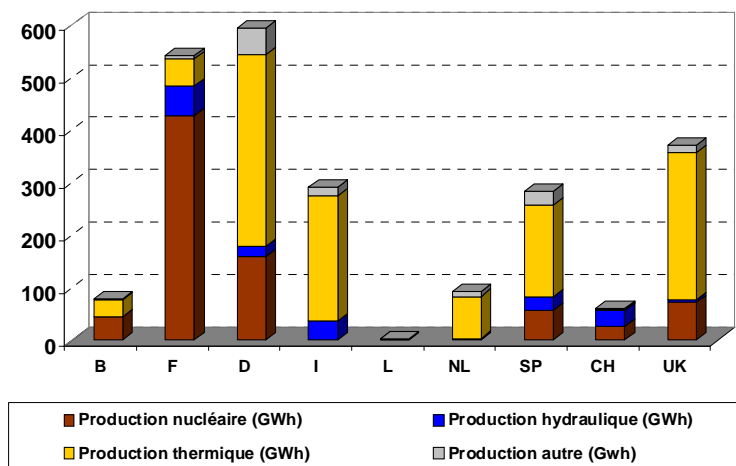


Structure des capacités électriques installées en GW en 2006 en Europe

Selon l'Energy Information Administration (EIA) américaine, la France se place :

- pour l'hydraulique, 1^{ière} en Union européenne et 2^{ème} en Europe (derrière la Norvège (27 GW) et surtout la Russie (46 GW)), avec environ 20 GW de capacité installée ;
- pour le nucléaire, 1^{ière} en Union européenne et en Europe (devant la Russie (23 GW)), avec environ 63 GW de capacité installée.

A contrario, et bien qu'elle se caractérise par un certain retard en matière d'énergies renouvelables (solaire, éolien, mer, biomasse) compte tenu de son très fort potentiel, la France comble progressivement son relatif retard en matière de développement de centrales thermiques à cycle combiné au gaz.



Structure de la production électrique en GWh en 2006 en Europe

En d'autres termes, et bien que la France dispose de centrales thermiques utilisées pour les besoins de pointe, elle est pionnière en matière de sources d'énergie électrique de base, mais elle est

relativement moins bien lotie en Europe, concernant ses moyens de production de pointe, prévisible ou intermittent.

Les spécificités françaises dans le paysage électrique européen

La structure du parc électrique français a toutefois permis de satisfaire la demande domestique, y compris de pointe. Pour ce faire, le développement des interconnexions électriques transfrontalières de la France avec ses voisins (Italie, Allemagne, Belgique, Espagne, Suisse, Luxembourg) a permis d'importer et d'exporter de l'électricité en temps réel, afin de pallier les limites à l'ajustement de la demande de pointe en France.

En l'occurrence, la France peut exporter jusqu'à 15% de l'électricité nucléaire (exportation d'électricité de base) qu'elle produit et importer de l'électricité générée par des centrales thermiques localisées chez ses voisins (importation d'électricité de pointe), en particulier en Allemagne, en appoint du parc de centrales thermiques français. Réciproquement, l'Allemagne peut appeler l'électricité nucléaire produite par la France pour couvrir une partie de sa consommation de base. **Les interconnexions électriques permettent ainsi aux parcs de production nationaux de se soutenir mutuellement en se complétant : elles remédient aux sous-dimensionnement nécessaires (manque de moyens de production de base pour certains pays, manque de moyens de production de pointe pour d'autres).**

En effet, comme le soulignait très justement Jérôme Gstalter (« *Électricité : Faut-il désespérer du marché ?* »), la production nucléaire française, lorsqu'elle excède la demande intérieure, est utilisée pour l'exportation, puisque le coût marginal de production nucléaire est inférieur à celui des techniques de production utilisées à l'étranger. En conséquence, pour que le nucléaire soit marginal et puisse déterminer le prix de l'électricité en France, il faut que la demande intérieure (nette de la production hydroélectrique), additionnée aux capacités d'exportation, soit inférieure à la capacité nucléaire disponible, ce qui n'est que rarement le cas.

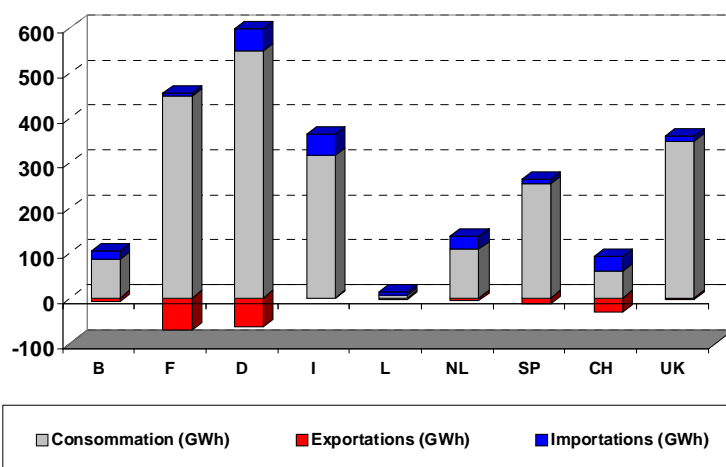
Capacité installée en France :

56,5% de nucléaire ;
 23,0% de thermique ;
 18,6% d'hydraulique.

Production électrique en France :

78,8% de nucléaire ;
 10,2% d'hydraulique ;
 9,6% de thermique.

(Source : EIA, 2006)



Structure de la balance électrique en TWh en 2006 en Europe

Encadre 7 : le parallèle français et breton

A l'exemple de la PACA, la Bretagne est souvent présentée comme une « péninsule » électrique, compte tenu de l'isolement dont elle fait l'objet en matière d'approvisionnement en électricité.

Un parallèle sur les échanges d'électricité de la France avec ses voisins permet d'interpréter la situation particulière de la Bretagne, prise comme une région autonome reliée au reste du réseau national par deux interconnexions.

La structure actuelle du parc électrique breton révèle l'absence de moyens de production d'électricité de base (pas de centrale nucléaire), la présence de moyens de production de semi-base flexible (465 MW grâce aux centrales thermiques de Brennilis et de Dirinon situées au Finistère) ou de semi-base non flexible (240 MW pour la centrale marémotrice de la Rance située en Côtes d'Armor et 34,5 MW provenant de diverses installations hydrauliques), et le montage de moyen de production de pointe non flexible (parcs éoliens).

En conséquence, le problème de la Bretagne est actuellement double :

- elle ne dispose pas de moyen de production d'électricité de base permettant de couvrir de manière autonome et permanente sa demande de base ;
- elle ne dispose pas non plus de moyens de production de pointe suffisants et contrôlables, permettant de faire face à ses besoins occasionnels de pointe.

Bien entendu, ce raisonnement permet de mettre en évidence la complémentarité des parcs bretons et français (hors Bretagne) pour l'approvisionnement de la Bretagne et, de manière générale, l'intégration nécessaire de tout territoire, en matière d'approvisionnement par des réseaux électriques qui peuvent solliciter des zones de production situés en dehors.

Ce raisonnement doit toutefois être enrichi par une analyse de la configuration du réseau de transport d'électricité lui-même, qui contraint aussi les possibilités d'importation de l'électricité aux fins de l'alimentation d'une zone spécifique de consommation (voir le rapport intermédiaire Phase 2).

III - Le fonctionnement du secteur électrique en France métropolitaine

a. La libéralisation du marché de l'électricité en Union européenne et ses implications

Les fondements et principes de la libéralisation du marché de l'électricité en Europe

Depuis la Directive 2003/54/CE du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 « Marché intérieur de l'électricité » et le règlement (CE) n°1228/2003, le secteur de l'électricité a été segmenté en deux types d'activités distinctes : les activités de négoce, de commercialisation et de production d'électricité sont désormais du domaine concurrentiel et « détachées » des activités liées à la gestion des infrastructures de transport et de distribution, qui sont « régulées » par des « régulateurs », organismes généralement administratifs, créés pour hériter de certaines compétences étatiques en matière de réglementation.

Ainsi, d'un côté, l'ouverture du marché de l'électricité, c'est-à-dire la possibilité, pour les consommateurs finals, de recourir à d'autres fournisseurs que les monopoles historiques nationaux (EDF en France), s'est faite progressivement, grâce à la notion de « *clients éligibles* » :

- à partir de juin **2000**, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle d'électricité supérieure à 16 GWh.
- à partir de février **2003**, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle d'électricité supérieure à 7 GWh.
- à partir de juillet **2004**, éligibilité de toutes les entreprises et collectivités locales
- à partir de juillet **2007**, éligibilité de tous les consommateurs, y compris les clients résidentiels.

Au 31 décembre 2008, 34,5 millions de sites sont éligibles, ce qui représente environ 441 TWh de consommation annuelle d'électricité.

De l'autre côté, les conditions d'accès (tarifs, non discrimination et transparence) entrent dans les compétences des régulateurs.

La segmentation de la chaîne de valeur et les acteurs clés sur chaque segment

La première implication de la libéralisation du secteur électrique est la segmentation de la chaîne de valeur.



Décomposition de la chaîne de valeur électrique (en foncé, les activités régulées)

Le « transport » inclut, en France, les réseaux de grand transport (13 000 km de lignes de 400 kV) et le réseau de répartition à l'échelle régionale (250 kV) ou départementale (90 kV et 63 kV). La « distribution » inclut le réseau de local (moyenne tension : 20 kV, basse tension : 380 V, 220 V).

En France, toutefois, Electricité de France (eDF) demeure un opérateur électrique dominant et intégré au moins juridiquement sur l'ensemble des segments :

- production, avec les actifs nucléaire, hydraulique (bien que les concessions fassent l'objet progressivement d'un renouvellement), thermique ;
- transport d'électricité (**RTE**)
- distribution d'électricité (**ERDF**)
- négoce et commercialisation.

La régulation du marché de l'électricité : le rôle du régulateur et du Gouvernement

La supervision du secteur électrique, et en particulier des activités de gestion des infrastructures de transport et de distribution d'électricité, relèvent de compétences réparties entre le régulateur et le ministre en charge de l'Energie (actuellement : la Direction Générale de l'Energie et du Climat (DGEC) du Ministère de l'Environnement, de l'Energie, du Développement Durable et de l'Aménagement du Territoire, MEEDDAT).

Les **principales compétences du régulateur** sont les suivantes :

- proposer les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie.
- approuver le programme annuel d'investissements du gestionnaire du réseau de transport d'électricité. Dans le cadre de ce programme, et si les capacités de production ne répondent pas aux objectifs par le simple jeu des initiatives des opérateurs, le ministre chargé de l'énergie peut recourir à un appel d'offres, que la CRE a la charge de mettre en œuvre. La CRE assure ainsi la rédaction du cahier des charges, le dépouillement des offres et émet un avis sur les candidats, parmi lesquels le ministre choisit.
- émettre un avis sur le schéma pluriannuel de développement du réseau du gestionnaire du réseau de transport d'électricité.
- émettre un avis sur les arrêtés tarifaires fixant les conditions d'achat de l'énergie produite par les installations de petite taille, valorisant des déchets ménagers ou utilisant des énergies renouvelables.
- formuler un avis sur les tarifs règlementés de vente d'électricité.

b. Le cadre juridique de l'investissement

Le cadre juridique de l'investissement dans le secteur électrique est réalisé au niveau national et tient compte de la nécessité de coordonner l'accroissement et la localisation des moyens de production et

la croissance du réseau de transport d'électricité, en vue d'un ajustement à court et moyen terme de l'équilibre offre-demande.



Articulation des documents cadres de l'électricité en France

Si l'anticipation de l'équilibre offre-demande fait l'objet d'un exercice de prévision (le « bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande »), la loi du 10 février 2000 a surtout mis en place un système juridique permettant l'intervention de l'Etat et compatible avec le développement privé de moyens de production raccordés aux réseaux. Elle crée pour cela un schéma de développement du réseau public de transport (réseau) et une programmation pluriannuelle des investissements (production).

L'investissement dans les réseaux de transport et de distribution d'électricité

Le raccordement des centrales de production aux réseaux de distribution et de transport d'électricité est réalisé au coup par coup, selon une procédure particulière et aux frais de l'investisseur.

Pour autant, l'article 14 de la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, prévoit que "*le schéma de développement du réseau public de transport est soumis à intervalle maximal de deux ans, à l'approbation du ministre chargé de l'énergie après avis de la Commission de régulation de l'énergie.*"

Le schéma de développement identifie en particulier les "**zones de fragilité électrique**" en fonction des contraintes existantes ou susceptibles d'apparaître à court terme ou moyen terme sur le réseau public de transport. Il dresse un état des lieux du réseau public de transport sur lequel pourront s'appuyer les projets de développement futurs du réseau.

Le premier schéma de développement du réseau public de transport a été élaboré par le gestionnaire du réseau de transport d'électricité, RTE, pour la période 2003-2013.

Encadre 8 : le régime juridique de l'investissement dans les infrastructures de gaz

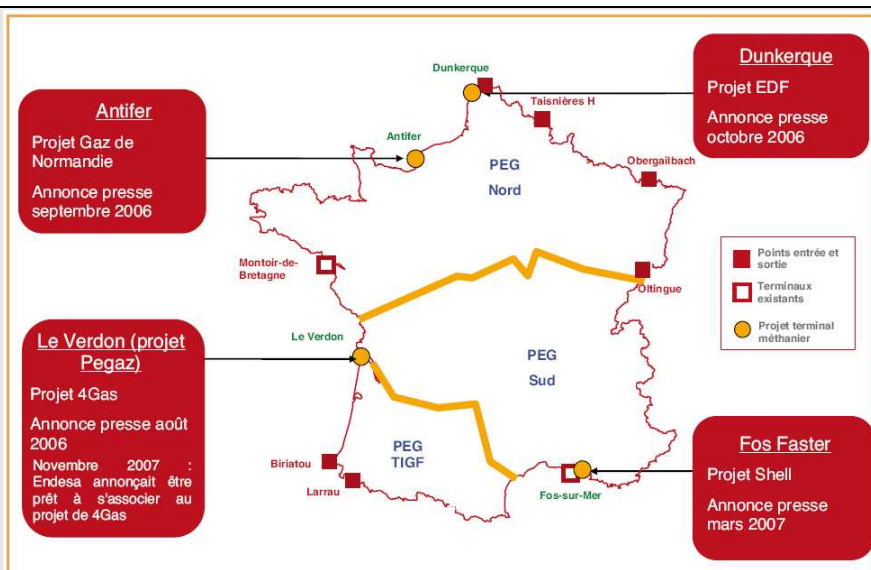
Les infrastructures de gaz incluent les réseaux (transport et distribution), les installations de stockage et les terminaux méthaniers.

Le secteur gazier français est particulièrement concerné depuis quelques années par les projets de centrales de production d'électricité à partir de gaz, dites « **centrales à cycle combiné au gaz** » (« Combined Cycle Gas Turbine » ou CCGT en anglais), susceptibles, à terme, de renforcer l'intégration des marchés électriques et gaziers et la corrélation des prix de l'électricité et du gaz. Ces projets de centrales interviennent également dans un contexte où se multiplient les projets de terminaux méthaniers sur les côtes françaises, susceptibles de diversifier et de flexibiliser les sources d'approvisionnement de la France. A l'heure actuelle, la Bretagne n'est pas directement et officiellement concernée par des projets de CCGT, solution technique de type « centrale électrique à cycle combiné au gaz » n'est pas à exclure, compte tenu de ses avantages (en termes de puissance, de flexibilité et de réduction de CO₂).

De même, la Bretagne n'est pas directement concernée par les projets de **terminaux méthaniers** évoqués non loin de son territoire, qui pourraient favoriser l'approvisionnement éventuel en gaz d'éventuelles CCGT en Bretagne. Les terminaux méthaniers sont des infrastructures gazières qui réceptionnent du gaz naturel liquéfié (GNL) et le re-gazéifient pour l'injecter sur le réseau de transport de gaz naturel. Il existe actuellement deux terminaux méthaniers en France, le terminal Fos Tonkin à Fos-sur-Mer, près de Marseille, et le terminal de Montoir, près de Saint-Nazaire.

Actuellement, la CRE est chargée, à l'instar des réseaux de transport et de distribution de gaz, de réguler les **conditions et tarifs d'accès aux terminaux méthaniers**. Toutefois, devant le nombre important et croissant de projets de terminaux méthaniers (Le Verdon, Dunkerque, Antifer) - réclamant également une exemption prévue par la réglementation européenne à la régulation - par rapport à ceux déjà existants (Montoir, Fos Tonkin) ou en construction (Fos Cavaou), un groupe de travail a été mis en place en 2008 pour formuler des recommandations sur leur régulation.

Dans son rapport de synthèse rendu en avril 2008, le groupe de travail a considéré que le principe d'exemption à l'accès des tiers était particulièrement adapté pour encourager l'investissement, compte tenu des risques financiers importants que génère ce type de projet, mais il a estimé qu'une analyse au cas par cas des périmètres de l'exemption (capacité et tarif), doit être menée. Cette recommandation ouvre donc la perspective d'une cohabitation de terminaux méthaniers régulés et exemptés en France.



Carte des projets de terminaux méthaniers en France

Concernant les investissements dans les infrastructures de transport, l'article 18 de la loi du 3 janvier 2003 prévoit l'élaboration d'un **plan indicatif pluriannuel (PIP)** décrivant l'évolution prévisible de la demande en gaz naturel, sa répartition géographique et l'adéquation de l'infrastructure gazière (stockages souterrains, terminaux méthaniers, canalisations de transport, ouvrages d'interconnexion), ainsi que l'évolution prévisible à 10 ans de la contribution des contrats à long terme d'approvisionnement du marché français. En outre, le PIP fournit une description des principaux investissements décidés en matière d'infrastructures gazières. L'actuel plan indicatif pluriannuel correspondant à l'exercice 2006, mais à la différence du plan pluriannuel des investissements (PPI) de l'électricité, le PIP n'est pas engageant pour les opérateurs de transport français (GRTgaz et Tigf)

L'investissement dans les installations de production d'électricité

Afin de coordonner ou d'orienter les investissements privés spontanés dans les installations de production d'électricité, la loi du 10 février 2000 sur le service public de l'électricité prévoit la possibilité d'une intervention du ministre chargé de l'Energie ou du gestionnaire du réseau de transport d'électricité (RTE), en matière de promotion des investissements dans les centrales de production d'électricité.

Ainsi :

- l'article 6 permet au ministre d'arrêter et de rendre publique une programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité (PPI). La PPI actuelle couvre la période 2005-2015.

- l'article 8 permet au ministre de recourir à une procédure d'appel d'offres dans le cas où les capacités de production d'électricité ne répondent pas aux objectifs de la PPI. Les appels d'offre CRE 1, CRE 2 et CRE 3 ont été réalisés dans ce cadre.

- l'article 15 permet à RTE de lancer de tels appels d'offres dans le but de veiller « à la disponibilité et à la mise en œuvre des services et des réserves nécessaires au fonctionnement du réseau ». L'appel d'offre lancé le 15 février 2006 pour la centrale thermique de Saint-Brieuc a été réalisé dans ce cadre juridique.

Outre ces possibilités, essentiellement ouvertes de manière occasionnelle, ou pour des énergies renouvelables bien spécifiques (biomasse), le régime applicable aux investissements privés en dehors de ces appels d'offre est présenté ci-après.

c. Le régime réglementaire applicable aux projets de développement des sources de production d'électricité

Un projet de développement de centrales de production d'électricité implique presque toujours plusieurs types de procédures liées à l'usage du foncier et au respect des règles d'urbanisme, au respect des normes et de la réglementation environnementales,... Deux procédures doivent toutefois être particulièrement soulignées : le régime de l'exploitation et la procédure de raccordement.

Encadre 9 : la problématique du développeur de centrales de production

Si la notion de risque est intrinsèquement liée à tout investissement, la problématique spécifique d'un développeur de centrales de production d'électricité diffère en fonction du type de centrale envisagée. Le développement d'un projet énergétique nécessite en effet l'accomplissement de procédures administratives plus ou moins longues et risquées (consultations publiques, autorisations) et une rentabilité suffisante de l'investissement.

La phase 3 de la mission permettra de lister précisément les caractéristiques propres de chaque mode de production et les critères pertinents utilisés pour un investisseur ou un développeur pour identifier un site pour une technologie donnée, que pour évaluer la rentabilité d'un projet.

En effet, en France, on peut distinguer deux catégories de développeurs de centrales électriques :

- les développeurs de centrales de production d'électricité bénéficiant de tarifs réglementés : avec des tarifs incitatifs déterminés par l'Etat (voir ci-après), mais conditionnés au raccordement de la centrale aux réseaux, la problématique du développeur est dominée par celle du raccordement aux réseaux, qui est à la fois longue et coûteuse. Ainsi, les développeurs d'éoliennes seront en outre soucieux d'obtenir une acceptabilité locale pour le permis de construire, tandis que les développeurs de centrales solaires seront soucieux d'éclaircir les droits sur le foncier.

- les développeurs de centrales à cycle combiné au gaz : avec de telles centrales, particulièrement flexibles (fonctionnement en semi-base ou pointe), l'exploitant pourra procéder à des arbitrages sur les marchés de gros. En revanche, compte tenu du volume de l'investissement initial (entre 200 et 300 M€) et de la longueur de la phase de développement (3-4 ans), il doit veiller à sécuriser l'ensemble des procédures, alors qu'il est contraint géographiquement à quelques sites, combinant alimentation en eau (pour le refroidissement de la centrale), en gaz (pour l'alimentation des turbines) et en électricité.

Le régime de l'exploitation

Lorsqu'il est compatible avec la PPI, un investissement privé dans une installation de production d'électricité relève de l'un des régimes administratifs possibles (concession, autorisation, déclaration). En effet, en France, l'activité consistant à exploiter une installation produisant de l'électricité (à partir de toute source d'énergie primaire) et les personnes physiques ou morales susceptibles de l'exercer sont réglementés.

Le titre est accordé pour une durée variable, soit par le ministre, soit par le préfet. La situation particulière dépend du type d'énergie et/ou de la puissance de l'installation envisagée. Si on écarte la situation particulière des centrales nucléaires et hydrauliques (pour ces dernières, la concession se substitue à l'autorisation pour les installations d'une puissance installée de plus de 4,5 MW), le régime le plus courant applicable aux autres sources d'énergies est celui de l'autorisation ou de la déclaration ministérielle.

Puissance installée	Type de regime
Nouvelle puissance installée \leq 4,5 MW	Déclaration
Nouvelle puissance installée augmentant de moins de 10% la puissance installée existante et autorisée	
Nouvelle puissance installée $>$ 4,5 MW	Autorisation
Nouvelle puissance installée augmentant de plus de 10% la puissance installée existante et autorisée	

L'autorisation d'exploiter peut être obtenue par la procédure de délivrance qui fait l'objet d'une demande d'autorisation (art.7 de la loi du 10 février 2000) ou par voie d'appel d'offres (art. 8 de la loi du 10 février 2000) organisé à l'initiative du ministre.

L'autorisation ou la déclaration d'exploiter une installation produisant de l'électricité est exigée pour obtenir un certificat d'obligation d'achat de l'électricité produite et pour le raccordement de l'installation aux réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité.

La procédure de raccordement

Lorsqu'il est compatible avec le schéma de développement du réseau d'électricité, le raccordement d'une installation de production d'électricité fait l'objet d'une demande du développeur ou de l'exploitant auprès du gestionnaire de réseau de transport (RTE), voire de distribution (ERDF, Gaz et Electricité de Grenoble, etc.).

La **procédure** implique trois étapes :

- la première étape, optionnelle, mais recommandée par RTE, est la commande d'une étude exploratoire indiquant des coûts et des délais de raccordement approximatifs et non engageants pour RTE. Elle est effectuée dans un délai de 6 semaines.
- la seconde étape, obligatoire, est la commande d'une proposition technique et financière (PTF) indiquant des coûts et des délais de raccordement au réseau précis et engageants pour RTE. Réalisée dans un délai de 3 mois, elle a d'une durée de validité de 3 mois à compter de la date d'envoi. La PTF est engageante lorsque le producteur entre dans la file d'attente (voir ci-dessous).
- la troisième étape, après acceptation de la PTF, RTE établit une convention de raccordement qui tient compte notamment des études de terrain et des consultations qu'il a réalisées. Cette convention engage RTE en termes de coûts et indique les délais prévisionnels pour la réalisation du raccordement.

La réservation définitive des capacités (**entrée dans la file d'attente**) est acquise par la signature de la PTF, dans un délai de 3 mois à compter de l'envoi et du versement de l'acompte d'un montant de 10% des coûts indiqués dans la PTF. Toutefois, un producteur peut entrer dans la file d'attente, selon le principe du premier arrivé, premier servi dès la demande de la PTF, à condition qu'il fournisse la copie de la décision accordant le permis de construire et la copie de la décision administrative d'autorisation d'exploiter une ICPE. Dans le cas d'une demande de PTF faite sans fournir ces deux documents administratifs, l'entrée en file d'attente se fait à réception de l'acceptation de la PTF accompagnée du versement de l'acompte, à moins que d'autres projets remettant en cause la capacité d'accueil fussent entrés en file d'attente préalablement à la réception de cette acceptation. Si tel était le cas, la PTF serait alors considérée comme caduque et l'acompte restitué au demandeur.

Concernant les **coûts de la procédure**, si l'étude exploratoire et la demande de PTF sont gratuites, la PTF, une fois signée, se traduit par le paiement progressif des dépenses engagées par RTE en vue de la réalisation du raccordement électrique. Le producteur doit verser l'acompte de 10%, au moment de la signature de la PTF, un deuxième acompte de 30% avant le début des travaux (au bout de 2 ans environ à compter de la signature de la PTF), un troisième acompte de 30% au bout de six mois à partir du commencement des travaux (au bout de 2 ans ½ environ à compter de la signature de la PTF) et enfin, le solde de 30% avant l'achèvement de l'ensemble des travaux de raccordement.

Encadre 10 : le régime spécifique de l'obligation d'achat

L'article 10 de la loi n°2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité instaure une obligation d'eDF et des distributeurs non nationalisés, d'acheter l'électricité produites par certaines installations de production d'électricité (valorisation des déchets, utilisation des réseaux de chaleur, production d'électricité à partir de biomasse, de l'énergie du vent, de l'énergie des mers, cours d'eau et lacs, de l'énergie radiative du soleil, cogénération, biogaz, géothermie, etc.), à un tarif réglementé, car fixé par arrêté ministériel après avis de la Commission de régulation de l'énergie, et incitatif (« *feed-in tariffs* »), car garantissant la rentabilité des investissements.

Sont donc exclues de ce dispositif les installations de production conventionnelle (nucléaire, thermique, notamment). Il suppose d'obtenir un certificat d'obligation d'achat délivré par le préfet (DRIRE) et de signer un contrat d'obligation d'achat auprès d'eDF. Dans le cas particulier des éoliennes terrestres, elles doivent être implantées à l'intérieur des zones de développement de l'éolien élaborées par les collectivités locales et entérinées par décision préfectorale.

Les tarifs réglementés et incitatifs dépendent du type d'énergie primaire.

IV - Les acteurs clés pour le développement de centrales de production électrique

La liste des acteurs clés potentiels pour le développement de centrales de production électrique en Bretagne et au Finistère peut être établie à partir de trois critères :

- les acteurs ayant déjà des projets réalisés, en cours ou annoncés en Bretagne ou au Finistère (développeurs d'installations éoliennes principalement) ;
- les acteurs déjà actifs sur le marché de l'électricité en France (négoce ou production) ;
- les acteurs énergétiques déjà impliqués dans leurs propres pays et en Europe, sur le segment de l'exploitation ou de l'investissement dans des moyens de production d'électricité.

Zelya Energy propose quelques noms de sociétés classées selon ces trois critères, étant entendu qu'une liste exhaustive sera fournie lors de la phase 3, en fonction notamment des solutions techniques retenues dans la phase 3.

a. Les acteurs déjà actifs sur le marché électrique au Finistère

Parmi les **acteurs déjà actifs sur le marché électrique en Bretagne**, citons :

- les développeurs ou exploitant de parcs éoliens :

- les grands groupes ou filiales de grands groupes : EDF EN, Compagnie du Vent, Enel Erelis, Juwi, Poweo...
- mais également les petits développeurs ou exploitants (encore) indépendants : société Eolienne Goulien, Breizh Avel, Plouguin SAS, Eole Energies,...
- les candidats au projet de centrale thermique à Ploufragan lors de l'appel d'offre lancé par RTE en 2006 : EDF, GDF-SUEZ, Electrabel, Electricité de Marseille.

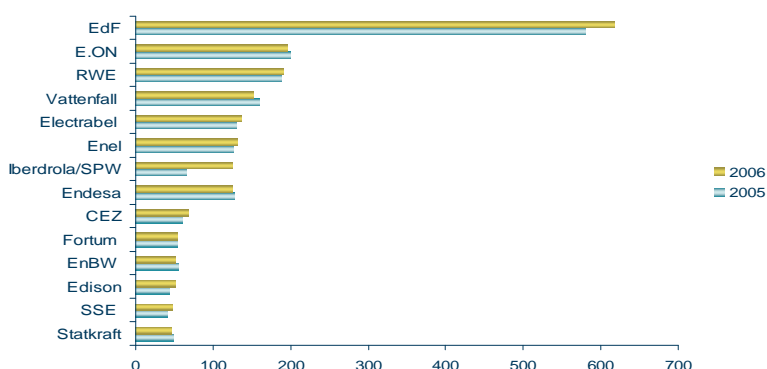
b. Les acteurs déjà actifs sur le marché électrique en France

Les **acteurs déjà actifs sur le marché électrique en France** sont doublement répertoriés par l'administration (Commission de régulation de l'énergie, Direction Générale de l'Energie et du Climat) :

- soit au titre de l'obligation de détenir une autorisation de fourniture (pour acheter et vendre de l'électricité, notamment sur Powernext). Certains d'entre eux n'étant que des négociants sans ambition d'investissement dans des actifs de production, on retiendra ici surtout les grands groupes ou filiales de grands groupes : Atel Energie, Direct Energie, E.ON, Endesa, Iberdrola, Snet,...
- soit au titre d'une concession, d'une autorisation ou d'une déclaration d'exploiter une installation de production d'électricité (pour l'exploitation d'une centrale de production). Les détenteurs d'une autorisation d'exploiter incluant notamment les producteurs ou exploitants indépendants de petites installations n'ayant pas nécessairement les capacités financières pour investir dans d'autres installations de production, on explorera de manière exhaustive cette liste lors de la phase 3, lors de l'identification des solutions techniques.

c. Les acteurs déjà actifs sur le marché électrique européen

Les **acteurs européens majeurs du secteur de l'électricité** sont historiquement les producteurs nationaux intégrés. Ils possèdent donc généralement un portefeuille de production correspondant à la mise en valeur des ressources nationales. Le graphique ci-dessous classe les premiers producteurs d'électricité en fonction des volumes d'électricité produits en 2005 et 2006. Elles sont toutes de dimension européenne ou internationale, et certaines d'entre elles sont liées par des liens d'actionnariat.



Classement des producteurs européens d'électricité en fonction de la production en TWh en 2005 et 2006

Acteurs-clés en Europe	Pays d'implantation principal
eDF (nucléaire, hydraulique, thermique, renouvelables)	France
E.ON (nucléaire, thermique, renouvelables)	Allemagne
RWE (nucléaire, hydraulique, thermique, renouvelables)	Allemagne
Vattenfall (nucléaire, hydraulique, thermique, renouvelables)	Suède
Enel (hydraulique, thermique, renouvelables)	Italie
Iberdrola (nucléaire, hydraulique, thermique, renouvelables)	Espagne
Endesa (hydraulique, thermique, renouvelables)	Espagne
CEZ (nucléaire, hydraulique, thermique, renouvelables)	République tchèque
Fortum (nucléaire, hydraulique, thermique, renouvelables)	Finlande
EnBW (nucléaire, hydraulique, thermique, renouvelables)	Allemagne
SSE (thermique, renouvelables)	Royaume-Uni
Statkraft (hydraulique, thermique, renouvelables)	Norvège

Gaz de France-Suez (France-Belgique) : hydraulique, thermique, renouvelables.