

Rôle des différentes parties prenantes au marché de l'électricité dans le modèle proposé conjointement par l'UNIDEN et le CLEEE

1. Executive Summary	2
1.1 Constat.....	2
1.2 Objectifs	3
1.3 La nécessaire implication de la puissance publique.....	4
1.4 Eléments clefs de la proposition de design de marché.....	4
2. L'organisation du marché de l'électricité doit être en cohérence avec les caractéristiques du bien « électricité »	6
2.1 Caractéristiques du bien « électricité »	6
2.2 Conséquences sur l'organisation du marché de l'électricité	10
3. Production d'électricité.....	11
3.1 Définition des actifs dont la production d'électricité doit être considérée comme « Régulée ».....	11
3.2 Détermination de la quantité d'«Electricité Régulée » mise à disposition	11
3.3 Nouveaux moyens de production.....	12
3.4 Les producteurs répondant à un appel d'offres lancé par la Puissance Publique.....	13
3.5 Fin de vie des actifs amortis, à la fin de la durée initiale du contrat	14
4. Accès des consommateurs d'électricité au marché	15
4.1 Besoin du consommateur	15
4.2 Formation d'une offre aux consommateurs par un Fournisseur	15
4.3 Accès à la part régulée	16
4.4 Accès aux nouveaux moyens de production	17
4.5 Cas spécifique des électro-intensifs	18
4.6 Cas spécifique des petits et moyens consommateurs	19
4.7 Cas spécifique des gestionnaires de réseau	19
4.8 Pourquoi les consommateurs ne souhaitent pas un système d'enchères ?	20
4.9 Conclusion préliminaire du point de vue du consommateur.....	20
5. Vision synthétique du rôle des différents acteurs.....	21
5.1 Rôle de la Puissance Publique.....	21
5.2 Rôle des Producteurs & Fournisseurs	21
5.3 Rôle des Consommateurs	22
6. Impact environnemental de cette proposition	23
7. Mise en œuvre	24
Annexe 1 : Glossaire.....	25
Annexe 2 : Contraintes « physiques » du système électrique.....	28
Annexe 3 : modèle simplifié d'attribution des volumes régulés.....	30
Annexe 4 : La facture pour le client final.....	33
Annexe 5 : Tableau synthétique des flux envisagés.....	34
Annexe 6 : graphes de consommation en France, par moyen de production, heure par heure.	35

Objectif : décrire aussi précisément que possible le fonctionnement réel du modèle du marché électrique tel qu'envisagé par l'UNIDEN et le CLEEE, pour les différents acteurs y prenant part¹.

Un glossaire de certains termes est attaché en annexe 1.

1. Executive Summary

1.1 Constat

Plus de 10 ans après la première directive instaurant l'ouverture du marché de l'électricité, on ne peut que dresser un **constat d'échec** de la situation :

- l'absence de véritable compétition à la production a entraîné une diminution des réserves de capacité² ;
- l'absence de concurrence à la commercialisation, toutes les offres étant alignées sur le cours du marché du moment, lui-même aligné sur le coût marginal de production de la centrale thermique la moins performante³ ;
- pas de liberté de contracter à long terme dans des conditions économiques raisonnables⁴ ;
- en conséquence, les prix ont flambé : triplement entre 2003 et 2008; sans commune mesure avec l'augmentation du coût moyen de production⁵, entraînant un risque majeur pour la compétitivité de nos entreprises.

L'introduction de la concurrence ne constitue pas un objectif en soi. Elle devait être, dans l'esprit de ses promoteurs, un moyen d'améliorer le fonctionnement du système: coûts de production et, par conséquent, prix de vente plus compétitifs ; optimisation des investissements ; meilleure sécurité énergétique.

L'objectif atteint est manifestement à l'opposé des intentions initiales des promoteurs.

¹ La présentation faite devant la commission Champsaur le 19 Novembre est annexée à cette contribution, pour rappel.

² Alors même qu'un des objectifs poursuivis avec la mise en concurrence était la sécurité d'approvisionnement (sur la réserve, cf. CitiGroup, Aluminium, The Balance of Power, May 12th 2008)

³ Il en résulte que la différenciation des offres des fournisseurs ne se fait pas sur le critère prix mais, le cas échéant, sur les services associés à la fourniture

⁴ La question des contrats long terme n'a pas été abordée par la Commission Européenne dans le troisième paquet énergie malgré le besoin pressant exprimé par les différents acteurs de cadre juridique précis et un High Level Group organisé en 2006 sur le sujet, alors même que la Direction Concurrence est en train de créer une jurisprudence très contraignante sur ce sujet

⁵ Le prix du contrat annuel de l'électricité de base sur le marché Powernext est ainsi passé de 23€/MWh en 2003 à près de 60€/MWh aujourd'hui, après avoir atteint un pic de 92€/MWh à l'été 2008. Rappelons que plus de 90% de l'électricité produite en France provient de sources nucléaires et hydrauliques dont le coût comptable de production est resté stable sur cette période, voire même a décliné si l'on tient compte de l'amortissement des centrales nucléaires.

La mise en place d'un véritable marché électrique européen nécessiterait théoriquement :

- une anticipation des besoins et une optimisation des investissements associés ;
- la liberté pour les producteurs d'investir dans les pays de leur choix les technologies de leur choix ;
- l'absence d'entrave réglementaire sur le transport ;
- la mise en place d'une autorité de régulation européenne forte ayant clairement pour objectif d'empêcher toute dérive excessive entre coûts de production et prix de marché.

Ces préalables sont malheureusement loin d'être atteints. Aussi, dans l'intervalle, une solution pérenne et équilibrée doit-elle être mise en œuvre.

Le fonctionnement actuel du marché, que nous dénonçons sans relâche, ne peut en aucun cas être utilisé comme référence⁶.

1.2 Objectifs

Conformément au projet présenté à la Commission Champsaur le 19 novembre, l'UNIDEN et le CLEEE présentent ci-après une organisation du marché de l'électricité à destination de tous les consommateurs, du particulier à l'électro intensif, et répondant, dans la durée, aux objectifs suivants :

- maintenir la compétitivité de nos entreprises et le pouvoir d'achat des particuliers en faisant bénéficier les consommateurs des investissements réalisés depuis 1946 à l'initiative de la puissance publique ;
- favoriser les investissements en donnant une visibilité long terme au consommateur ainsi qu'au producteur et en garantissant une juste rémunération des producteurs existants ou nouveaux ;
- permettre et inciter la concurrence pour la construction de nouveaux moyens de production ;
- promouvoir la maîtrise de la consommation d'énergie électrique, notamment lors des périodes de pointe, pour réduire les tensions tant sur les réseaux qu'au niveau de l'utilisation du parc de production, et limiter le recours aux moyens de pointe plus polluants.

⁶ Tout mécanisme qui aurait pour effet d'entériner les prix de marché comme référence - quitte à permettre des compensations éventuelles (transport, CSPE, taxes autres)- est fondamentalement inadapté et de plus porteur de risques opérationnels élevés, la compensation nécessaire étant très volatile et pouvant être élevée, les risques de distorsion entre coût supporté et compensation fort complexes, et le dispositif pouvant en outre être remis en cause à tout moment en fonction des contraintes budgétaires.

1.3 La nécessaire implication de la puissance publique

Le caractère non substituable (tant pour l'outil industriel que les besoins du particulier) d'une part et non stockable d'autre part de l'électricité lui confère une spécificité qui oblige les acteurs à assurer un équilibre instantané entre offre et demande à tout instant, et durable à moyen et long terme.

Toute organisation de marché doit donc comprendre une composante programmatique forte, nécessitant une intervention de la puissance publique dans le cas où le libre jeu des acteurs ne permet pas d'assurer la sauvegarde de ces équilibres.

La puissance publique garantissant la disponibilité du bien « électricité » dans la durée, il est légitime qu'elle aménage une répartition équitable du bénéfice que chaque acteur peut tirer de la production découlant des décisions publiques.

Cette intervention publique permet également d'assurer une bonne visibilité à long-terme, favorise ainsi les engagements dans la durée à la fois des producteurs et des consommateurs et assure la sécurité d'approvisionnement.

1.4 Éléments clefs de la proposition de design de marché

L'électricité de base ou de semi-base produite par les centrales existantes, nucléaires ou hydrauliques, est mise à disposition des consommateurs à un Prix Administré permettant aux producteurs de couvrir leurs coûts (amortissements, coûts d'exploitation et maintenance, coûts de l'extension de durée de vie, coûts du démantèlement) et aux consommateurs de bénéficier des atouts de ces filières.

Chaque consommateur dispose d'un droit d'accès à cette « Électricité Régulée » en fonction de son profil de consommation.

Par ailleurs, les producteurs investissent librement dans de nouveaux moyens de production. La commercialisation de l'électricité résultant de ces nouveaux moyens de production se fait sous forme de contrats de gré à gré, y compris de long terme, ou sur les marchés de court terme.

Chaque consommateur décide librement de la durée et de la nature de ses engagements, à travers un accès aux différentes composantes de production qui soit en cohérence avec son mode de consommation (saisonnalité, régularité, flexibilité...) et sa capacité d'engagement (financier, durée...).

En pratique, un consommateur souhaitant s'approvisionner en électricité a la possibilité de contracter directement auprès des producteurs, ou alors de s'adresser au Fournisseur de son choix.

Dans le premier cas, sa démarche est la suivante :

- achat d'«Électricité Régulée », à hauteur de sa quote-part éligible, à un Prix Administré ;
- possibilité de contracter directement auprès d'un producteur l'accès à une « nouvelle » capacité de production ;

- possibilité de contractualiser auprès d'un producteur ayant des capacités existantes et non « régulées », notamment les moyens de production thermique à flamme ;
- possibilité d'accéder aux marchés de court terme afin d'assurer son risque d'équilibrage.

Dans le second cas, sur la base de son profil de consommation, et d'une durée souhaitée de fourniture, le consommateur met en concurrence les Fournisseurs, dont l'offre comportera :

- une part d'Électricité Régulée, à hauteur de la quote-part à laquelle a droit le consommateur, qui lui sera fournie à un Prix Administré ;
- une part complémentaire d'électricité, à prix librement négocié, provenant d'actifs de production existants non régulés ou de nouvelles capacités de production. A noter que c'est principalement sur cette part que le Fournisseur pourra ou non être compétitif, notamment dans le cas où le consommateur demande accès à une offre de long terme ;
- la composante d'équilibrage. Dans ce cas, c'est la nature et l'étendue du portefeuille de clients du Fournisseur qui permettra d'offrir au consommateur la meilleure valorisation de sa flexibilité, pouvant inclure des demandes d'effacement en heures de pointe.

Les mécanismes actuels de gestion de l'électricité à très court terme sont conservés et notamment l'équilibrage du réseau grâce au service proposé par les bourses du type Powernext *day-ahead* ; ou via les mesures propres au gestionnaire de réseau (mécanisme d'ajustement, services système, effaçabilité...).

La puissance publique s'assure de la bonne adéquation entre les investissements réalisés et planifiés et la demande prévisionnelle. Si le libre jeu des acteurs, à long terme comme à court terme, ne permet pas la réalisation de ces investissements, la puissance publique a la possibilité de lancer un appel d'offres permettant de garantir un investissement suffisant en moyens de production nécessaires à l'équilibre du réseau, conformément à la programmation pluriannuelle des investissements (PPI).

2. L'organisation du marché de l'électricité doit être en cohérence avec les caractéristiques du bien « électricité »

Si l'électricité est considérée comme une « marchandise » au sens des Traités Européens, force est de reconnaître que ce n'est pas une marchandise comme les autres.

Il convient donc tout d'abord de rappeler ses spécificités, que tout mode d'organisation du marché doit prendre en compte.

2.1 Caractéristiques du bien « électricité »

La plupart des usages de l'électricité ne sont pas substituables à court terme.

En effet, le particulier, hormis pour une partie de la composante « chauffage », ne peut pas substituer par une autre énergie son utilisation d'électricité.

De même pour l'industriel, toute décision d'investissement a un effet irréversible sur le choix de son mode de consommation énergétique pour une durée de 10 à 20 ans : il est donc nécessaire de bénéficier d'une visibilité élevée afin de réaliser ces investissements (de ce point de vue, il convient de signaler les importantes campagnes de promotion d'EDF dans les années 90 qui vantaient, d'une part la compétitivité de l'énergie électrique, et d'autre part, la stabilité de son prix pour inciter les industriels à choisir des process électriques).

L'électricité étant souvent considérée comme une énergie « propre », son usage est même amené à se diversifier et donc la consommation à augmenter (voiture électrique...) ainsi que le montrent toutes les projections réalisées.

L'électricité n'est d'une façon générale, pas stockable.

Seuls les réservoirs de grande capacité et suffisamment remplis pourraient être assimilés à un stockage d'électricité. Encore faudrait-il que cette réserve, quand elle existe et est disponible, puisse être utilisée non pas au profit d'un seul acteur mais pour l'équilibre offre-demande au niveau national, ce qui n'est pas le cas aujourd'hui⁷.

Le bien électricité n'étant ni substituable ni stockable, il existe donc, afin d'éviter toute raréfaction de la production du bien, un besoin naturel de régulation pour assurer que la capacité de production est suffisante pour faire face à la demande.

Il est donc nécessaire d'assurer à tout instant l'équilibre sur le réseau.

C'est une des missions les plus importantes du gestionnaire de réseau de transport que d'assurer à court terme la stabilité du réseau, c'est à dire son équilibrage.

RTE, dont l'activité est complètement régulée, s'assure donc que les moyens mis en œuvre permettent de répondre à cet objectif par :

- le marché de l'électricité de pré-équilibrage (J-1 pour J) ;

⁷ Cf. Rapport de surveillance de la CRE sur le fonctionnement des marchés de gros français de l'électricité et du gaz naturel en 2007 (point 3.2.3)

- le mécanisme d'ajustement pour l'équilibrage en infra journalier ;
- la contractualisation des services systèmes auprès des producteurs.

Se rajoute à ces moyens existants, l'expérimentation en cours par RTE de la contractualisation de l'effacement des consommateurs.

Le moyen ultime d'équilibrage, ainsi que nous l'avons constaté en novembre 2006, est le délestage de la distribution afin de préserver l'intégrité du réseau.

Il est donc admis par tous, de façon « naturelle » que doivent coexister pour l'équilibrage court terme deux mécanismes : l'un de marché (bourse court terme, ajustement...) et un autre complètement régulé.

Au-delà de ces aspects court terme, il est également impératif d'assurer un équilibre à moyen et long terme de l'offre et de la demande.

Étant donné les délais d'obtention d'autorisation et de construction des moyens de production (de l'ordre de 10 ans pour l'EPR), cette programmation doit se faire à un horizon minimum de 20 à 30 ans. Force est de constater à ce stade que la marchandise « électricité » est bien particulière puisqu'elle est la seule à combiner les 3 éléments suivants : non stockabilité, non substituabilité et pour laquelle la résorption du déficit de production prend plusieurs années, au mieux⁸.

Or, comme observé hors d'Europe, le fonctionnement actuel du « marché » n'est pas en mesure de garantir, à lui seul, l'existence des moyens de production suffisants à un horizon temporel si éloigné.

Au sein de l'Union Européenne, les premières années de l'ouverture du marché européen ont été caractérisées par la disparition de surcapacités de production⁹, et depuis lors, tous les exercices de programmation effectués par les organisations internationales, les États Membres ou les producteurs montrent inlassablement que les investissements à réaliser sont très significatifs. Toutefois, les décisions effectivement prises d'investissement ne sont pas suffisantes pour faire face au remplacement des actifs vieillissants et à la hausse de la demande, notamment de pointe. De plus, même si beaucoup de projets sont annoncés, fort peu sont réellement développés¹⁰ et cette tendance a peu de chance de changer étant donné la situation économique à court terme.

De la même manière, et malgré la mise en avant par ses défenseurs des avantages du « signal prix », le fonctionnement actuel du marché n'a pas permis de progresser dans la maîtrise de la consommation de pointe.

Dans son bilan prévisionnel, RTE estime la perte de capacité d'effacement à 2200 MW depuis l'ouverture du marché. Les offres faites aux consommateurs industriels n'incitent pas à la modulation ou à l'effacement, un MWh produit sur un moyen de pointe et vendu au prix fort

⁸ Le cas de l'Afrique du Sud est à ce niveau là exemplaire : le sous investissement dans les capacités, le raccordement des populations noires défavorisées, couplés à un boom économique sans précédent, obligent le pays à rationner la consommation d'électricité, non seulement en période de pointe mais de façon structurelle depuis 1 an et pour quelques années encore.

⁹ Cf. rapport du Sénat de 2007 sur la sécurité d'approvisionnement

¹⁰ Les oppositions de plus en plus fréquentes des riverains devant des projets d'installations de production développés dans l'urgence sans toute la concertation préalable nécessaire et hors schéma d'aménagement (d'abord avec l'éolien et maintenant avec les cycles combinés gaz) sont un élément significatif à prendre en compte

étant toujours plus avantageux pour le producteur qu'un MWh effacé. L'échec des mécanismes de marché est tel dans ce domaine que RTE a jugé nécessaire de lancer son propre appel d'offres auprès des consommateurs industriels pour retrouver de la capacité d'effacement en période de tension. Pour les consommateurs particuliers, le retrait des offres de tarifs EJP puis tempo prive là encore le système d'un outil performant de maîtrise de la pointe.

La forte augmentation de la consommation de pointe nécessite par ailleurs des investissements qui sont difficiles à rentabiliser. Pierre Gadonneix, lors de son audition le 10 décembre 2008 à l'Assemblée Nationale, a reconnu que les mécanismes de marché actuels ne permettraient pas d'investir aisément même pour un acteur comme EDF, notamment dans les outils d'extrême pointe : « Une centrale comme celle de Vaires ne fonctionne ainsi que quelques heures par an et même si cette électricité se vend à un prix élevé, l'amortissement reste extrêmement difficile ».

Ceci crée un effet de rareté et entraîne les prix à la hausse sur un prétendu marché libre.

Or l'électricité a ceci de particulier qu'elle constitue une marchandise essentielle au fonctionnement de l'économie, de sorte qu'une carence des structures de production n'est pas permise, sans que cela ait une conséquence forte sur l'activité économique.

Pour reprendre les propos de P.M. Abadie lors du colloque du Club Énergie & Développement du 13 janvier dernier¹¹ : « le coût d'une défaillance du système en cas de sous-investissement est sans commune mesure avec celui d'un sur-investissement ».

Il est dès lors du ressort de la puissance publique, non seulement d'établir cette vision programmatique des besoins et de l'offre – et c'est le sens de la démarche PPI – mais également de s'assurer que la production minimum nécessaire à la réalisation de cet objectif d'équilibre est mise en œuvre.

En ce sens, il est nécessaire, conformément aux directives européennes, que la puissance publique puisse réaliser des appels d'offres et ainsi garantir la réalisation des moyens de production nécessaires à moyen et long terme, que ce soit en ultra pointe, en pointe, semi base ou base.

De la même façon que cela est fait aujourd'hui pour l'équilibre court terme, il convient ainsi d'assurer une juste combinaison de mécanismes de marché et de régulation pour assurer des équilibres tant physiques qu'économiques sur le moyen et le long terme.

L'échange d'électricité étant soumis à des contraintes physiques (lois de Kirchhoff, capacités limitées des interconnexions), les marchés physiques d'échange d'électricité sont nécessairement régionaux.

Il semble utile de rappeler que l'électricité prend toujours le chemin de moindre réactance, et cela en dépit de toutes les directives ou législations imaginables.

Un certain nombre d'exemples illustrant cette réalité sont rappelés en annexe 2.

Il est donc illusoire de vouloir faire fi de la réalité de la géographie ou de la localisation des moyens de production¹² : le marché unique de l'électricité ne se décrète pas et ne peut exister

¹¹ Colloque présidé par F.-M. Gonnot : "Quel avenir pour les prix et tarifs de l'énergie ?"

¹² Cf. Annexe 2

au sens commun usuel de marché unique puisque les lois de la physique imposent des délimitations de marché subies.

Le développement des interconnexions, thème d'actualité favorisé par les initiatives régionales, aidera certainement à la fluidification des échanges mais ne permettra en aucun cas un marché unique puisque les contraintes physiques, géographiques et/ou environnementales perdureront, quoi que puissent souhaiter les pouvoirs publics communautaires.

Si le développement des interconnexions permet d'assurer l'optimisation des moyens de production à l'instant t et d'améliorer la sécurité du système en cas de défaillance ponctuelle, il ne saurait être envisagé comme un moyen d'assurer l'équilibre offre / demande de zones structurellement déficitaires en production sur le long terme, les moyens de production devant être localisés près des zones de consommation.

L'électricité n'est pas un bien « financierisable »

Il est clairement établi que l'effet « stock » constitue la composante fondamentale de tout marché libre, notamment dans les commodités¹³.

En effet, seuls les stocks permettent à un acteur économique d'effectuer un choix rationnel entre acheter (ou vendre) aujourd'hui ou demain. J'achète aujourd'hui pour stocker si le coût total du produit stocké est inférieur au prix que je paierais si je l'achetais demain.

Or cet arbitrage n'est bien entendu pas possible avec l'électricité puisqu'on ne peut pas la stocker. Les prix « écran » proposés à ce jour ne sont que des prix reflétant une estimation de la valeur de l'électricité spot dans le futur (c'est à dire la moyenne de contrats de très court terme), fonction d'un hypothétique mix énergétique, absolument pas le prix d'une fourniture de moyen ou long terme. L'introduction des Powernext Futures visait d'ailleurs initialement à créer une référence de prix à terme indépendante des fluctuations des prix spot, ces derniers étant « excessivement volatils et reflètent des besoins ponctuels d'équilibrage » selon les mots de M. Conil-Lacoste. On a pu constater depuis que cet objectif n'était pas atteint.

De plus, l'électricité n'étant pas stockable, le prix, s'il a un plancher, n'a pas de plafond. Des prix supérieurs à 1000 €/MWh ont été déjà observés sans lien avec aucune réalité physique, ces prix ne correspondant pas à un coût de production et n'étant associés à aucune offre d'effacement de consommation. L'estimation des prix futur à partir des prix de très court terme contient donc intrinsèquement un biais protégeant le vendeur.

Or un consommateur souhaitant s'engager sur le long terme doit pouvoir accéder à un prix qui corresponde à son engagement de long terme (qui est tout sauf une somme d'engagements court terme). Le modèle actuel de marché n'a donc pas de sens pour un tel consommateur.

Le meilleur moyen pour les acteurs (producteurs, investisseurs, consommateurs) de sécuriser des engagements de long terme est de contracter sur une base industrielle, avec une composante *investissement*, une composante *coûts opérationnels* et enfin une composante *combustible* (avec éventuelles émissions associées). Cette partie combustible peut seule être financiarisée, qu'il s'agisse de production au gaz ou au charbon, plus difficilement pour l'uranium. Néanmoins, dans ce dernier cas, la part du combustible dans le coût total étant marginale, la question de la couverture est de moindre importance.

¹³ Mme A. Belaisch, économiste au FMI, le rappelait d'ailleurs lors d'un colloque récent, à l'Université Paris Dauphine

Enfin, le(s) mode(s) de production de l'électricité relève très largement de la subsidiarité (libre choix par les Etats Membres)

Le cas exemplaire de subsidiarité est l'auto-détermination par chaque Etat Membre de l'utilisation ou non de la production nucléaire. Entre les interdictions, les moratoires et autres « phase out », bon nombre d'Etats Membres se sont engagés démocratiquement, par référendum ou vote des représentants élus, à sortir du nucléaire.

De même l'utilisation des ressources naturelles (lignite en Allemagne, charbon en Pologne, hydraulique par grand barrage...) résulte d'un choix libre de chaque Etat. En effet, exploiter des mines, déplacer des villages, noyer une vallée nécessitent un consensus social large, et chaque Etat Membre se laisse la liberté de développer ou non ces potentialités.

L'électricité représente donc un bien très particulier pour lequel les modes de production sont à la fois multiples (thermique à flamme, nucléaire, hydraulique, éolien, solaire...), différenciés économiquement (coût pouvant varier d'un facteur 1 à 10) et pour lequel la subsidiarité de chaque Etat Membre s'applique à un large pan de la capacité de production.

2.2 Conséquences sur l'organisation du marché de l'électricité

Une marchandise dont les trajets d'échange ne peuvent être contraints par la voie législative, non substituable, non stockable, dont les déficits structurels de production ont des conséquences sur plusieurs années, et dont la financiarisation directe ne fonctionne pas, doit avoir une organisation de marché spécifique.

La puissance publique est donc nécessairement, que ce soit à court terme via le RTE et la régulation propre au réseau de transport, ou à long terme via la programmation des investissements des moyens de production, au centre de la problématique électricité.

En France, les choix passés ont bien été effectués en ce sens et, après une période marquée par des investissements massifs participant à la sécurisation de l'approvisionnement dans les moyens de production (années 70 et 80) et le paiement de ces investissements via le système des tarifs, les acteurs (producteurs et consommateurs) doivent pouvoir récolter la pleine valeur de cet héritage aujourd'hui amorti.

Pour autant, les besoins d'investissement en nouveaux moyens de production, qu'il s'agisse de remplacer les moyens existants ou d'anticiper la hausse de la demande, sont significatifs.

Aussi est-il nécessaire aujourd'hui de définir un nouveau cadre permettant d'assurer un ajustement du parc de production qui soit conforme avec les besoins identifiés par l'autorité publique tout en permettant au consommateur de bénéficier des choix passés.

3. Production d'électricité

3.1 Définition des actifs dont la production d'électricité doit être considérée comme « Régulée »

Tout moyen de production ayant été développé grâce à la forte implication des Pouvoirs Publics est inclus dans ce mécanisme. Ceci est le cas en France pour le nucléaire et l'hydraulique « au fil de l'eau ».

De même tout moyen de production dont le développement demande une autorisation de type « concession » relève de ce mécanisme. Ceci est le cas pour l'hydraulique, dont il faut noter que la France remet en concurrence les concessions qui arrivent à échéance par un processus d'appel d'offres. C'est donc bien la Puissance Publique qui va décider de l'attribution de ces concessions renouvelées.

Les actifs électronucléaires et hydroélectriques ("au fil de l'eau") sont par ailleurs les actifs dont les coûts de revient sont les plus stables dans la durée et la rente de situation la plus élevée.

Enfin, la production qui bénéficie aujourd'hui de l'obligation d'achat (éolien, solaire, cogénération...) est naturellement, et comme le droit européen l'y autorise explicitement, incluse dans cette part régulée. Cette partie-là ne fait toutefois pas l'objet de cette note puisque les mécanismes existants sont satisfaisants.

3.2 Détermination de la quantité d'«Electricité Régulée » mise à disposition

Les pouvoirs publics déterminent annuellement un volume d'électricité régulée en fonction des facteurs suivants :

- puissance installée des moyens de production visés au 3.1 sur les 20 prochaines années, en cohérence avec la PPI ;
- production attendue, année par année, de ces moyens de production ;
- demande attendue en France pour chacune des années considérées.

Le volume profilé ainsi déterminé devra être adapté de façon à prendre en compte les obligations du système électrique (exportations, contrats pré-existants...) ¹⁴.

¹⁴ Estimation du volume d'Electricité Régulée pour 2010 (source RTE, "Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France", édition 2007).

Données de production de base en projection 2010 :

Electricité Régulée = Production nucléaire : 430 TWh + Production hydraulique « au fil de l'eau »: 30 TWh - Solde exportateur : 45 TWh. Soit, pour 2010, un volume d'Electricité Régulée supérieur à 415 TWh.

Données de consommation projection 2010 : 494 TWh.

L'Electricité Régulée représente donc pour 2010 ~ 84% de la consommation.

Les producteurs disposant de capacités de production « régulées » sont rémunérés par les acteurs (Consommateurs étant leurs propres responsables d'équilibre ou Fournisseurs), sur la base :

- d'un volume annuel de production, fixé *ex-ante* par la Puissance Publique en fonction des capacités de production « régulées » dudit producteur ;
- d'un prix administré, correspondant au coût moyen de long-terme des capacités de production « régulées » des producteurs, incluant : amortissements, coûts d'exploitation et maintenance, coûts de l'extension de durée de vie, coût du démantèlement.

Les écarts entre les coûts spécifiques de production de chacun des producteurs et le prix administré moyen en résultant sont ensuite régularisés analytiquement par la Puissance Publique.

L'excédent de production des centrales « régulées » au-delà de ce volume est disponible sur les marchés, notamment à l'export.

Aussi le producteur est-il incité à :

- maximiser le taux de disponibilité de ses centrales « régulées », les volumes excédentaires pouvant être librement vendus sur le marché, au prix de marché ;
- optimiser le coût de fonctionnement de ses centrales « régulées », et en supporter le risque/bénéfice résultant.

En cas de non respect de ses obligations de disponibilité, il se voit dans l'obligation de fournir l'électricité manquante à partir d'autres actifs ou du marché.

Il est à noter qu'un producteur ayant un parc suffisant doit se voir définir des objectifs plus ambitieux de disponibilité que celui disposant d'un parc moindre.

3.3 Nouveaux moyens de production

Le PPI permet à la Puissance Publique de déterminer les investissements nécessaires à la garantie de l'équilibre de moyen-long terme, tout en s'assurant de la convergence du mix énergétique national avec les objectifs communautaires.

Par ailleurs, tout investisseur est libre, sous réserve des autorisations administratives prévues¹⁵, de construire ses propres centrales de production et de commercialiser l'électricité ainsi produite :

- à long-terme à des Fournisseurs ou à des grands consommateurs ;
- à court terme sur les marchés.

¹⁵ Au titre des IPE, ICPE...

L'investisseur doit contracter au moins 70%¹⁶ de sa capacité à long terme auprès de consommateurs ou de Fournisseurs. Dans le cas des centrales de pointe et d'ultra-pointe, ce seuil de 70% pourra être adapté pour prendre en compte leurs contraintes de fonctionnement

Les conditions sont libres, et résultent du libre jeu de la concurrence et de la négociation.

Néanmoins, si la rémunération demandée par le producteur était déconnectée de l'équilibre économique (coûts, risques) d'un tel actif, le recours à l'arbitrage des Pouvoirs Publics serait requis¹⁷, ceci dans le but unique d'aboutir à un résultat industriellement équilibré.

L'obligation de contracter 70% de la capacité à long terme sécurise les consommateurs mais également les producteurs existants, et leur permet de concentrer leurs forces dans leurs projets d'extension internationale qui vont mobiliser leurs capitaux pour de très nombreuses années.

Si l'investissement ne correspond pas aux besoins identifiés dans la PPI, alors soit il est excédentaire, car les acteurs peuvent avoir une anticipation des besoins futurs en électricité différent de la PPI, soit la PPI n'est pas assurée (déficit de capacité).

Auquel cas, la Puissance Publique est amenée à lancer une procédure permettant de rectifier cet écart au besoin identifié ainsi que décrit au 3.4 ci dessous.

3.4 Les producteurs répondant à un appel d'offres lancé par la Puissance Publique

Afin d'assurer l'équilibre offre-demande sur le long-terme, la Puissance Publique a la possibilité de lancer des appels d'offres pour de nouvelles capacités de production, en base, semi-base ou en pointe¹⁸.

Tout producteur a la possibilité de répondre aux appels d'offres lancés par la Puissance Publique. Les producteurs sont donc en situation de concurrence et l'offre retenue par la Puissance Publique devra :

- répondre aux contraintes et exigences techniques fixées dans l'appel d'offres : la capacité installée nécessaire, la disponibilité nécessaire *a minima* de la centrale pour répondre à des besoins futurs en base, semi-base ou en pointe, la durée de vie de la centrale nécessairement supérieure ou égale à la durée du contrat long-terme demandé par la Puissance Publique, le respect des contraintes environnementales (émission de CO₂...), le délai de mise en service, le temps de mise en route, etc.

¹⁶ Ce seuil de 70% est établi de la façon suivante : (i) suffisant pour sécuriser un financement de l'actif tout en laissant place à une optimisation de court terme ; (ii) accessible quelle que soit la technologie puisqu'en règle générale, hormis les centrales de pointe, un actif de production ne peut fonctionner de façon économique en dessous de ce seuil (au dessous de 50 à 60 %, de taux de charge, certaines installations ne peuvent fonctionner de façon satisfaisante)

¹⁷ A l'instar de ce qui est mis en place dans l'est des Etats-Unis (PJM), où une équipe de 150 personnes contrôle en permanence les prix du marché, ou en Allemagne, où, en cas de litige, la loi impose au producteur d'apporter la preuve d'une corrélation raisonnable entre les coûts de production de l'électricité et les prix de vente.

¹⁸ En France, ce dispositif a déjà été utilisé quand RTE a lancé un appel d'offre international pour la mise en œuvre de moyens de production en ultra pointe afin d'assurer un approvisionnement sécurisé en Bretagne (centrale de St Briec), dont la remise en cause récente illustre les difficultés rencontrées pour implanter de nouveaux moyens de production même là où ils sont nécessaires.

- être compétitive en termes de prix offert, sachant que le prix de l'électricité produite à partir de la future centrale devra se décomposer en une *part fixe*, représentant le capital à investir, rémunéré au coût moyen pondéré du capital de l'investisseur, et en une *part variable* indexé sur l'évolution des coûts marginaux de production de ladite centrale (coûts d'opérations et de maintenance et coût du combustible).

La centrale sera complètement amortie sur la durée du contrat de façon à ne pas faire porter de risque autre qu'opérationnel à l'investisseur.

En outre, l'investisseur devra démontrer sa capacité technique et financière à répondre à un tel appel d'offres, ainsi que cela est déjà pratiqué dans le cadre du renouvellement des concessions hydrauliques.

A l'issue du processus d'appel d'offre, les prix et conditions négociés par la Puissance Publique auprès du producteur s'imposent à toutes les parties désireuses de contracter tout ou partie de la capacité de production de cet actif.

Au cas où un minimum de 70% de cette capacité ne serait pas contracté, la Puissance Publique versera automatiquement cette capacité dans les capacités « Régulées » de façon à assurer au producteur la rentabilité attendue.

Dans la mesure où cette procédure doit rester une mesure dérogatoire, tout producteur se mettant de façon délibérée dans la situation de recourir à cette procédure plutôt que de développer seul son actif (par exemple en refusant de façon abusive l'accès de Fournisseurs ou consommateurs à son projet) se verrait alors pénalisé.

3.5 *Fin de vie des actifs amortis, à la fin de la durée initiale du contrat*

Au-delà de la durée initiale du contrat, si l'actif de production est de nature « Régulée » (au sens défini en 3.1), la production sera versée dans les capacités « Régulées » et le producteur sera rémunéré comme producteur d'électricité « Régulée » ; dans le cas contraire, le producteur sera libre de commercialiser son électricité sur le marché.

Cette qualité doit être déterminée dès le processus initial de l'actif de façon à s'assurer qu'aucune disposition contractuelle (renouvellement, dédommagements...) n'entrave le bon fonctionnement du mécanisme à la fin de la durée initiale du contrat.

Si des investissements sont nécessaires de façon à assurer le bon fonctionnement des actifs versés au *pool* « Régulé », ils devront être validés par la Puissance Publique et dûment rémunérés.

4. Accès des consommateurs d'électricité au marché

L'évolution de la demande, à court-terme comme à long-terme, est le déterminant principal de la stratégie de la Puissance Publique et des autres acteurs du marché (Fournisseurs et producteurs).

4.1 Besoin du consommateur

Chaque consommateur:

- a droit à sa quote-part d'Électricité « Régulée ». Dans le cas des grandes entreprises, cette électricité est attribuée de façon agrégée, au niveau de chaque groupement d'entreprises (au sens groupe de filiales consolidées..). Il peut ensuite, s'il le désire, déléguer ce droit à un Fournisseur pour la durée d'un contrat ;
- doit pouvoir librement contracter des capacités à long terme dans des nouveaux actifs de production si cela correspond à ses moyens et sa stratégie ; le cadre réglementaire doit être simplifié en conséquence pour permettre de tels accords ;
- doit pouvoir librement être acteur sur les marchés de court terme pour assurer son propre équilibre.

Le consommateur doit donc pouvoir, suivant sa stratégie, contractualiser ses besoins auprès d'un Fournisseur pour la durée qu'il souhaite ou assurer sa propre responsabilité d'équilibre, en choisissant alors de ne pas passer par un Fournisseur.

4.2 Formation d'une offre aux consommateurs par un Fournisseur

L'offre du Fournisseur en situation de concurrence se compose :

- de la quote-part d'Électricité Régulée à laquelle le consommateur a droit et qui lui est fournie au Prix Administré ;
- du complément d'électricité nécessaire pour couvrir le besoin du client, qui lui est vendu à un prix librement négocié, et qui inclut typiquement :
 - une part provenant d'actifs de production non régulés, notamment thermiques à flamme, ou de nouvelles capacités de production. Il peut s'agir soit de ses propres centrales de production, soit d'un outil de production d'un producteur tiers auquel il a accès, à un prix négocié avec ce dernier sur le long-terme ;
 - une part d'électricité acquise ou vendue sur le marché, au prix de marché, pour l'équilibrage de son portefeuille, prenant en compte les profils de consommation de l'ensemble de ses clients ;

- ses coûts de fonctionnement et sa marge de commercialisation.

La compétitivité de l'offre du Fournisseur dépend donc principalement de son accès aux nouveaux moyens de production et à sa volonté d'en faire bénéficier tel ou tel client.

Dans un second temps, d'autres éléments tels que la flexibilité de son portefeuille client, celle de la consommation du client, la complémentarité entre la consommation du client et celle du portefeuille peuvent également participer à une différenciation des offres.

Par exemple, un fournisseur ayant un très grand portefeuille client aura d'un côté plus de flexibilité à offrir à ses clients quant à la qualité demandée pour ses prévisions de consommation, mais sera également beaucoup moins sensible à la capacité d'un client de moduler ou effacer tout ou partie de sa consommation.

4.3 Accès à la part régulée

A chaque consommateur est affectée une part du volume total d'Électricité Régulée qui a été défini par la puissance publique.

La répartition entre consommateurs de cette Électricité Régulée répond aux principes suivants :

- **Facilité de mise en œuvre** : quel que soit le segment de consommation considéré (clients à courbe de charge, client profilé, client assurant lui-même la responsabilité d'équilibre, etc.), il importe que ce mécanisme incitatif puisse être mis en place de façon homogène pour tous les consommateurs, soit individuellement quand les modes de comptage le permettent, soit de façon profilée.
- **Répartition équitable** entre les différents segments de consommation selon les caractéristiques des besoins (ex.: profil de consommation, répartition horosaisonnaire, télé-relève ou profilage, prévisibilité et répétabilité du profil, etc.). La clef de répartition de cette quantité présente, conformément à l'esprit du Grenelle et aux trois grands objectifs européens (sécurité d'approvisionnement, compétitivité et durabilité) un aspect incitatif à la maîtrise des pointes de consommation et au lissage de la courbe de charge.

Un profil régulier sera favorisé par rapport à un profil accidenté consommant majoritairement en période de pointe, ce dernier profil faisant davantage appel à des moyens de production de pointe plus onéreux et plus polluants.

Le volume global annuel d'Électricité Régulée est déterminé annuellement comme vu en 3.2, soit pour mémoire en fonction :

- de la puissance installée des moyens de production visés au 3.1 sur les 20 prochaines années, en cohérence avec la PPI ;
- de la Production attendue, année par année, de ces moyens de production ;
- de la Demande attendue en France pour chacune des années considérées.

Ce volume d'Électricité Régulée est ensuite réparti entre les différents types de consommateurs en respectant les critères d'équité définis précédemment.

Les profils de consommation de ses clients, par type de client, sont communiqués ex ante par le consommateur / Fournisseur à la Puissance Publique, sur la base de ses propres estimations et ouvrent droit à un certain volume annuel d'Électricité « Régulée ».

A l'issue de chaque année calendaire, la Puissance Publique vérifie la consommation réelle du consommateur et/ou de l'ensemble des clients du Fournisseur et le pénalise en cas d'écarts négatifs entre le profil prévisionnel communiqué et le profil constaté¹⁹.

Les prix auxquels cette énergie sera fournie seront fixés et réactualisés de manière à assurer une juste rémunération du producteur, compte tenu des obligations régulées (obligations d'achat), d'une incitation à l'amélioration de la disponibilité des actifs, du caractère déjà rentabilisé des actifs.

L'incitation à la disponibilité se traduit par la capacité d'un producteur à commercialiser librement sur le marché l'électricité produite au-delà de ses engagements auprès de la Puissance Publique.

Il est donc nécessaire que les investissements nécessaires à l'obtention de cette disponibilité cible lui soient justement rémunérés par le mécanisme de prix mis en place.

L'annexe 3 décrit comment la part régulée d'électricité est attribuée soit directement soit *via* un Fournisseur au consommateur. Mécaniquement toute la capacité régulée est attribuée et le mode de répartition favorise la partie prévisible de la courbe de charge des consommateurs.

4.4 *Accès aux nouveaux moyens de production*

En sus des volumes fournis par les producteurs d'Électricité Régulée, un Fournisseur (ou un consommateur) doit avoir accès à d'autres moyens de production, tels que :

- ses propres capacités de production. Plus ses outils de production seront compétitifs, plus le Fournisseur pourra proposer des offres compétitives à ses clients ;
- les capacités de production contractées à long-terme et à prix négociés auprès d'un ou plusieurs producteur(s) ;
- les capacités de production disponibles à court terme sur le marché de l'électricité. Le Fournisseur est alors exposé au prix de marché.

A noter que les Fournisseurs qui investissent dans de nouveaux moyens de production pour répondre à la demande de leurs clients actuels et futurs disposent d'un avantage compétitif sur

¹⁹ Par analogie, ce raisonnement peut être comparé assez simplement aux droits d'accès aux stockages tels qu'ils ont été définis dans le cadre du nouveau système gazier en France.

Si l'UNIDEN est à l'origine d'une procédure en Conseil d'Etat contre un arrêté d'application portant sur l'accès aux stockages, il est rappelé que ce n'est pas le principe même de droits au stockage en fonction du profil qui est visé par cette action, mais ses modalités d'application, jugées pénalisantes et discriminatoires (notamment le stockage négatif).

les Fournisseurs s'approvisionnant sur le marché ou par le biais de contrats long-terme avec des producteurs.

Ces prix sont librement négociés. Néanmoins il existe deux contraintes permettant d'assurer la réalisation des investissements :

- au moins 70% de la capacité doit être contractée à long terme ;
- au cas où la Puissance Publique doit lancer un appel d'offres pour que l'investissement soit réalisé, les conditions économiques résultant de cet appel d'offres s'imposent aux parties contractantes.

4.5 Cas spécifique des électro-intensifs

Du fait de leur situation spécifique, notamment au regard de l'impact des prix de l'électricité sur leur valeur ajoutée, et du fait de leur consommation importante et stable en base (i.e. toutes les heures de l'année), le cas des industriels électro-intensifs doit dans le cadre général du schéma décrit ci dessus, comporter des spécificités liées à ses caractéristiques intrinsèques de capacité d'engagement à long terme pour une utilisation de base.

- Le mode d'attribution de la part Régulée décrite en 4.3 ne lui est, a priori, pas préjudiciable car, comme d'autres acteurs, sa forte consommation en base est dotée d'une part significative d'Électricité Régulée.
- L'accès, à long terme sur une base de « coûts réels » aux nouveaux moyens de production, permet à l'industriel de sécuriser son approvisionnement sur le long-terme et au producteur d'assurer un débouché pour l'électricité produite à partir de ses centrales ou au Fournisseur d'assurer un débouché pour l'électricité qu'il a acquise à long-terme auprès d'un producteur.

Les modalités pratiques ne peuvent pas être définies à l'avance dans la mesure où chaque projet peut avoir sa solution propre : l'expérience Exeltium peut entrer dans cette catégorie, de la même façon qu'une prise de participation directe dans un nouvel actif (EPR 2, EPR 3 ?) est envisageable pour des consommateurs ou des Fournisseurs (comme ENEL a pu le faire pour l'EPR de Flamanville)

- Un accès, direct ou indirect (*via* un Fournisseur ou un courtier), au marché d'électricité à court-terme, afin d'équilibrer son approvisionnement total à sa consommation réelle d'électricité en dentelle. Cet accès permet également à l'industriel d'arbitrer, pour son compte ou pour le compte d'un Fournisseur, entre produire ou s'effacer.

Le prix payé par un industriel électro-intensif dépend donc :

- de la part d'électricité issue des centrales « Régulées » ;
- du choix du Fournisseur pour l'approvisionnement total ou partiel de ses sites ;
- du choix de négocier avec un ou plusieurs producteur(s) des contrats de fourniture à long-terme ;
- de la capacité d'effacement de ses sites de consommation.

4.6 *Cas spécifique des petits et moyens consommateurs*²⁰

Les plus petits consommateurs (petits consommateurs industriels, commerces et particuliers), qui ne disposent pas individuellement du pouvoir de négociation d'un gros consommateur et dont le profil et le niveau de consommation ne permettent pas un accès direct au marché ou aux outils de production, doivent se rapprocher du Fournisseur de leur choix, pour un contrat d'approvisionnement. On peut penser que, pour ce type de consommateur, une durée de contrat inférieure ou égale à 3 ans est raisonnable.

En effet, une période de 3 ans vise, d'une part à assurer une compétition raisonnable entre les différents Fournisseurs (les 3 ans permettant d'étaler le coût commercial), et d'autre part à assurer au consommateur une visibilité suffisante sur le coût important mais non stratégique de ses besoins en électricité.

Le prix de l'électricité payé par ces consommateurs inclut, comme pour les autres consommateurs, une part d'Électricité Régulée à prix administré, fixée par la Puissance Publique en fonction de son profil de consommation.

La part restante du prix payé par ces consommateurs est négociée avec les Fournisseurs, en situation de concurrence.

Pour le consommateur, la facture résultante est très simple et inclut 3 composantes : la part transport, la part électricité régulée et la part électricité complémentaire. Voir annexe 4.

4.7 *Cas spécifique des gestionnaires de réseau*

Les gestionnaires de réseau de transport et de distribution achètent des volumes très importants d'électricité pour compenser les pertes réseaux.

Ces pertes sont aujourd'hui achetées aux prix du marché, et refacturées ensuite aux consommateurs via les tarifs réglementés de transport et de distribution. Une part significative de la hausse prévue au TURPE 3 vs le TURPE 2 est d'ailleurs due à l'augmentation du coût des pertes, et cela alors même que des investissements très conséquents sont prévus sur les réseaux dans les années à venir.

Dans le modèle proposé par l'UNIDEN et le CLEEE, les gestionnaires de réseau ont droit, comme tous les autres consommateurs (qu'ils représentent indirectement), à une quote-part d'électricité régulée.

Par ailleurs, compte-tenu du caractère prévisible à très long terme d'une importante partie des pertes et de l'aptitude des gestionnaires de réseau à s'engager sur le long terme, les gestionnaires de réseau devraient être autorisés à investir dans des moyens de production, soit directement, soit via des contrats long-terme avec des producteurs.

La part non prévisible des pertes resterait achetée sur les marchés court terme.

²⁰ Il s'agit des consommateurs approvisionnés en basse tension et appelant une puissance inférieure à 250 kVA (ex-tarifs bleus et jaunes).

4.8 *Pourquoi les consommateurs ne souhaitent pas un système d'enchères ?*

En pratique, jusqu'à présent, rien ne différencie ces opérations d'enchères de simples ventes puisque tant les volumes que les maturités restent limités. De fait, les mises aux enchères observées (VPP ou mécanisme mis en place dans le cadre du recours « Direct Énergie »²¹) ont conduit respectivement aux prix observés sur les marchés dans le cas des VPP, et à la part fourniture du Tarif Bleu pour les enchères « Direct Énergie ».

Les prix s'alignant, on ne crée donc aucunement une nouvelle référence de prix pour de nouveaux produits.

Il est important de noter que ces enchères n'ont pas apporté non plus aux consommateurs éligibles une diversification des offreurs.

Mettre un cap sur des enchères est illusoire puisque cela donne aux enchérisseurs un point de convergence « évident » : autant fixer un prix.

4.9 *Conclusion préliminaire du point de vue du consommateur*

Le consommateur dispose donc, en fonction de sa capacité et de sa stratégie, du libre choix d'être acteur ou de déléguer à un Fournisseur son approvisionnement en électricité. Par une combinaison d'un accès administré à l'électricité résultant des choix de la Puissance Publique et du jeu de la concurrence pour le reste de ses besoins, de justes conditions de prix et de durée lui sont garanties.

Un tableau récapitulatif des flux est présenté en annexe 5.

²¹ Ce jugement par les autorités de la concurrence a vu EDF être obligé de mettre aux enchères, avec clause de destination pour clients « tarif Bleu », de l'électricité permettant aux Fournisseurs de concurrencer effectivement l'opérateur historique sur ce segment de clientèle.

5. Vision synthétique du rôle des différents acteurs

5.1 Rôle de la Puissance Publique

La Puissance Publique a pour fonction :

- d'assurer l'équilibre offre-demande à court moyen et long terme, et donc de :
 - s'assurer que les mécanismes de gestion court-terme de l'équilibre sont efficaces ;
 - effectuer régulièrement un bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande à long-terme (20 ans), basé sur l'évolution estimée de la consommation intérieure et de son profil et sur l'évolution de la production à long-terme ;
 - le cas échéant, lancer des appels d'offres publics pour la construction de nouvelles capacités de production, afin de répondre à la demande future dans le cas où les producteurs, les Fournisseurs et les consommateurs ne seraient pas en mesure de réaliser par eux-mêmes de tels investissements.
- d'assurer le bon fonctionnement de la composante « régulée » du marché de l'électricité en :
 - déterminant le volume annuel d'électricité produite à partir de centrales « Régulées » et leur affectation possible ;
 - fixant le prix de l'électricité issue de centrales « Régulées », qui correspond au coût moyen de production réel de ces centrales.
- de déterminer annuellement ou à long-terme le prix des obligations d'achat d'électricité produite à partir de certaines centrales, de manière à inciter la construction de centrales respectueuses de l'environnement par exemple ;
- de vérifier chaque année et pour chaque Fournisseur, l'adéquation entre le profil de consommation estimé et le profil de consommation constaté *a posteriori* de l'ensemble de ses clients, et de pénaliser, le cas échéant, lesdits Fournisseurs ou consommateurs.

5.2 Rôle des Producteurs & Fournisseurs

Les producteurs doivent investir et être rémunérés pour assurer :

- la disponibilité attendue des actifs « existants » ;
- la mise en production des nouveaux actifs permettant de répondre aux besoins du PPI.

Les Fournisseurs garantissent l'accès de tous les consommateurs aux différentes composantes du prix de leur électricité *via* :

- une quote-part d'Électricité Régulée ;
- l'accès aux nouveaux actifs ;

- l'accès à la composante court-terme du marché.

Le mécanisme fonctionne avec un nombre quelconque de Fournisseurs.

Un même groupe peut avoir des filiales ou départements de production et d'autres de commercialisation sans que ceci soit un problème pour les mécanismes mis en œuvre. Chaque acteur reste libre de son degré d'intégration dans la filière électrique : on peut imaginer qu'une société comme Direct Energie reste pur Fournisseur et voir l'émergence de producteurs purs (comme la SNET l'était il y a quelques années encore).

5.3 *Rôle des Consommateurs*

Les plus petits consommateurs achètent nécessairement leur électricité via un Fournisseur.

Les plus gros consommateurs décident librement s'ils utilisent ou non les services d'un Fournisseur.

Le mode de consommation et la capacité à s'engager à long terme (et donc, notamment de s'engager sur de « nouveaux » actifs) sont des facteurs de différenciation quant à la possibilité qu'aura ou non le consommateur de contractualiser directement avec un producteur.

6. Impact environnemental de cette proposition

Notre proposition de design de marché est conçue de manière à favoriser les comportements vertueux, en pénalisant les excessives consommations de pointe, fortement émettrices de CO₂.

Plus le schéma sera différenciant en termes de prix entre la part « régulée » et la part « court terme », mieux l'environnement s'en portera. Les bénéfices de la maîtrise de la consommation de pointe et du lissage de la courbe de charge sont de plusieurs ordres :

- **sécurité d'approvisionnement** : limitation de la dépendance aux échanges transfrontaliers et de l'import/export, en cas de défaillance d'un élément du système électrique ;
- « **durabilité** » : limitation des émissions liées à la production électrique pour la couverture des pointes de consommation ;
- **compétitivité** : meilleure utilisation des capacités de production existantes et report des investissements nécessaires pour la couverture de la pointe (très onéreux puisqu'utilisés quelques heures par an), limitation des quotas à acheter aux enchères par les opérateurs dans le cadre du PNAQ III.

C'est pourquoi, en complément à ce dispositif, favoriser l'effacement par le développement et/ou le renforcement des incitations à l'effacement est primordial :

- en encourageant les offres en ce sens : le tarif « Effacement Jour de Pointe », qui avait complètement disparu, est réapparu grâce à la mise en place du TRTAM. Les nouveaux records de consommation de pointe enregistrés début janvier montrent la nécessité et l'utilité de tels dispositifs ;
- en étendant les expérimentations RTE en cours sur l'effacement « réseau » à tous les consommateurs (effacement diffus pour tertiaire et résidentiel) via une automatisation des dispositifs de comptage.

7. Mise en œuvre

Un premier principe simple doit s'appliquer dans le cadre de la mise en œuvre de cette proposition : les systèmes existants doivent être maintenus tant que le nouveau dispositif n'est pas opérationnel.

Il semble essentiel qu'un travail commun entre le législateur et les acteurs du système électrique, auquel l'UNIDEN et le CLEEE se proposent de participer, soit entrepris afin de préparer la mise en œuvre pratique de ce schéma.

Un certain nombre d'analyses complémentaires devront alors être menées, un certain nombre d'ajustements s'avéreront peut être judicieux, un certain nombre d'arbitrages devront être rendus.

Ensuite, en fonction des solutions effectivement retenues par la Commission Champsaur et par le législateur, il faudra s'assurer d'une convergence aussi lissée que possible des schémas actuels au schéma futur.

* *
*
*
*

Annexe 1 : Glossaire

Bourse du type Pownext <i>day-ahead</i>	Bourse d'échange d'électricité pour une livraison le lendemain ayant pour but principal le pré-équilibrage du réseau à court terme.
Commodité ou <i>commodity</i>	<p>Par commodité, on entend l'ensemble des biens qui sont échangés en grande quantité entre de nombreux acteurs et partageant des caractéristiques et des standards communs. Ce sont ces standards qui définissent la commodité, et non des qualités inhérentes au produit, l'identité du producteur ou l'origine géographique. Actuellement, plusieurs dizaines de commodités s'échangent de par le monde, des produits de l'agriculture, aux métaux, en passant par les produits énergétiques, les plastiques ou le fret maritime.</p> <p>Certains marchés de commodités sont financiarisés, d'autres pas. Ainsi l'acier marchandise n'est absolument pas financiarisé pour plus de 99% des échanges.</p> <p>A contrario, le pétrole est complètement financiarisé.</p> <p>La stockabilité est un critère clef de la notion de commodité car permettant de réaliser les échanges financiers sans entrave.</p>
Consommateur électro-intensif	Consommateur industriel dont la consommation d'électricité représente une charge significative et/ou une part importante de sa valeur ajoutée. Ces consommateurs se caractérisent par un profil de consommation non horosaisonnier.
Effacement / flexibilité / modulation	Capacité pour un consommateur à modifier (généralement diminuer, mais aussi différer) sa consommation sur une période donnée à la demande du GRT ou d'un tiers et permettre ainsi l'équilibrage du réseau.
Electricité en base	Electricité produite par des moyens de production durant des périodes supérieures à 5000 heures par an.
Electricité en semi- base	Electricité produite par des moyens de production durant des périodes comprises entre 3000 et 5000 heures par an.
Electricité en pointe	Electricité produite par des moyens de production durant des périodes de l'ordre de 2000 heures par an.
Electricité en ultra- pointe	Electricité produite par des moyens de production durant des périodes de l'ordre de la centaine d'heures par an.
Electricité de dentelle	Part résiduelle de la consommation qui correspond au haut de la courbe de charge et se caractérise par une forte variabilité.
Electricité Régulée	Electricité produite à partir de moyens de production nucléaires ou hydrauliques, dont le développement a été mené à l'initiative de la Puissance Publique, soit au titre de la sécurité d'approvisionnement,

soit à travers des mécanismes de concession.

Cette électricité est mise à disposition des consommateurs, qui peuvent déléguer leurs droits à un Fournisseur, à un Prix Administré.

EPR	European Pressurized Reactor. L'EPR est un réacteur à eau pressurisée développé par Areva.
Fournisseur	Personne morale exerçant une activité de vente d'électricité à un consommateur final.
GRT ou RTE	Gestionnaire de Réseau de Transport. RTE est le GRT du réseau de transport d'électricité en France.
Mix électrique	On désigne par « mix » l'ensemble des moyens de production d'un Etat. Le parc français est caractérisé par un mix où la part nucléaire est prépondérante.
PPI	<p>Programmation Pluriannuelle des Investissements de production d'électricité.</p> <p>La PPI fixe des objectifs de développement des moyens de production d'électricité installés en France, en termes de répartition des capacités de production par source d'énergie primaire utilisée, de techniques de production mises en œuvre. La PPI se penche enfin sur la situation particulière de certaines zones géographiques. La PPI s'appuie notamment sur le bilan prévisionnel de l'équilibre entre offre et demande. Elle constitue la vision qu'ont les pouvoirs publics de l'avenir du secteur électrique pour sa partie production. Elle donne au Gouvernement la possibilité d'intervenir, si nécessaire, dans le développement des installations de production d'électricité et constitue ainsi le document de référence de la politique énergétique française pour le secteur électrique.</p>
Prix Administré	Prix auquel l'Électricité Régulée est mise à disposition des clients, consommateurs ou Fournisseurs. Ce prix, calculé annuellement par les pouvoirs publics, est la moyenne pondérée des coûts de production des centrales concernées (amortissements éventuels, coûts d'exploitation, coûts de maintenance y compris pour prolongation de la durée de vie des centrales, provisions pour démantèlement...).
Typologie de consommation ou de production	<p>On distingue, quatre formes de consommation ou de production d'électricité :</p> <ul style="list-style-type: none">- « en base » (ou « ruban ») : produite ou consommée de façon permanente pendant la majeure partie de l'année,- « en semi-base » dont la période de production et de consommation est concentrée sur l'hiver,- « en pointe » pour correspondre à des périodes de tension sur l'équilibre offre demande,

- « en dentelle » qui peut être définie comme la différence entre la consommation totale et une fourniture de « ruban ».

Annexe 2 : Contraintes « physiques » du système électrique

La structure actuelle du système électrique européen, tant au niveau des infrastructures de transport au sein et entre les régions qu'au niveau de la localisation des centrales de production et des zones de consommation, limite les échanges physiques d'électricité entre acteurs au sein de régions bien délimitées. Ces limites ne correspondent pas toujours aux frontières nationales, avec lesquelles elles n'ont d'ailleurs aucune raison de coïncider.

Une délimitation périodique de ces régions, basée sur une analyse des flux physiques d'électricité, permettrait à la Puissance Publique de les étendre et/ou d'en assurer la sécurité à court et long-terme :

- soit en développant les infrastructures de transports ;
- soit en imposant la localisation de nouvelles centrales de production lors d'appels d'offres publiques, si ces derniers s'avéraient nécessaires.

A ce titre, la Commission Européenne et les régulateurs nationaux ont créé des groupes de réflexion régionaux dont les participants sont les régulateurs, les gestionnaires de réseaux de transport, les bourses d'électricité de la région concernée et la Commission Européenne, afin d'analyser les problématiques de congestions au sein des différentes zones électriques européennes.

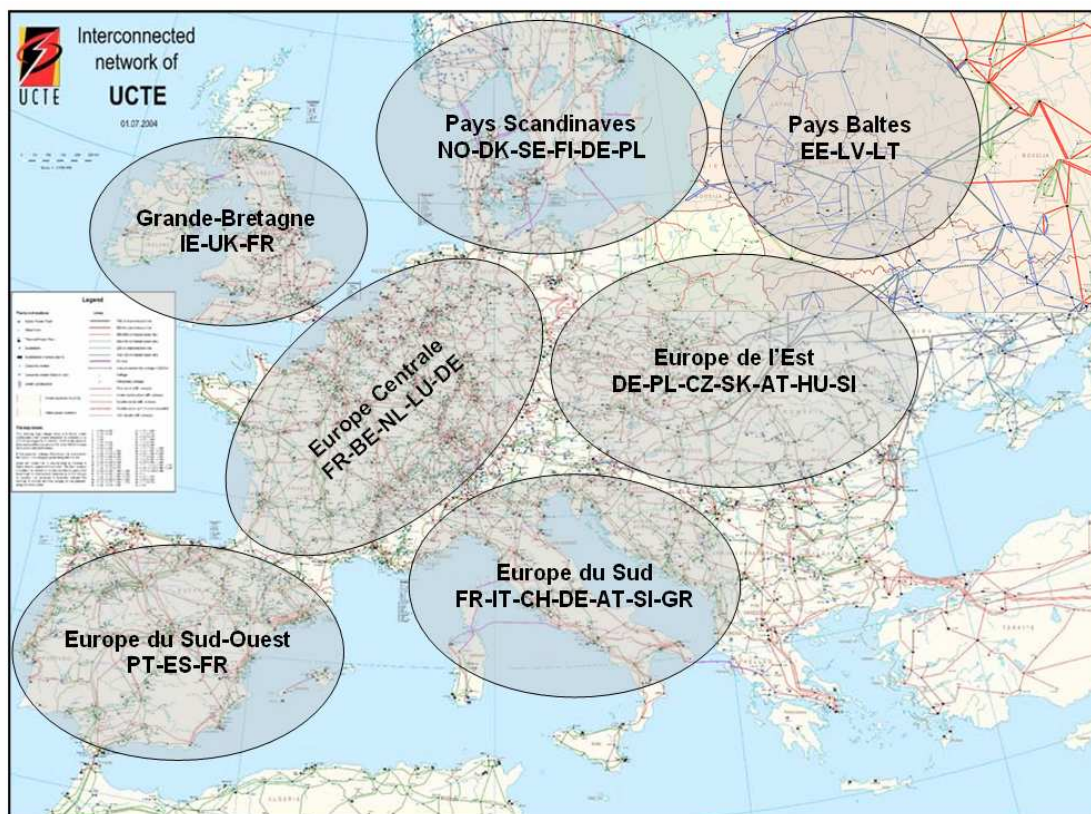


Figure 1 : Délimitation de l'Europe en zones par la Commission Européenne.

Il est important de noter que les limites entre différentes zones ne coïncident pas toujours avec les frontières. A titre d'exemple, la France, la Belgique, les Pays-Bas et la partie Ouest de

l'Allemagne ne sont pas, la plupart du temps, séparés électriquement parlant. A contrario, l'Ouest de l'Allemagne peut être, du point de vue de la circulation des flux d'électricité, séparée de l'Est et du Nord de l'Allemagne, zones plutôt rattachées respectivement aux pays de l'Europe de l'Est et aux pays scandinaves.

En outre, au sein même d'un pays, il existe des régions séparées des autres par des lignes souvent congestionnées. La solution pour intégrer ces régions au réseau consiste à développer les lignes électriques et/ou à lancer la construction de nouvelles centrales de production aux endroits adéquats. En l'absence de signaux de prix pertinents qui permettraient à un investisseur privé de construire des centrales au bon endroit, seule la Puissance Publique, aidée par les GRT disposant de toute l'information nécessaire quant aux flux physiques d'électricité et aux besoins du réseau, peut déterminer la localisation des nouvelles centrales de production.

Le « marché unique » se voit donc contraint par les lois physiques puisque l'électricité prend toujours le chemin de moindre réactance, et ce en dépit de toutes les directives ou législations imaginables.

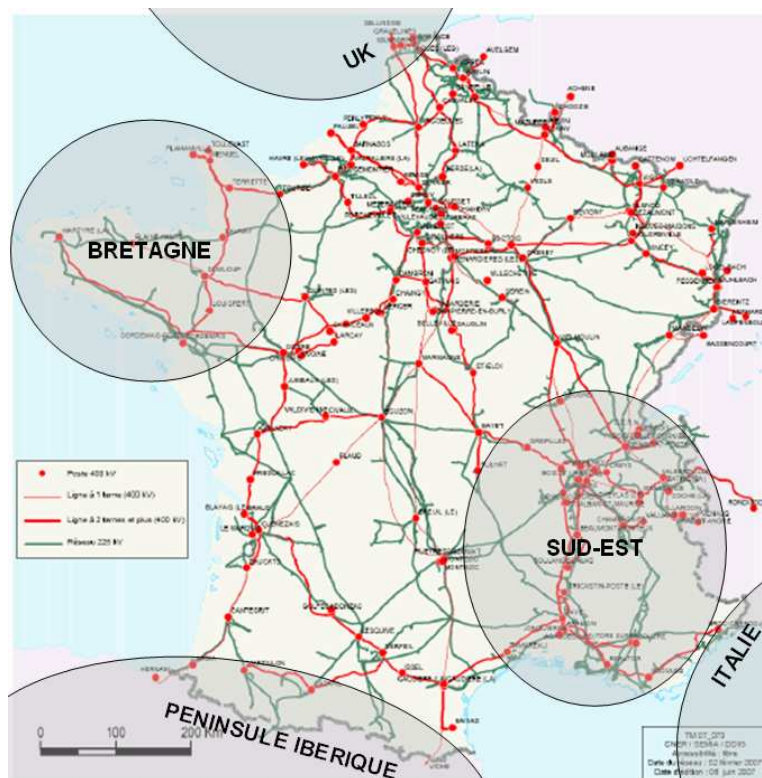


Figure 2 : exemples de zones électriques au sein du territoire français

Développer les interconnexions des pays structurellement importateurs, comme l'Italie, restera beaucoup moins efficace que de développer les capacités de production près des points majeurs de consommation. Les échanges ne peuvent être contraints et la mise en place « d'autoroutes de l'électricité », outre les problèmes d'acceptation locale, ne permettra jamais que, physiquement, un consommateur allemand soit alimenté par une éolienne espagnole.

Annexe 3 : modèle simplifié d'attribution des volumes régulés

1 Mécanismes & Principes Généraux

1.1 Année 1

En cohérence avec le PPI, pour les années 1 à 20

- (i) Détermination du volume total d'Électricité Régulée disponible :
 - Puissance installée
 - Taux de disponibilité attendu

- (ii) Détermination du prix de cette électricité pour chacun des producteurs :
 - Coûts d'exploitation maintenance (incluant un effort de productivité)
 - Prix combustible le cas échéant (nucléaire)
 - Base de Capital à rémunérer (incluant les grosses opérations de maintenance nécessaires à l'extension de la durée de vie)
 - Taux de rémunération

- (iii) Répartition de l'Électricité Régulée entre les sites de consommation :
 - Chaque site de consommation ou regroupement de sites (au sens sites de filiales consolidées dans un même groupe) se voit affecter un % de ses besoins en lien avec son profil de consommation.
 - La quote-part finale d'Électricité Régulée pour un consommateur donné peut donc s'écarter de la moyenne nationale et inciter ainsi chaque site ou groupe de sites à limiter ses propres pointes de consommation (effacement ou report des consommations HP -> HC).

1.2 Année N

Le mécanisme est le même qu'à l'année 1, avec révision des données de production et de demande électrique.

Lors de cette révision annuelle, et de façon à assurer la visibilité nécessaire aux consommateurs souhaitant s'engager à long terme, un mécanisme pourra être mis en œuvre afin de garantir, selon des conditions à définir, les volumes réservés sur la durée.

2 Proposition d'application

- (i) Volume Total d'Électricité Régulée est estimé à 415 TWh/an
- L'observation sur les dernières années des profils de consommation, de production par filière et des échanges aux interconnexions conduit à considérer un minimum de 415 TWh d'Électricité Régulée (cf. graphes en annexe 6) soit 84% de la consommation totale.
 - Ceci est cohérent avec le fait qu'aujourd'hui en France, nous avons :
 - ~ 420 à 430 TWh de production nucléaire
 - ~ 20 à 30 TWh de production hydraulique « fil de l'eau »
 - ~ 45 TWh d'exportations nettes.
- (ii) Le prix de cette électricité pour chacun des producteurs sera estimé par la Puissance Publique (pas de données disponibles autres que le tarif Vert et le fait qu'il couvre les coûts comptables)
- (iii) La répartition de l'Électricité Régulée entre les sites de consommation doit favoriser une utilisation moyenne la plus longue possible:
- Le premier niveau doit faire appel à des facteurs différenciant simples :
 - le taux d'utilisation moyen, exprimé en heures²² ;
Un consommateur ayant un taux d'utilisation moyen significativement supérieur à 5500h se verra attribuer une part d'Électricité Régulée supérieure à un client présentant un taux d'utilisation nettement inférieur à 5500 h ;
 - le taux d'électricité Offpeak²³ consommé par rapport au total.
 - En complément, il serait envisageable de faire cet exercice en considérant un découpage horo-saisonnier, nécessairement plus complexe :
 - affectation pour chacune des périodes horo-saisonniers de consommation d'une puissance moyenne de production électrique régulée, fonction de la capacité installée des actifs correspondants et du taux de disponibilité attendu sur la période.

Le rapport entre la puissance moyenne de production et la puissance moyenne de consommation observée sur la même période permet d'aboutir alors à un taux d'Électricité Régulée propre à la période.
 - modulation de la quantité totale d'Électricité Régulée résultante par les taux d'utilisation et d'Offpeak, comme indiqué précédemment.

²² Le taux d'utilisation moyen est égal à : Énergie annuelle consommée / Puissance maximale atteinte. En France ce ratio se monte à ~5500 heures (90 GW en pointe pour 500 TWh consommés)

²³ Un consommateur en base pure (24h/24) consomme par semaine 64.3% d'Offpeak (108 heures sur 168)

3 Remarques opérationnelles complémentaires

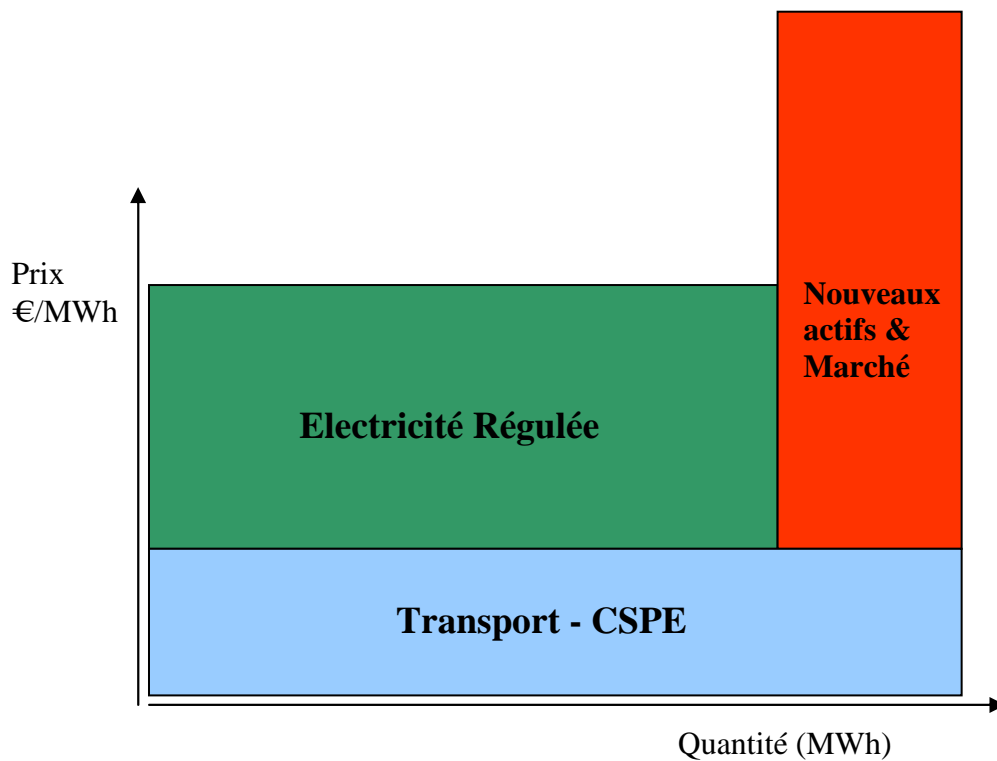
Les puissances moyennes de production pourront être éventuellement corrigées à la baisse pour tenir compte des obligations inhérentes au fonctionnement du système électrique (programmes de puissance aux interconnexions, etc.) et de la réalité de la consommation.

Le déploiement en cours des compteurs intelligents sur le segment des petits consommateurs professionnels et domestiques permettra d'obtenir des données de consommation par poste horaire aussi précises qu'actuellement pour les gros consommateurs professionnels et industriels.

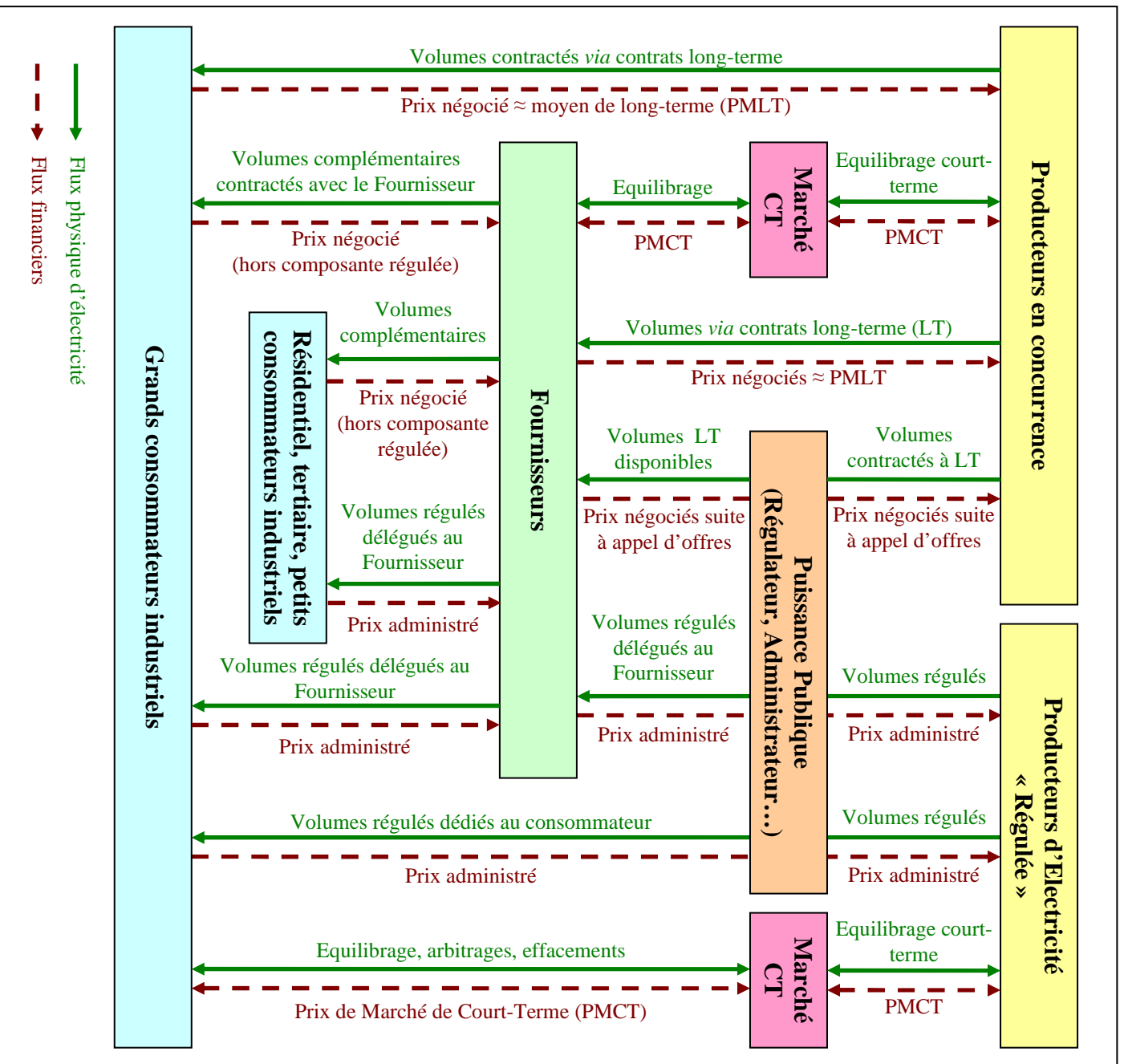
Annexe 4 : La facture pour le client final

Une facture unique mais séparée en trois parties :

- part transport (sur la même facture, ou séparée pour les clients en contrat CARD) ;
- part Électricité Régulée ;
- part énergie couvrant la participation aux nouveaux actifs et au marché ainsi que les services complémentaires optionnels.

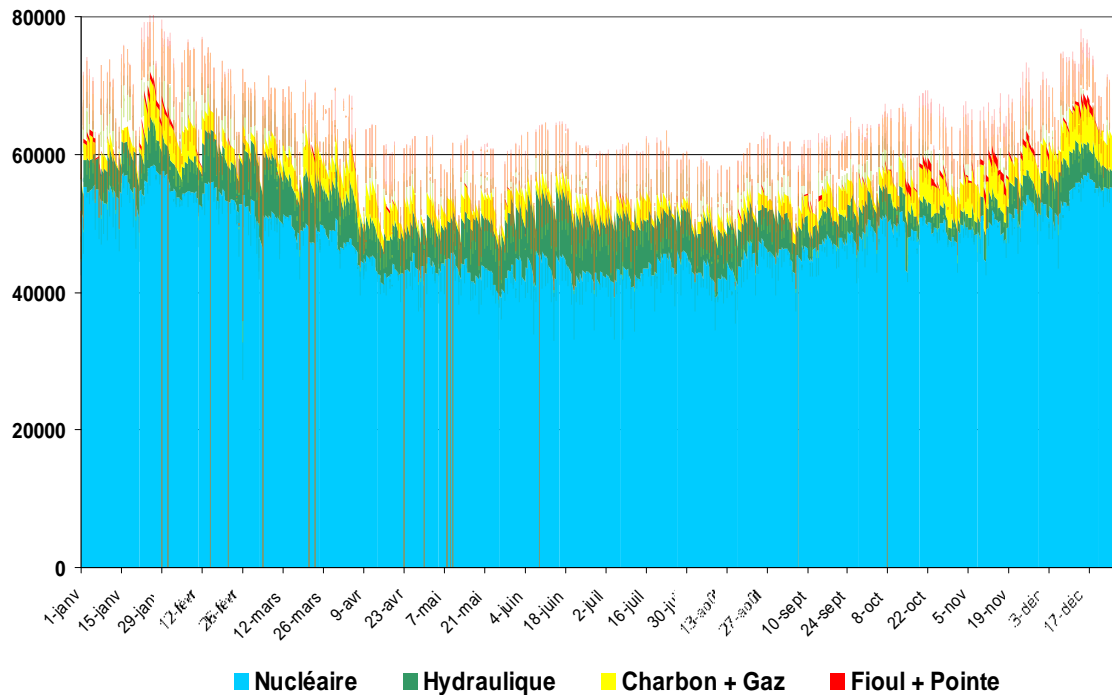


Annexe 5 : Tableau synthétique des flux envisagés



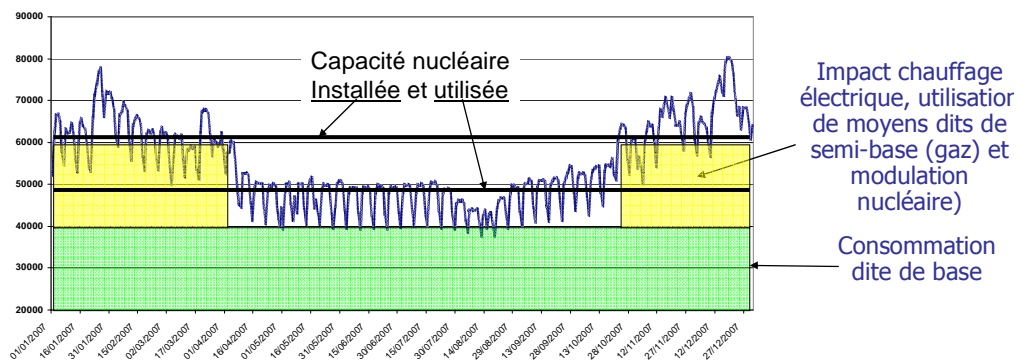
Annexe 6 : graphes de consommation en France, par moyen de production, heure par heure.

Production électrique 2007 (MW)



Rappel sur la consommation française

Evolution de la consommation moyenne 2007
source: données RTE



- Les profils de consommation de base très stables des consommateurs industriels permettent de faire appel à des moyens de production de base, moins coûteux, et de lisser le profil de consommation au niveau national
 - Meilleure optimisation du parc et des coûts associés au bénéfice de tous