

Production d'électricité en France : 2010, année de tous les changements ?

Essai de typologie des producteurs d'électricité en
France dans la perspective de la Loi NOME

Analyse

Synthèse

Après 10 ans d'ouverture des marchés et dans la perspective de la Loi NOME (Nouvelle Organisation du Marché de l'Electricité), il paraît utile de se poser la question de savoir qui sont les producteurs d'électricité en France. Si, bien sûr, EDF, de par les choix industriels réalisés par la France, est le principal producteur, il n'en reste pas moins que le paysage de la production d'électricité a évolué - enchères, accords entre EDF et des nouveaux entrants, développement de la production décentralisée d'origine renouvelable, et devrait encore évoluer en profondeur - future promulgation de la Loi NOME, ouverture à la concurrence des concessions hydroélectriques, ...

Avril 2010

Sommaire

1	LE MODELE FRANÇAIS : LA PRODUCTION CENTRALISEE SUR BASE NUCLEAIRE.....	3
1.1	LES SPECIFICITES DU MODELE FRANÇAIS ET LA PRODUCTION CENTRALISEE D'ORIGINE NUCLEAIRE	3
1.2	LES OUBLIES DE LA PRODUCTION DECENTRALISEE AUX CONTRATS D'ACHATS : COGENERATION, GROUPES DIESEL, PCH	4
2	LA PRODUCTION D'ELECTRICITE APRES 10 ANS D'OUVERTURE A LA CONCURRENCE SUR LE MARCHÉ FRANÇAIS.....	5
2.1	ENCHERES, RACHATS ET ECHANGES D'ACTIFS, CLIENTS INDUSTRIELS, DEVELOPPEMENT DE CCGT	5
2.2	DEFI CLIMATIQUE ET BOOM DES ENERGIES RENOUVELABLES : LA CREATION D'UN MARCHÉ DES ENR ET L'APPARITION DE NOUVEAUX ACTEURS	6
2.3	UN ESSAI DE TYPOLOGIE DES PRODUCTEURS D'ELECTRICITE EN FRANCE	7
3	LOI NOME ET OUVERTURE A LA CONCURRENCE DES CONCESSIONS HYDROELECTRIQUES : VERS UNE NOUVELLE CONFIGURATION DU MARCHÉ FRANÇAIS ?	9
3.1	DU RAPPORT CHAMPSAUR A LA LOI NOME.....	9
3.2	OUVERTURE A LA CONCURRENCE DES CONCESSIONS HYDROELECTRIQUES	10
4	PROJECTIONS POUR L'APRES 2015 ?	11
5	ANNEXE : TEXTE DU COMPTE-RENDU DU CONSEIL DES MINISTRES DU 14 AVRIL 2010 SUR LA LOI NOME	12

1 Le modèle français : la production centralisée sur base nucléaire

Dans la perspective de la Loi NOME (Nouvelle Organisation du Marché Electrique) et de l'ouverture à la concurrence des concessions hydroélectriques, la question de l'accès à la production électrique est au cœur des débats énergétiques français – et rappelle, s'il en était encore besoin, le rôle crucial du sourcing comme clé de voûte dans l'organisation de la concurrence.

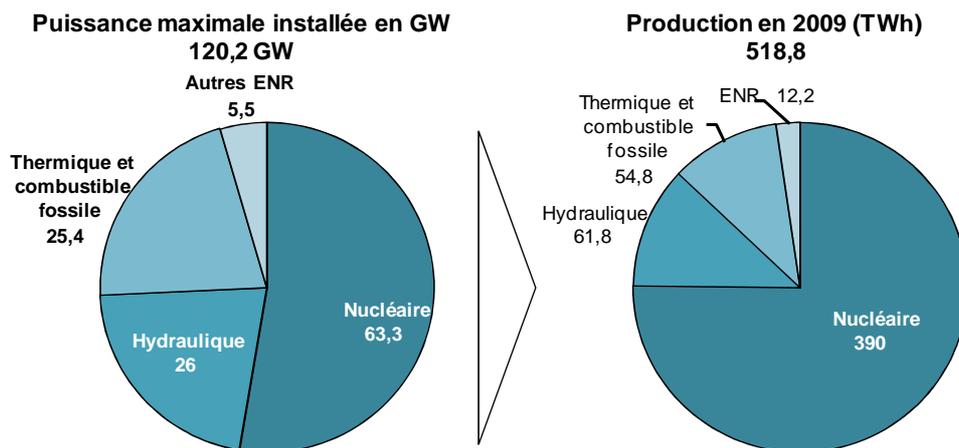
Si la France a bénéficié d'un modèle industriel intégré axé sur le nucléaire, des changements ont eu lieu ces dernières années (même s'ils ont été insuffisants au regard de l'ouverture à la concurrence) et d'autres pourraient reconfigurer le marché.

Si le modèle français est fondé sur un modèle de production centralisé, on a souvent tendance à oublier les acteurs historiques de la production décentralisée. Si, quand on pense électricité, on pense *de facto* à EDF, on oublie qu'un certain nombre de modifications ont eu lieu et que des nouveaux entrants sont aujourd'hui producteurs – directement ou indirectement. Avec les enjeux du défi climatique, on a également vu l'apparition d'acteurs des ENR – dans un foisonnement d'opérateurs. Avec les modifications législatives en cours de discussion, on va peut-être enfin vers une véritable ouverture du marché français (conditionnée à l'accès à la ressource) et en tous les cas à un paysage de producteurs-fournisseurs en pleine évolution.

1.1 Les spécificités du modèle français et la production centralisée d'origine nucléaire

Structure du mix de la production en France en 2009 : puissance installée et production

Source : données RTE



De la nationalisation du secteur de l'énergie qui voit la création d'EDF par la Loi du 8 avril 1946 au choix de la France d'assurer son indépendance énergétique suite à la crise pétrolière, la France est aujourd'hui un cas à part en Europe en terme d'organisation de la production de son électricité.

Avec un mix majoritairement nucléaire dans un modèle qui, dès l'origine, a été intégré au sein d'une seule entreprise détenant la majorité des actifs de production en France (et qui est encore aujourd'hui le seul opérateur autorisé à exploiter des centrales nucléaires), hormis les actifs détenus par la SNCF (SHEM), les collectivités locales (CNR) et par les Charbonnages de France (La Snet) mais également la production décentralisée (voir ci-après).

Cette spécificité permet aujourd'hui à la France – et aux consommateurs, de bénéficier des prix les plus bas de l'électricité en Europe mais, ouverture du marché oblige, ne permet pas à la concurrence de s'installer.

1.2 Les oubliés de la production décentralisée aux contrats d'achats : cogénération, groupes diesel, PCH

On a parfois tendance à oublier la production décentralisée historique, notamment la cogénération, la petite hydraulique et les groupes diesel.

Si bien sûr, ce type d'outils ne représente qu'une faible part du parc installé (de l'ordre de 7 000 MW pour une production de l'ordre de 22 TWh – 6% de la capacité installée, 5% de la consommation), sa valorisation annuelle représente près de 2 MdsEuros.

La production décentralisée aux tarifs d'achats : production installée et valorisation de la PCH, cogénération et groupes diesel

Source : analyse SEA sur données ADEME, EDF, ATEE, RTE

Caractéristiques	1 Hydroélectricité (PCH)	2 Cogénération	3 Groupes Diesel
Tarifs d'achat			
▪ Puissance concernée	▪ Puissance ≤ 12 MW	▪ Puissance ≤ 12 MW	▪ Ensemble
▪ Contrats	▪ H84,97-07, H01, H06	▪ C97, C99, C01	▪ Contrats « appel modulable »
▪ Fin programmée	▪ 2012 sauf si rénovations (H01, H06)	▪ 2010 sauf si rénovations (C97)	▪ 2008 et 2010
Potentiel théorique devant aller sur le marché	De l'ordre de 880 MW pour les contrats 97-07	803 installations pour une puissance installée de 2267 MW	De 700 à 800 MW
Puissance, Production, Coût d'achat par EDF (données 2009)	2070 MW 6 TWh 353 Mio€	5 366 MWe 15,8 TWh 1 774,5 Mio€	700 à 800 MW 22 GWh 54,7 Mio€
Opérateurs	Hors opérateurs dominants (EDF, GDF Suez), nouveaux entrants, une 15aine d'indépendants, ELD, industriels	Dalkia, Cofely, des indépendants, des ELD et des utilisateurs (industries)	Des ELD et des producteurs indépendants ayant investi au début des années 90

La majorité de ces outils sont soumis à des tarifs d'obligations d'achats (notamment pour les actifs d'une puissance inférieure à 12 MW) qui sont tous remis en cause aujourd'hui. Les outils de cogénération¹ se retrouvent dans divers secteurs (industrie, tertiaire, réseaux de chaleur) et restent opérés majoritairement par deux acteurs - GDF Suez (à travers Cofely) et Dalkia, même si des producteurs indépendants sont actifs sur ce marché, notamment dans le cadre de la remise en cause des tarifs d'achats.

La petite hydraulique, quant à elle, reste largement concentrée chez EDF mais également au sein de GDF Suez à travers la SHEM (plus marginalement au sein de la CNR qui dispose avant tout de grands barrages). Les autres opérateurs sont historiquement de petits producteurs indépendants dont certains des actifs ont été rachetés par des nouveaux entrants, dans la perspective de l'ouverture à la concurrence des concessions (Poweo-Verbund, Direct Energie, Alpiq, ...), l'objectif étant avant tout d'acquiescer une expérience sur le marché français. Des industriels et des ELD sont également détenteurs de ce type d'actifs.

¹ Pour plus de détails sur la cogénération, voir le site de l'ATEE, www.atee.fr

2 La production d'électricité après 10 ans d'ouverture à la concurrence sur le marché français

2.1 Enchères, rachats et échanges d'actifs, clients industriels, développement de CCGT

Même si le groupe EDF demeure le principal producteur d'électricité sur son marché historique, de réelles évolutions ont eu lieu au cours des dernières années à travers un certain nombre d'opérations entre EDF et les nouveaux entrants ou à l'initiative des nouveaux entrants et clients industriels :

Tableau de synthèse – Accès aux moyens de production d'électricité

Source : analyse SEA

Modalités	Caractéristiques	Exemples
Rachat d'actifs de productions par des nouveaux entrants	<ul style="list-style-type: none"> A concerné les actifs non détenus par EDF : Shem (SNCF), La SNET (Charbonnages de France), CNR (Collectivités locales) Concerne également des actifs de production décentralisée dont les tarifs d'achat arrivent à terminaison (PCH, cogénération) 	<ul style="list-style-type: none"> Ces différents actifs ont été rachetés par Electrabel (CNR pour 49%, SHEM – détenus aujourd'hui par GDF Suez suite à la fusion Suez / Gaz de France) et par Endesa (La Snet, appartenant à E.On suite aux rachats de certains actifs Endesa) Alpiq, Poweo, Direct Energie se sont positionnés sur la PCH
Enchères de capacités	<ul style="list-style-type: none"> Suite à la prise de contrôle par EDF d'EnBW et de OEW, l'UE a demandé à EDF la mise aux enchères de capacités de production sur le marché français (6 000 MW) 	<ul style="list-style-type: none"> Depuis sa mise en place en 2001, 35 procédures d'enchères ont été mises en place. 35 à 41 opérateurs ont répondu à chacune des enchères de capacités
Conseil de la Concurrence	<ul style="list-style-type: none"> En 2007, saisine par Direct Energie du Conseil de la Concurrence 	<ul style="list-style-type: none"> Direct Energie reprochait à EDF de pratiquer un ciseau tarifaire entre les offres de gros qu'il proposait aux fournisseurs alternatifs et les offres de détail proposées à ses clients. Le Conseil de la concurrence a donné raison à Direct Energie et EDF s'est engagé à mettre à disposition 1 500 MW de capacité nucléaire sous forme d'enchères.
Accords de gré à gré avec EDF et échanges d'actifs transnationaux (swaps d'actifs)	<ul style="list-style-type: none"> Ce type d'accord a généralement pris la forme d'échanges de capacités entre EDF et un autre producteur avec un exemple sur le marché français (Poweo), la majorité ayant eu lieu entre opérateurs transnationaux 	<ul style="list-style-type: none"> Poweo : mise à disposition croisée de capacités de production pour une puissance de 160 MW sur 15 ans, permettant à Poweo d'avoir accès sur la période 2007-2021 à de l'énergie en base. En échange POWEO met à la disposition d'EDF une partie de la capacité de production du CCGT de Pont-sur-Sambre E.On : E.On est devenu propriétaire à 100% de LA SNET dont le groupe ne détenait que 65% et reçoit 800 MW de droits de tirage sur la production nucléaire en France, en contrepartie EnBW reçoit des participations dans des centrales à charbon et des droits de tirage sur de la production nucléaire en Allemagne pour la même capacité. Enel : part de 12,5% dans l'EPR de Flamanville 3, option sur les 5 EPR suivants d'EDF en France, Accès à des capacités de production nucléaires de 600 MW à partir de 2008 pour atteindre 1200 MW en 2012, accès à 2 CCGT pour une participation entre 30% et 40% (soit une capacité de 400 à 550 MW). ENEL devrait disposer d'une capacité de l'ordre de 1750 MW en 2012. Accord de réciprocité pour EDF.
Développement d'actifs de pointe (CCGT)	<ul style="list-style-type: none"> Les scénarios d'évolution de la conso. d'électricité font état d'un besoin de renforcement des capacités en semi-base et pointe, investissements initiés entre autre par les nouveaux entrants* 	<ul style="list-style-type: none"> Les nouveaux entrants multiplient les projets de développement de centrales à gaz, c'est le cas de GDF Suez, E.On, Alpiq mais également des pures players qui ont revu leur business model et sont entrés sur la production (Poweo, Direct Energie)
Accès à la base par les industriels	<ul style="list-style-type: none"> Constitution d'un consortium de 26 industriels revendiquant un accès à la base sans intermédiaire 	<ul style="list-style-type: none"> Signature d'un contrat d'approvisionnement de 150TWh pendant 24 ans, prix d'achat estimé de 42 € / MWh
Tarif de cession	<ul style="list-style-type: none"> Historiquement, les ELD ont accès à l'énergie via un tarif de cession 	<ul style="list-style-type: none"> Sourcing spécifique des ELD pour fournir leurs clients sur leur territoire de desserte historique aux Tarifs Réglementés de Vente. Tarif moyen de 34 € / MWh

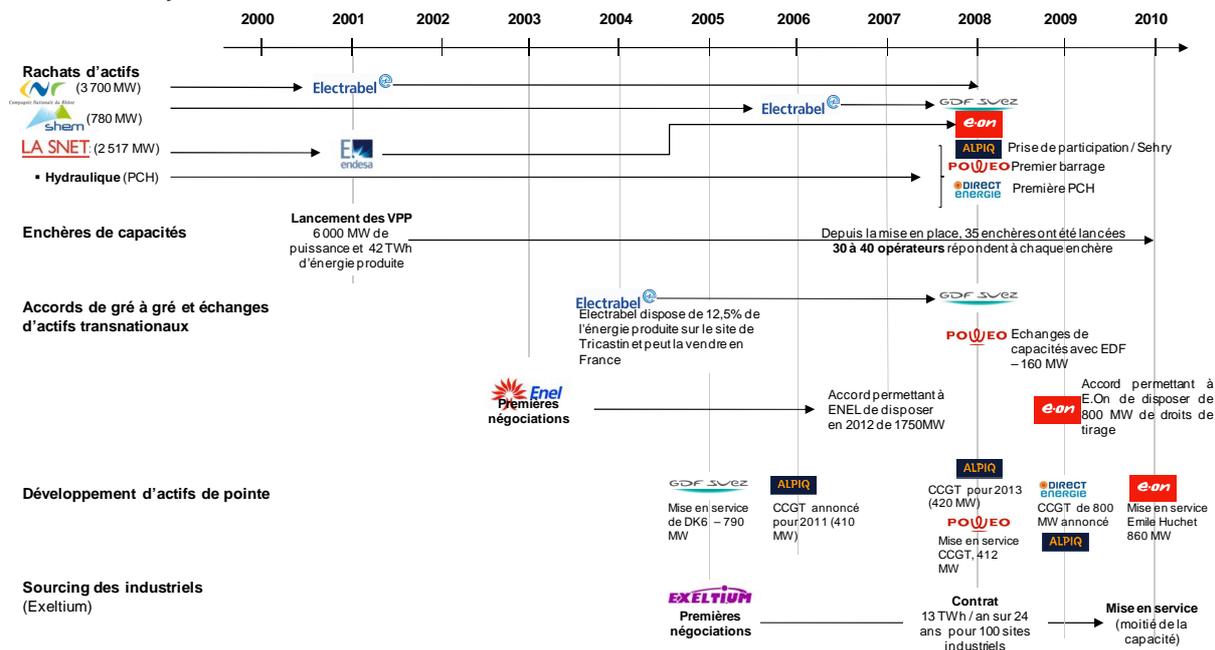
* Sur les réflexions sur la pointe, voir le Rapport Sido-Poignant remis au Gouvernement en Avril 2010:

http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/Rapport_Poignant-Sido_final.pdf

L'ensemble de ces opérations a eu lieu entre 2001 et aujourd'hui, avec une montée en puissance dans la perspective de 2007, date de l'ouverture totale du marché :

Illustration des opérations de montée en puissance des nouveaux entrants dans la production

Source : analyse SEA sur données sociétés

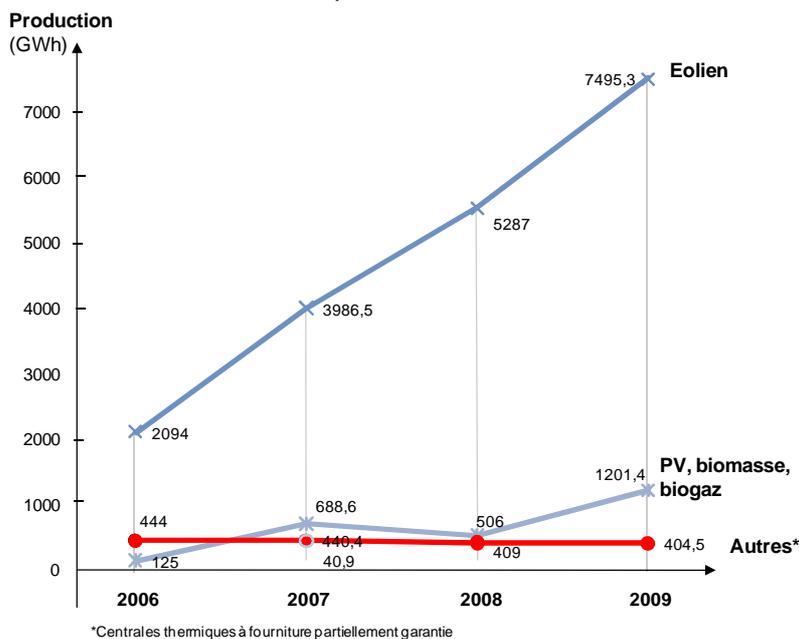


2.2 Défi climatique et boom des énergies renouvelables : la création d'un marché des ENR et l'apparition de nouveaux acteurs

A partir du Protocole de Kyoto (1997), un ensemble de dispositifs ont été déclinés au niveau de l'Union Européenne et de la France, notamment pour promouvoir les énergies renouvelables, l'un des objectifs étant d'intégrer 20 % d'énergies renouvelables dans la consommation d'énergie. Ces évolutions ont véritablement créé un marché de la production à base d'ENR, avec des systèmes incitatifs à l'investissement, la production la plus développée étant aujourd'hui l'éolien :

Evolution de la production aux tarifs d'achats par an entre 2006 et 2009 (en GWh) hors ZNI

Source : données CRE sur déclarations EDF pour calcul de la CSPE



Si les producteurs-fournisseurs (EDF, GDF Suez, E.On, Enel, Poweo, Direct Energie, etc.) se sont positionnés, on a vu également apparaître plusieurs de nouveaux opérateurs sur le marché de l'énergie :

Typologie des développeurs de parcs éoliens en France

Source : analyse SEA

Typologie	1 Producteurs - Commercialisateurs	2 Leaders des ENR	3 Opérateurs des Services énergétiques	4 Producteurs indépendants
Exemples	<p>Les leaders :</p> <ul style="list-style-type: none"> EDF Energies Nouvelles, GDF Suez (Compagnie du Vent, Eneria, Eole Generation) <p>Autres</p> <ul style="list-style-type: none"> Enel, E.On, Poweo, Direct Energie, etc. 	<ul style="list-style-type: none"> Iberdrola Renovables EDP Eole RES ... / ... 	<ul style="list-style-type: none"> Veolia (Eolfi) Adelis (Idex) ... / ... 	<p>D'origine étrangère :</p> <ul style="list-style-type: none"> Sorgenia Spa (Française d'Eoliennes), Boralex, etc. <p>Français : Energie Team, Ecovent, David Energies, Alizé Energie, Aerowatt, etc.</p>

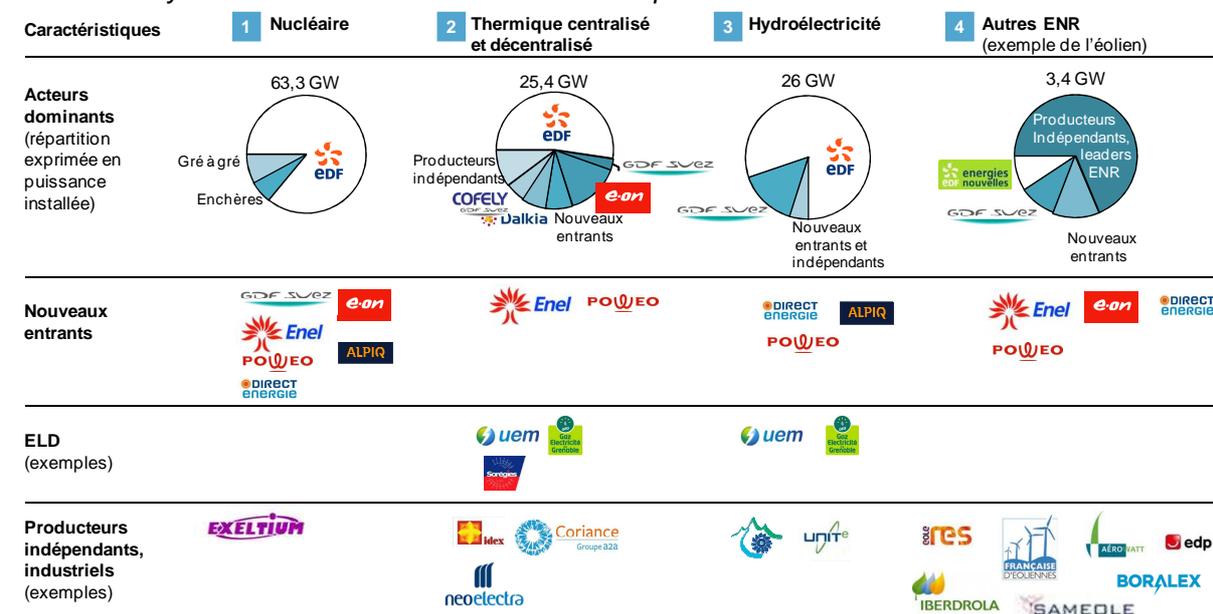
A côté des producteurs-fournisseurs se sont installés en France les leaders mondiaux des ENR (comme Iberdrola Renovables ou RES) mais également des groupes de services énergétiques (Véolia, Idex, etc.), des producteurs indépendants d'origine étrangère (comme le canadien Boralex) et a favorisé l'émergence de développeurs français.

Ce marché des énergies renouvelables reste donc encore aujourd'hui très fragmenté avec une multitude de petits acteurs dans une dimension souvent régionale. Ce foisonnement d'opérateurs reste lié à des tarifs de rachat de l'électricité à des prix très attractifs et sur longue période.

2.3 Un essai de typologie des producteurs d'électricité en France

Qui détient des actifs de production : un essai de typologie

Source : analyse SEA sur données sociétés et statistiques nationales



On propose dans le schéma ci-avant une évaluation et une illustration² des producteurs d'électricité en France. Ce schéma reste à titre illustratif mais permet de positionner les acteurs.

² Les données présentées peuvent ne pas être exhaustives, ce qui n'est pas l'objet de ce document, les informations concernant les marchés énergétiques étant parfois contradictoires entre elle. Il est à noter que sur ce même constat, l'UFE – Union Française de l'Electricité a pris l'initiative de publier des données sur le secteur à l'adresse suivante : www.observatoire-electricite.fr

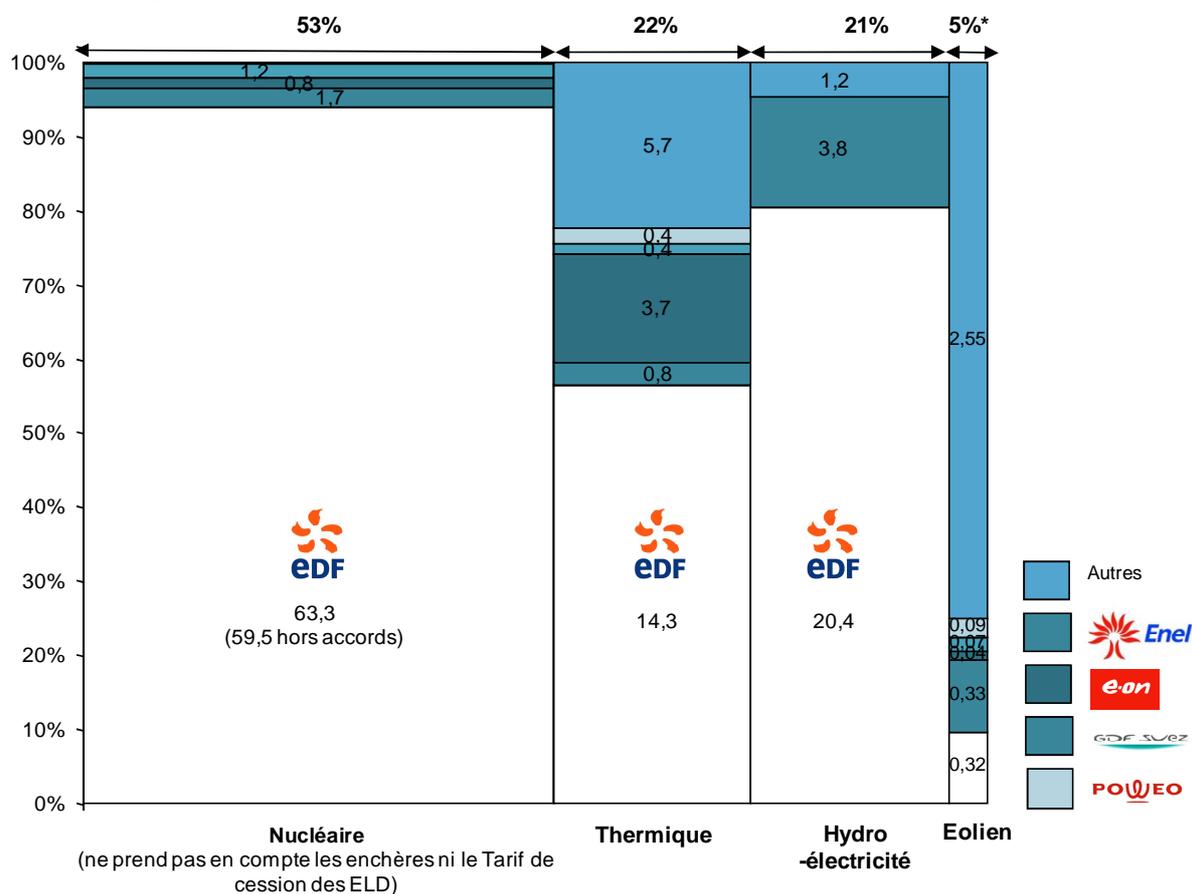
Si l'on prend les 4 grandes sources de production d'électricité en France, on notera :

- **la prépondérance naturelle d'EDF sur le nucléaire** (qui représente la grande majorité du mix de production en France) malgré les accords existants et les enchères de capacité,
- **une situation plus contrastée sur le thermique** en raison des rachats opérés par des nouveaux entrants, le développement de CCGT, l'historique de la cogénération, segment sur lequel on retrouve un ensemble d'acteurs, des nouveaux entrants aux ELD (cogénération et / ou droits de tirage sur des CCGT comme Sorégies),
- **une situation proche de celle du nucléaire sur l'hydroélectricité** malgré la présence de GDF Suez et de la PCH,
- **une situation inverse sur les ENR** – l'exemple de l'éolien étant flagrant, les deux acteurs prépondérants – EDF Energies Nouvelles et GDF Suez – ne détenant chacun que de l'ordre de 10% des capacités aujourd'hui installées.

On donne ci-après une estimation de la répartition des capacités détenues directement ou indirectement par les principaux opérateurs actifs sur le marché :

Estimation de la répartition des capacités en puissance installée en 2009 (GW) – Marché français

Source : analyse et estimations SEA sur données sociétés



* Pour l'ensemble des ENR hors hydro.
 N.B.: Enel: données dans la perspective de 2012 ; pour GDF Suez, nucléaire : 1100 MW + contrat « nuclear release » de 555 MW avec EDF jusqu'en 2022 ; Poweo a accès à 339 MW en base – swap + enchères

Mais cette configuration peut être remise en cause, notamment sur le nucléaire et l'hydroélectricité avec d'une part la Loi NOME donnant accès aux fournisseurs actifs sur le marché français à la base régulé et avec l'ouverture à la concurrence des concessions hydroélectriques.

▪ Questions

Reste que la Loi NOME pose encore des questions et notamment en terme d'applications. Si le projet dans ses objectifs est clair, restent un certain nombre de questions :

- quelle répartition d'allocation des volumes et dans quel planning ?
- à quel prix et en fonction de quelle évolution des tarifs réglementés de ventes (les deux étant indissociables) ?⁵
- quel impact sur le tarif de cession des ELD dans ce nouveau schéma ?
- quelle évolution sur le marché des particuliers après 2015 ?

3.2 Ouverture à la concurrence des concessions hydroélectriques

En parallèle des implications futures de la Loi NOME, les concessions hydroélectriques vont également être ouverte à la concurrence, ce qui peut reconfigurer également le paysage de la production en France.

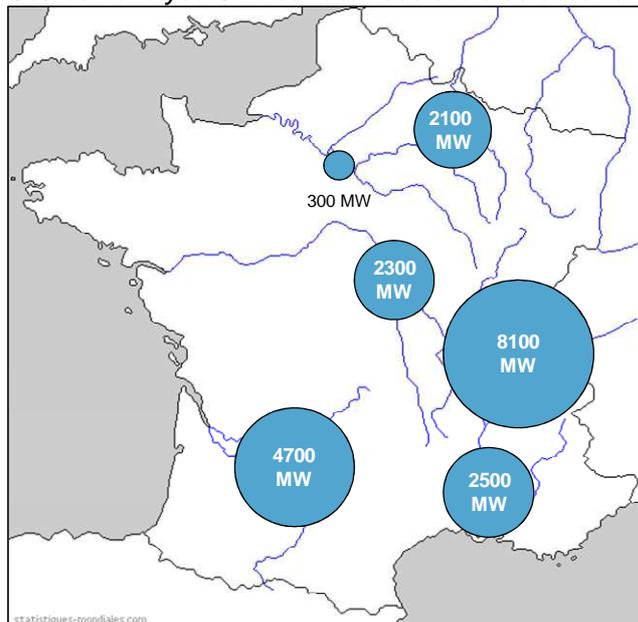
▪ Contexte des concessions hydroélectriques

Les concessions hydroélectriques sont réglementées par la loi du 16 octobre 1919 relative à l'utilisation de l'énergie hydraulique. Les concessions concernent la force hydraulique, propriété de l'Etat. Chacune d'elles fait l'objet d'une délégation de Service Public délivrée par l'État (Digec) lorsque la puissance est supérieure à 100 MW (décret en Conseil d'Etat) ou par la DRIRE concernée pour une puissance inférieure à 100 MW (arrêté préfectoral). La durée d'une concession est de 75 ans. Chaque renouvellement suppose de revoir toutes les conditions d'exploitation. Leur renouvellement commence 11 ans avant l'échéance, pour un accord de principe 6 ans plus tard.

▪ Enjeux

Répartition géographique des concessions et détenteurs des concessions aujourd'hui

Source : analyse SEA sur données sociétés et carte sur données EDF



▪ Concessionnaires hydrauliques

399 ouvrages pour une puissance totale de l'ordre de 23300 MW pour une production annuelle de l'ordre de 63 TWh.

▪ Les principaux concessionnaires : 99,5% de la puissance installée

- EDF avec 322 ouvrages et de l'ordre de 84% de la puissance installée
- GDF Suez à travers la SHEM et la CNR avec 47 ouvrages et de l'ordre de 15,5% de la puissance installée

▪ Les autres

De petits producteurs ou des nouveaux entrants (Poweo-Verbund ou Hydro Développement pour des concessions de 4,5 MW) détenant 30 ouvrages pour une puissance installée de l'ordre de 0,5% de la puissance installée

L'ensemble des concessions devront être renouvelées d'ici 2040, les renouvellements se faisant en fonction de la terminaison des concessions. Lancé le 22 avril 2010, le processus concernera d'ici à 2015 une cinquantaine d'ouvrages regroupés au sein de dix concessions d'une capacité totale de près de 5 300 MW, soit environ 20 % de la puissance du parc hydroélectrique français⁶.

⁵ Pour rappel, lors de la publication du Rapport Champsaur, EDF indiquait qu'un prix régulé de la base cohérent avec le coût économique complet du parc historique se situait à 45 €/MWh en 2008, précisant que la part de l'énergie est en moyenne de 34 €/MWh dans les tarifs réglementés (bleus, jaunes et verts), niveau nettement inférieur au coût actuel de production du parc d'EDF (y. c. frais d'allongement de la durée de vie des centrales, coûts de démantèlement et rémunération du capital investi). A terme, le prix encadré devrait s'orienter vers un niveau qui permette aux opérateurs de rentabiliser la construction de nouvelles unités (de 54 € à 60 €/MWh).

⁶ Pour le détail des mises en concurrence, voir le site du Ministère : <http://www.developpement-durable.gouv.fr/Les-concessions-hydroelectriques.html>

Dans le cadre de la future compétition, les actuels détenteurs des concessions comme les nouveaux entrants se sont déjà déclarés :

- tout d'abord les actuels concessionnaires, EDF et GDF Suez à travers la SHEM et sa participation dans la CNR,
- les nouveaux entrants E.On, Enel, Alpiq, Statkraft, Poweo-Verbund, Direct Energie,
- d'autres acteurs comme les producteurs indépendants ou des ELD impliquées sur la PCH pourraient se positionner sur de petites concessions.

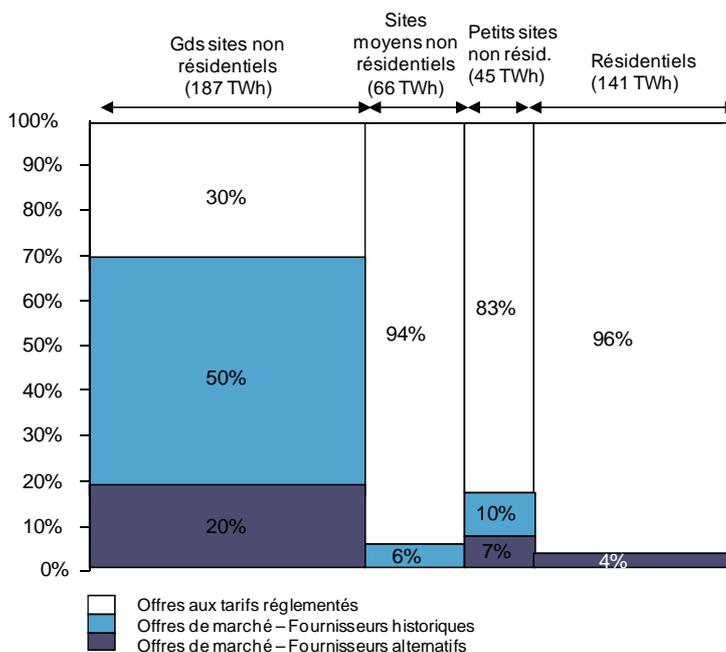
Mais cette future compétition ne relèvera pas d'une simple valorisation d'actifs, notamment parce que suite à la Loi Grenelle 2, les modalités des régimes de redevance devrait évoluer, leur niveau devant être défini vallée par vallée et réparti à parité entre l'Etat et les collectivités locales (la redevance devrait être plafonnée afin d'éviter de donner trop de poids au critère financier). Mais au-delà des enjeux financiers comme des compétences complexes à maîtriser en terme de gestion des ouvrages hydrauliques, un ensemble d'autres compétences / connaissances sont à maîtriser :

- connaissance et compréhension des enjeux d'aménagement du territoire, connaissance du tissu local où sont situés les ouvrages, connaissance de la complexité et de la multiplicité des acteurs impliqués (collectivités, administrations, associations, etc.),
- engagements en termes d'environnement et d'efficacité énergétique en plus du critère financier.

4 Projections pour l'après 2015 ?

Répartition des consommations d'électricité par types d'offres au 31.12.2009

Source : analyse CRE sur données GRD, RTE, fournisseurs historiques



Faire des projections sur l'après 2015 en terme d'organisation du marché relève de la pure anticipation en terme de détentions d'actifs de production comme de parts de marché (quelle répartition de l'accès à la base régulée ? qui gagnera des concessions hydroélectriques ? quelle sera la répartition des investissements dans la pointe ?). On peut néanmoins penser que si la Loi NOME est appliquée, le marché sera structuré avec un panel de producteurs-fournisseurs sur un marché devenu vraiment concurrentiel.

Par ailleurs, et au-delà de montrer que la concurrence a du mal à s'installer sur le marché – à part sur les grands sites, on peut noter sur le schéma ci-avant que les sites non résidentiels représentent près de 300 TWh de consommation, soit 68% du total et qu'avec la Loi NOME, mais également avec les actifs des nouveaux entrants, la part de production détenue ou accessible par les nouveaux entrants va représenter plus de 60% de la consommation des sites non résidentiels, de quoi effectivement organiser la concurrence.

5 Annexe : texte du compte-rendu du Conseil des Ministres du 14 avril 2010 sur la Loi NOME

CONSEIL DES MINISTRES DU 14 AVRIL 2010

PROJET DE LOI

ORGANISATION DU MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

Le ministre d'État, ministre de l'écologie, de l'énergie, du développement durable et de la mer, en charge des technologies vertes et des négociations sur le climat, a présenté un projet de loi portant nouvelle organisation du marché de l'électricité.

Ce projet fait suite aux préconisations d'une commission composée d'élus et d'experts économistes, juristes et industriels, présidée par M. Champsaur, que le Gouvernement a mise en place fin 2008. Le rapport de cette commission a donné lieu à des consultations, à la suite desquelles le Gouvernement a annoncé, en septembre 2009, qu'il engagerait une réforme de nature législative.

Le projet de loi régleme les rapports entre fournisseurs d'électricité afin que tout fournisseur soit mis à même de proposer un prix compétitif à ses clients. Chaque fournisseur pourra acquérir, auprès d'EDF, à hauteur des stricts besoins de ses clients situés en France et sous contrôle de la Commission de régulation de l'énergie, de l'électricité à un prix représentant les coûts complets de production du parc électro-nucléaire d'EDF. Ce dispositif sera mis en place jusqu'en 2025 et limité en volume.

Le projet de loi fait également évoluer le système des tarifs réglementés, en pérennisant ces tarifs pour les petits clients, et en prévoyant à terme l'extinction de ceux-ci pour les gros clients, compte tenu de la mise en place de dispositions permettant à tous les fournisseurs de présenter de façon pérenne à leurs clients des offres compétitives.

Le projet de loi inclut par ailleurs une disposition issue du rapport du groupe de travail sur la maîtrise de la pointe de consommation en électricité, remis le 1er avril 2010 au ministre d'Etat par les parlementaires Serge Poignant et Bruno Sido. Cette disposition impose à tous les fournisseurs de disposer à terme de capacités d'effacement de consommation ou de production suffisantes pour approvisionner tous leurs clients. Elle renforce ainsi la sécurité d'approvisionnement et les incitations à investir.

En assurant des conditions équitables d'accès à l'électricité nucléaire issue du parc historique et en favorisant les investissements permettant de maîtriser la pointe de consommation, le projet de loi incitera les fournisseurs à se différencier par leur capacité à innover et à proposer des services de gestion intelligente de la demande, au bénéfice des consommateurs.



SEA Conseil en stratégie est un cabinet de conseil qui accompagne ses clients sur des problématiques de croissance

- sur quels métiers investir, rester ou sortir ?
- comment continuer à croître ou à augmenter la rentabilité sur des activités existantes ?
- quelles sont les opportunités de marché et les menaces concurrentielles ?
- quelles sont les priorités managériales ?