

UNIVERSITE PARIS - DAUPHINE
EDOCIF

CENTRE DE GEOPOLITIQUE DE L'ENERGIE ET DES MATIERES PREMIERES

N° attribué par la bibliothèque

--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

Les prix des marchés de gros de l'électricité donnent-ils les bons signaux et les bonnes incitations pour l'investissement en capacité de production électrique ?

THESE POUR LE DOCTORAT EN SCIENCES ECONOMIQUES

(Arrêté du 7 août 2006)

Présentée et soutenue publiquement par

Philippe VASSILOPOULOS

Le 03 Juillet 2007

Directeur de Recherche : Monsieur le Professeur Jean-Marie Chevalier (Université Paris Dauphine)

Rapporteurs : Monsieur le Professeur Claude Crampes (Université de Toulouse, IDEI)
Monsieur le Professeur Jean-Michel Glachant (Université Paris Sud, GRJM)

Suffragants : Monsieur Jean Bergougnoux (Ancien directeur général d'EDF, Consultant)
Monsieur Jean-Pierre Hansen (Administrateur délégué, Electrabel)
Monsieur Michel Massoni (Directeur de l'accès aux réseaux électriques, CRE)

L'UNIVERSITE PARIS DAUPHINE
n'entend donner aucune approbation ni improbation aux
opinions émises dans les thèses : ces opinions doivent être
considérées comme propres à leurs auteurs

REMERCIEMENTS

Cette thèse doit beaucoup aux personnes qui ont accepté de m'encadrer, à ceux qui ont accepté de diriger ce travail, qui m'ont soutenu et encouragé. Je tiens à remercier tout particulièrement mon directeur de thèse, le Professeur Jean-Marie Chevalier, son soutien sans faille, la confiance qu'il m'a témoignée, sa disponibilité et ses encouragements ont été déterminants dans la progression de ce travail et m'ont permis de le mener à bien.

Je dois beaucoup à Monsieur Jean Bergougnoux qui m'a fait bénéficier de son expérience et de sa connaissance du secteur électrique et des outils de modélisation mathématique.

Je remercie Monsieur Jean Syrota qui a initié ce projet, Monsieur Michel Massoni et Madame Patricia Desuzzoni qui m'ont permis de le mener à bien en collaboration avec la Commission de Régulation de l'Energie. Leurs conseils au cours de ces trois années ont été précieux. Nicolas Beaulaton a accepté de m'accompagner dans ce projet et sa contribution, ainsi que celle de Christophe Gence-Creux, ont été déterminantes. Je tiens à les remercier tous deux très chaleureusement.

Je remercie le professeur Paul Joskow, Steven Stoft, le professeur Jean-Michel Glachant et Dominique Finon, pour les longues discussions et les courriers échangés. Leurs remarques et leurs critiques pertinentes ont beaucoup contribué à l'avancement de mes travaux.

Mes remerciements s'adressent aussi à toutes les personnes sans qui cette thèse n'aurait pas pu aboutir. Je pense tout particulièrement à David Rapin, Carlo Pozzi, Fabienne Salaun, Jan Keppler et l'équipe du CGEMP (Dominique merci pour tout !), François Boisseleau, Fabien Roques, Bert Willems, Seydina Dia, Jean-Pierre Goux, Benjamin Leyre, Sylvain Cognet, Marcelo Saguan et l'équipe du GRJM, et Pierre Berthaud de l'UPMF (Grenoble).

Enfin, je remercie Stéphane, Camille et mes amis qui m'ont soutenu tout au long de ces trois années. Je dédie ce travail à mes parents qui m'ont toujours appuyé dans mes choix et encouragé.

« L'empirisme ne voit pas que nous avons besoin de savoir ce que nous cherchons, sans quoi nous ne le chercherions pas ; et l'intellectualisme ne voit pas que nous avons besoin d'ignorer ce que nous cherchons sans quoi, de nouveau, nous ne le chercherions pas »

M. Merleau-Ponty

Phénoménologie de la perception

Dans Bitbol, M (1998) « L'aveuglante proximité du réel »

TABLE DES MATIERES

INTRODUCTION	8
1- LE PROBLEME.....	9
1.1 Prix et déséquilibres du mix	10
1.2 L'exercice de pouvoir de marché	13
1.3 Les barrières à l'entrée	15
1.4 Les taxes/subventions.....	16
2- METHODOLOGIE.....	18
2.1 Simulations des prix passés.....	20
2.2 Simulations des prix futurs.....	22
3-ORGANISATION DE LA THESE.....	23
CHAPITRE 1 : LA THEORIE DES MARCHES SPOT DE L'ELECTRICITE	24
1.1 LES PRIX SPOT	25
1.1.1 L'offre et la demande d'électricité.....	25
1.1.2 L'intersection de l'offre et de la demande.....	28
1.1.3 Les prix spot optimaux	30
1.2 LES MARCHES SPOT ET L'INVESTISSEMENT	32
1.2.1 Investissement optimal sous un régime de prix spot.....	32
1.2.2 La décision d'investissement et le signal prix.....	42
1.2.3 Coût marginal de court terme et coût marginal de long terme.....	50
1.3 LES LIMITES DU MODELE THEORIQUE	54
1.3.1 La réponse de la demande aux prix en temps réel.....	54
1.3.2 Les comportements stratégiques	74
1.3.3 Les barrières à l'entrée	84
1.3.4 Taxes et subventions	88
CHAPITRE 2 : MODELISATION DES MECANISMES DE FORMATION DES PRIX..	96
2.1 METHODOLOGIE	96
2.2 LE MODELE.....	99
2.2.1 Le dispatching	99

2.2.2 Le modèle mathématique du dispatching hydro - thermique	102
2.2.3 Le « Redispatching »	105
2.2.4 Modélisation des effacements et de la défaillance	106
2.2.5 La décision d'investissement	108
2.3. LES DONNEES: APPLICATION AU MARCHE DE L'ELECTRICITE EN FRANCE	111
2.3.1 Le marché de l'électricité en France	111
2.3.2 Les moyens de production existants et programmés.....	115
2.3.3 Les nouveaux moyens de production	130
2.3.4 La demande	131
2.3.5 Les échanges	137
2.3.6 Hypothèses sur les effacements de puissance	149
2.3.7 Hypothèses sur la valeur de la défaillance	151
CHAPITRE 3 : RESULTATS DES SIMULATIONS NUMERIQUES.....	152
3.1 SIMULATIONS DE PRIX HISTORIQUES SUR 2003-2005.....	152
3.1.1 Prix avec le mix optimal et avec le parc actuel	153
3.1.2 Prix avec le parc actuel et prix observés	155
3.1.3 Le signal d'investissement	165
3.2 SIMULATIONS DES PRIX FUTURS SUR 2010-2020	173
3.2.1 Avec une entrée libre.....	173
3.2.2 Barrières à l'entrée: le cas sans investissement.....	178
3.2.3 Barrières à l'entrée en base et firme dominante.....	184
3.2.4 Le pentopole	196
CONCLUSION.....	205
REFERENCES.....	212
ANNEXE A : LE MODELE ET LES DONNEES	221
ANNEXE B : MODELISATION DE LA DEMANDE	230
ANNEXE C: RESULTATS 2003 - 2005.....	237
ANNEXE D: RESULTATS 2010-2020.....	241

INTRODUCTION

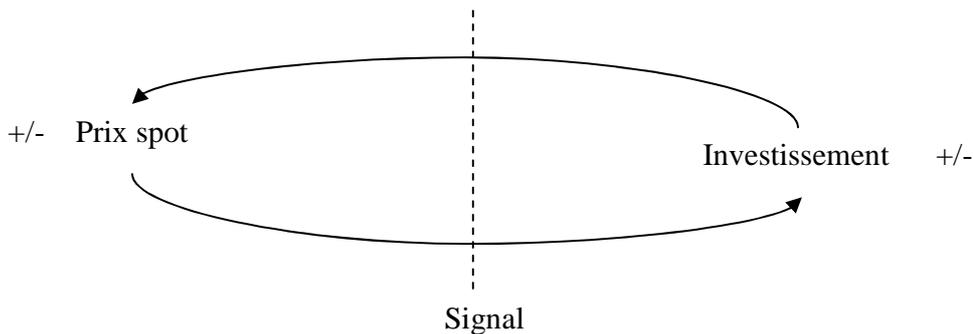
L'industrie électrique a été traditionnellement organisée en monopole intégré verticalement dans la production, le transport, la distribution et la fourniture d'électricité. En régime monopolistique, la décision d'investissement était centralisée et la planification de la production revenait à minimiser les coûts pour satisfaire la demande. Avec l'ouverture à la concurrence et l'apparition des marchés de gros de l'électricité, les prix devraient progressivement remplacer la planification centralisée et piloter les investissements décentralisés en capacité de production. Les prix jouent désormais un rôle fondamental. Ils sont censés renseigner les participants sur le moment, la quantité mais aussi le type d'unités qu'il faut construire. Théoriquement, le résultat est le même que sous le monopole. Le marché doit envoyer les signaux et donner les incitations qui permettent aux producteurs de minimiser leurs coûts et maximiser leurs profits. Dans la pratique plusieurs interrogations subsistent sur la capacité des marchés de gros de l'électricité à donner les bons signaux et les bonnes incitations pour les investissements adéquats en capacité de production. Il semblerait après quelques années de recul et quelques expériences malheureuses (la Californie, l'Italie et New York¹) que la dynamique d'investissement sur les marchés de l'électricité obéisse à des règles complexes.

¹ Néanmoins ces exemples ne constituent pas une preuve empirique convaincante de ce constat étant donnée l'existence d'autres problèmes comme i) Un manque de coordination des réseaux connexes et de préparation des *dispatchers* à la gestion de crise, ii) L'impossibilité de trouver des sites pour construire de nouveaux moyens de production, iii) Des prix plafonds inférieurs aux coûts complets des nouvelles centrales, qui dissuadent ainsi les nouveaux investissements. (Bouttes, 2005)

1- Le problème

En théorie sur un marché de l'électricité en concurrence, le prix qui équilibre l'offre et la demande d'électricité, envoie des signaux et donne des incitations qui permettent un investissement optimal sur le court et sur le long terme (Caramanis, 1982). Sur un marché spot de l'énergie² (“*energy only*”), le prix détermine les revenus des différents producteurs. Il existe donc comme sur tous les autres marchés une boucle entre les prix et les investissements. Des prix élevés (et donc des revenus élevés) entraînent une augmentation des investissements et des prix faibles (et donc des revenus faibles) limitent les investissements. La figure 1 ci-dessous illustre cette boucle entre les prix et les investissements:

Figure 1 : Le lien entre prix et investissement



Sur le court terme, les prix doivent signaler aux investisseurs le besoin de nouveaux moyens de production et les anticipations des prix futurs (et donc des revenus futurs) doivent les inciter à investir. Cependant, les caractéristiques très spécifiques du bien font de l'électricité un cas nettement plus complexe et des doutes persistent sur la capacité des marchés de l'électricité à piloter les investissements en capacité de production de manière optimale. Sur le court terme, (a) grandes variations de la demande (b) non-stockabilité de l'électricité³; (c) besoin d'équilibrer l'offre et la demande continuellement à chaque point du réseau pour satisfaire les contraintes physiques de tension, de fréquence, et de stabilité (d) incapacité pour le gestionnaire de réseau de contrôler les flux de puissance pour la majorité des consommateurs individuels; (e) utilisation

² Un marché de « l'énergie » n'inclut aucun paiement pour rémunérer la capacité qu'il ne produit pas

³ Sauf dans le cas du stockage des barrages hydrauliques

limitée de tarification en temps réel pour les plus petits consommateurs⁴, vont avoir des répercussions fortes sur le signal prix envoyé par les marchés spot. Ce dernier risque de ne pas refléter de manière optimale les déséquilibres du parc de production (le prix va signaler un besoin trop fort ou trop faible pour des investissements en capacité de production). Sur le plus long terme, si l'entrée est libre les investisseurs devraient avoir des incitations à corriger les éventuels déséquilibres du parc de production. Cependant, en présence de barrières ou des taxes/subventions sont présentes les incitations à investir pourraient ne pas être optimales.

1.1 Prix et déséquilibres du mix

La satisfaction en temps réel d'une demande qui connaît de fortes variations nécessite un parc de production diversifié (un mix de technologies de production). Pour répondre à une demande minimale (base), il est plus efficace d'utiliser des moyens de production dont les coûts variables (le coût de production d'un MWh supplémentaire ou coût marginal) est faible, mais les coûts fixes sont élevés. Au contraire, pour satisfaire les pics de demande, il faut avoir recours à des techniques de production dont les coûts fixes sont faibles, mais les coûts variables sont élevés⁵: Les coûts variables (incluant le coût des externalités) et les coûts fixes des différents moyens de production, la demande intérieure et les échanges avec les pays voisins déterminent la structure du parc optimal. Quand le parc est optimal, les marchés de l'électricité génèrent des prix qui ne sont pas incompatibles avec la récupération des coûts fixes.

En concurrence parfaite, (en présence d'un nombre élevé de petits producteurs incapables d'influencer les prix ou les quantités) le prix est déterminé par le coût marginal de la dernière unité appelée à produire⁶ et par la volonté de payer des consommateurs (quand les contraintes de capacité sont atteintes les consommateurs sont rationnés par les prix). Quand le prix est déterminé par les unités de pointe, la différence entre les coûts marginaux des unités de pointe et de base doit permettre à ces derniers de récupérer une partie de leurs coûts fixes. Dans un équilibre de moindre coût, (c'est-à-dire si le mix des technologies pour satisfaire la demande est

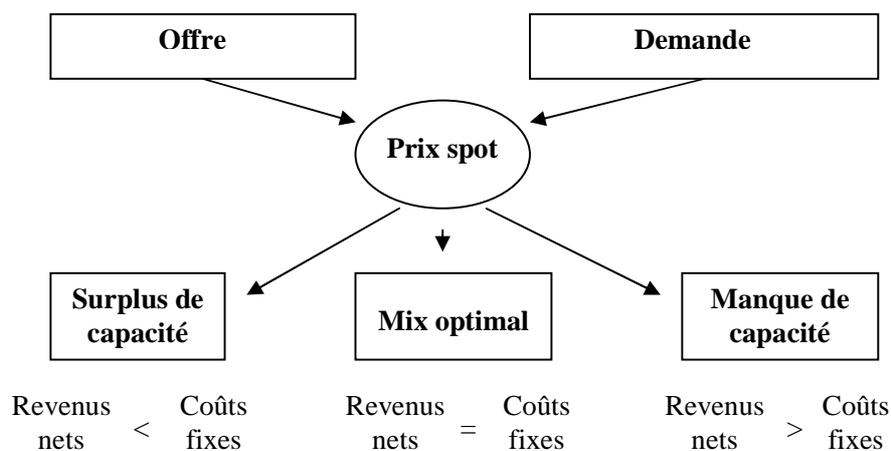
⁴ Stoft, (2002)

⁵ Il serait inefficace de construire des centrales coûteuses pour ne les utiliser que quelques heures

⁶ C'est la loi du "prix unique" de Walras (Wolak, 2000)

optimal) les revenus nets des producteurs pour chaque technologie (base, semi-base et pointe) issus des ventes au prix spot doivent être égaux aux coûts en capital (les surprofits sont nuls). Par rapport à cette situation optimale, une modification de l'offre ou la demande va entraîner des rentes ou des pertes pour les producteurs étant donné que le parc ne peut s'ajuster instantanément (ex : les durées de construction des unités de production sont de 2 ans pour un cycle combiné au gaz (*Combined Cycle Gas Turbine*) mais de 6-7 ans pour le nucléaire). Cet écart doit signaler le besoin (ou l'excès) de nouveaux investissements. C'est donc le prix qui est censé mettre en évidence les déséquilibres entre l'offre et la demande en attribuant une rente « de rareté » pour la capacité manquante ou des pertes pour la capacité en excès. Les insuffisances ou les surplus éventuels de capacité doivent être identifiés grâce à l'observation des prix. En cas de déséquilibres les prix doivent envoyer un signal, en sur rémunérant la capacité manquante et en sous rémunérant la capacité en surplus, qui va inciter les investisseurs à corriger les déséquilibres. La figure 2 illustre ce lien entre capacité installée et profitabilité :

Figure 2 : Déséquilibre du mix et profitabilité des centrales existantes



Cependant, les caractéristiques de l'électricité ne permettent pas encore de garantir que les prix vont refléter les déséquilibres entre l'offre et la demande de manière optimale. Les caractéristiques du bien électricité vont avoir des implications significatives dans le fonctionnement des marchés spot. Une de ces implications est qu'une grande partie de la capacité de production disponible pour répondre à la demande de pointe fournit une part relativement faible de l'énergie totale durant l'année (Joskow, 2006). Les investisseurs potentiels en capacité

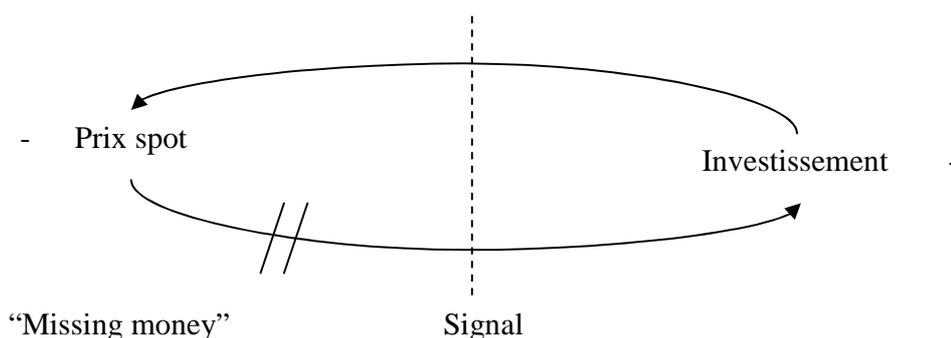
de production doivent espérer récupérer leurs charges de capital par la différence entre les prix de marché et leurs charges d'exploitation. La rentabilité des unités de production qui ne vont produire que pour un nombre très limité d'heures dans l'année va être particulièrement sensible au niveau des prix durant les heures de forte demande. La capacité de production (ou la réponse à la demande) doivent être disponibles pour permettre l'équilibre entre l'offre et la demande sur le réseau en réponse aux variations en temps réel de la demande et des indisponibilités fortuites des équipements (lignes de transport, centrales, etc...). En théorie, la demande est suffisamment élastique aux prix de manière à ce que l'offre et la demande se croisent toujours (Bohn, Caramanis, Schweppe, Tabors, 1988). Quand la rareté apparaît, le prix monte et la consommation s'ajuste instantanément à la baisse. Il n'y a donc pas de coupures d'électricité et donc pas de problème de fiabilité du système puisque ce dernier est par définition 100% fiable.

Cependant, en réalité, la faible dépendance à une tarification en temps réel et l'incapacité à contrôler les flux de puissance pour les plus petits consommateurs, ne permettent pas au marché de rationner la demande par les prix et diminuent la capacité des mécanismes de marché à garantir le niveau optimal de fiabilité du système. Ces deux imperfections du marché du côté de la demande (« *two demand-side flaws* » (Stoft, 2002) ne permettent pas aux consommateurs individuels de révéler à quel prix ils sont prêts à payer la fiabilité ni d'ajuster leur consommation en fonction des variations de la demande et des prix. Même s'ils en étaient capables, le gestionnaire de réseau ne pourrait pas agir sur les flux de puissance des consommateurs individuels. Quand la capacité maximale est atteinte, la demande doit être interrompue par des coupures tournantes (de groupements de consommateurs individuels). Dans une logique de maximisation des profits, les capacités de production nécessaires à la satisfaction du critère d'adéquation ne seront maintenues en service ou développées que si les prix durant ces situations de défaillance procurent des revenus suffisants aux producteurs. Ceci est vrai surtout pour les moyens d'extrême pointe qui dans une logique de marché spot ne reçoivent de revenus que durant les heures de défaillance.

L'observation des prix sur les marchés spot suggère que même quand la capacité est adéquate il manque de l'argent (« *missing money* »). Ce concept, introduit par Cramton et Stoft (2006), puis Joskow (2006) souligne le fait que les revenus nets de l'énergie sur certains marchés spot ne

permettent pas de couvrir les coûts en capital ni moyens de pointe (turbines à combustion (TAC)) ni des moyens de semi-base (Cycles Combinés au gaz (CCGT) ou des unités au charbon pulvérisé (CP), (PJM, 2005 et NEISO, 2005). Si les prix sont trop faibles et ne reflètent pas les déséquilibres entre l'offre et la demande, les revenus sur les marchés spot seront insuffisants pour justifier les investissements nécessaires et garantir un niveau de fiabilité optimal du système.

Figure 3: Les distorsions du signal prix: Le problème de « *missing money* »



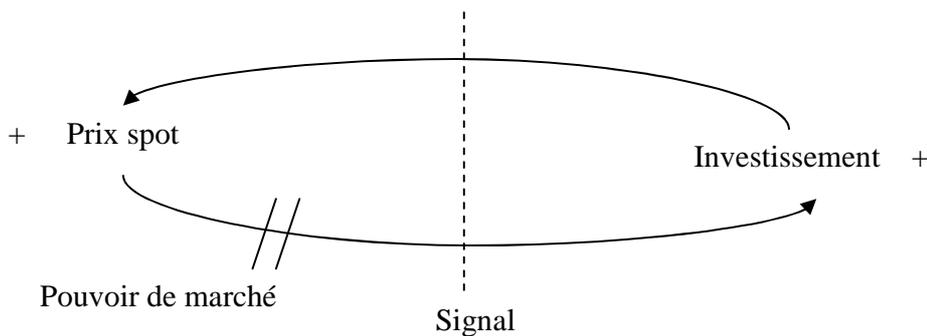
Le montant de ce « *missing money* » a été estimé par ISONE à environ 2 milliards de \$ par an et les centrales de pointe peuvent espérer récupérer un quart de leurs coûts fixes (Stoft et Cramton, 2006). Selon le rapport 2005 de PJM les calculs des revenus nets de l'énergie qui ont été effectués pour des investissements hypothétiques de nouveaux CCGT et CP indiquent qu'ils sont très loin de couvrir les coûts du capital de nouveaux investissements pour ces technologies. Il semblerait donc que dans certains cas, les marchés envoient un signal trop faible pour les investissements. La question décisive est bien de savoir si les marchés actuels envoient les signaux pertinents pour investir dans ces nouveaux moyens, ou dans la part « pointe » des nouveaux moyens de base.

1.2 L'exercice de pouvoir de marché

Le modèle théorique des prix spot de Bohn, Caramanis, Schweppe et Tabors (1988), suppose que les producteurs sont en grand nombre et n'ont pas la capacité d'influencer les prix. Ils sont preneurs de prix (« *Price takers* »). Dans la réalité les marchés de l'électricité ne sont pas

parfaitement concurrentiels et des comportements stratégiques ne peuvent pas être exclus. Une firme en position dominante peut chercher à exercer son pouvoir sur les prix pour augmenter ses profits. Les comportements stratégiques peuvent avoir un effet négatif sur l'investissement puisque les prix ne vont plus refléter les déséquilibres « réels » du mix de production (une rareté ou un surplus de l'offre) mais plutôt des déséquilibres artificiels dus au manque de concurrence qui vont créer des distorsions du signal prix.

Figure 4 : Les distorsions du signal prix: Le pouvoir de marché



La concentration du marché peut poser des problèmes pour le bon fonctionnement du marché et constitue une question essentielle. En présence d'un marché concentré et d'une concurrence imparfaite, une firme dominante peut offrir certaines unités stratégiquement (« *strategic bidding* »). En l'absence de concurrence, cette pratique consiste à offrir les unités d'une technologie donnée au-delà de leur coût marginal mais en dessous de celui des unités des concurrents. Cependant, dans le cas de l'électricité, des problèmes concurrentiels peuvent apparaître même sur des marchés peu concentrés (le cas californien illustre bien ce problème). Durant les périodes de tension dans l'équilibre offre/demande l'inélasticité de la demande aux prix crée des opportunités significatives pour des producteurs, même avec des parts de marché faibles, à exercer un pouvoir de marché par exemple en pratiquant de la rétention de capacité, pour augmenter leurs profits comme cela a été démontré dans le cas californien par de nombreux auteurs (Joskow et Kahn, 2002, Borenstein, Buschnell et Wolak, 2001). La question de l'exercice de pouvoir de marché est d'autant plus pertinente que les conditions qui mènent à des prix élevés sur un marché en concurrence sont aussi les conditions où les incitations à exercer du pouvoir de marché risquent d'être les plus importantes. Cependant, des prix élevés dus à

l'exercice de pouvoir de marché devraient se traduire par des investissements supplémentaires sauf si des barrières à l'entrée font obstacle aux nouveaux entrants.

1.3 Les barrières à l'entrée

Sous réserve d'absence de barrières à l'entrée, même avec une structure de marché concentrée, la menace de l'entrée devrait discipliner les prix (au coût complet du nouvel entrant). Dans ce cas, le marché de l'électricité peut être « contestable⁷ » par des entrants potentiels. Même si le secteur électrique est très capitalistique, en dehors des réseaux il n'y a pas de coût fixes qui soient liés à des indivisibilités (comme pour la construction d'un pont) et la capacité d'une centrale est faible par rapport à celle des grands systèmes électriques (la puissance de pointe est supérieure à 85GW en France). Cependant, les économies d'échelle significatives existent, liées à la standardisation de la construction et de la maintenance des centrales. Pour faire face à ces rendements croissants, les firmes doivent avoir une taille suffisante. Si c'est le cas, la fonction de coût est sous additive, mais à la marge de « grands opérateurs » (et de « grands systèmes »), à rendement d'échelle globaux constants (Bouttes, 2006). Cependant, il n'est pas sûr que seul les économies d'échelle représentent des barrières à l'entrée. Les conditions de l'accès à de nouveaux sites de production peuvent représenter des barrières significatives à l'entrée des nouveaux concurrents. En présence de barrières à l'entrée réglementaires ou politiques pour trouver de nouveaux sites de production, le résultat de la concurrence pure et parfaite peut ne pas conduire, à un niveau d'investissement optimal dans les différentes technologies de production. Le cas Californien mais aussi le cas Italien ont clairement mis en évidence les difficultés rencontrées pour la construction de nouvelles unités de production. La rareté des sites disponibles ainsi que les oppositions locales à l'implantation de nouvelles unités (sauf près des sites déjà existants) peuvent créer des barrières significatives pour les nouveaux investissements et plus particulièrement ceux des nouveaux entrants. Les acronymes NIMBY (*Not In My Backyard*⁸) et BANANA (*Build Absolutely Nothing Anywhere or Near Anyone*⁹) traduisent cette attitude d'opposition d'une population locale vis-à-

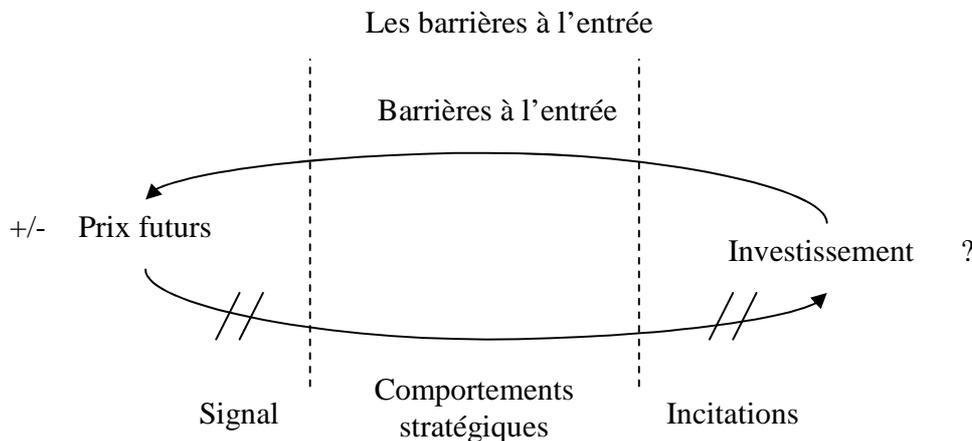
⁷ Baumol, Panzar et Willig (1982)

⁸ Peut se traduire par "Pas dans mon jardin"

⁹ Peut se traduire par " Ne rien construire où que ce soit où à proximité de qui que ce soit "

vis d'un projet qui comporte des nuisances ou des risques de nuisances. Dans le cas californien et le cas italien, cette opposition a contribué à la détérioration de la qualité de l'offre (Bailey, 2001).

Figure 5: Les distorsions des signaux et des incitations aux investissements :



S'il existe des barrières à l'entrée, des comportements stratégiques sont possibles pour augmenter les profits de court ou de long terme. Par ailleurs, elles protégeront les firmes en place contre la concurrence des nouveaux entrants et les prix refléteront le coût nécessaire pour les surmonter. De plus, les barrières à l'entrée peuvent créer des distorsions des incitations à investir si le marché est concentré. Plus le marché est concentré, plus les incitations à laisser les rentes de rareté augmenter sont fortes. Si l'effet d'un investissement supplémentaire sur les prix a un impact sur la rentabilité de la capacité installée (existante) d'une firme, il peut être dissuasif et ne se fera pas tant que les concurrents ne peuvent pas le réaliser. La firme dominante ne procédera à l'investissement que s'il lui permet de dégager des revenus supérieurs donc si les unités nouvelles peuvent être offertes au delà de leur coût marginal.

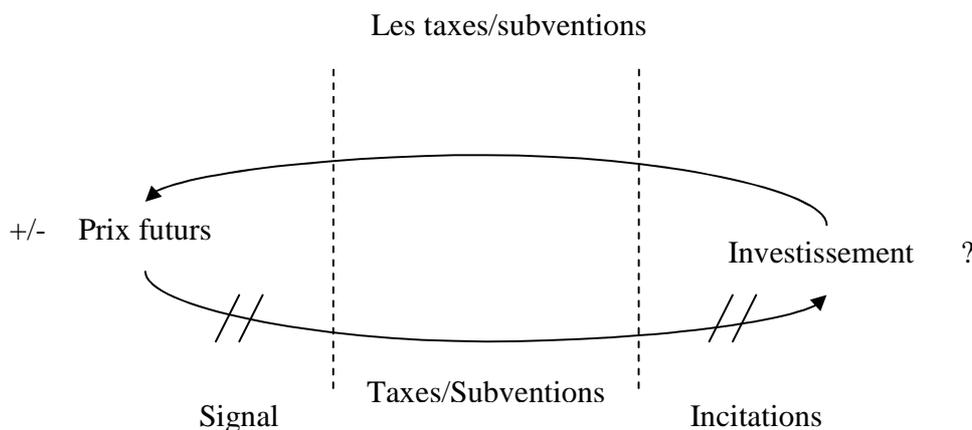
1.4 Les taxes/subventions

A l'équilibre, les prix concurrentiels doivent permettre à tous les moyens de production de récupérer leurs coûts variables et leurs coûts fixes. Si les prix spot sont jugés trop hauts, les autorités publiques peuvent chercher à diminuer les rentes de certains producteurs en leur imposant des taxes. Si les prix sont jugés trop bas, des subventions peuvent permettre à des

producteurs non rentables d'atteindre l'équilibre budgétaire. Les autorités publiques ont donc à leur disposition un instrument qui leur permet (1) d'extraire des rentes des centrales existantes, si elles sont injustifiées, mais aussi (2) de garantir l'équilibre budgétaire.

Comme nous l'avons vu précédemment, des écarts peuvent apparaître sur le court terme pour deux raisons : (1) quand les conditions de l'offre et de la demande varient et que les ajustements du parc sont impossibles mais aussi (2) en cas de comportements stratégiques de la part des acteurs. Si les rentes de la capacité installée sont des rentes de monopole, donc injustifiées, les éliminer reviendrait à augmenter le surplus des consommateurs et serait bénéfique. Cependant, la présence de rentes de rareté stimule de nouveaux investissements et les éliminer reviendrait aussi à éliminer le signal prix envoyé par le marché. Il est important à ce point de distinguer la capacité existante (qui s'est engagée dans des coûts irrécupérables) des investissements futurs. Les autorités publiques peuvent ajuster les revenus des centrales existantes en fonction des variations des prix spot, pour les rémunérer à hauteur de leurs coûts fixes et variables quand les prix spot sont en dessus ou en dessous des coûts. Sur le court terme, tant que les centrales existantes récupèrent leurs coûts variables et leurs coûts fixes, cela soulage les consommateurs des rentes de rareté et ne pose effectivement pas de problème pour les investissements futurs si les autorités publiques s'engagent à ne pas s'approprier les revenus nets des nouveaux investissements (qui leur permettent de récupérer leurs coûts fixes).

Figure 6 : Les distorsions des signaux et des incitations aux investissements :



Sur le long terme, les investisseurs savent qu'ils peuvent construire des moyens de production supplémentaires puisque dans le pire des cas ils vont récupérer le taux de rentabilité « normal » du point de vue des autorités. Ils continueront donc à investir tant que la rentabilité sera satisfaisante, sinon ils n'investiront plus. Maintenir les revenus des producteurs constants en ajustant leurs prix spot, si cela est fait avec précaution, revient à une régulation de type « *rate of return* », (Stoft et Cramton 2005) et met les autorités publiques au centre du processus de décision des investissements. Ces dernières doivent déterminer le taux de rendement « normal » et l'un des avantages fondamentaux du passage à un marché concurrentiel est perdu.

Avec l'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence, un certain nombre de consommateurs éligibles ont quitté le système des tarifs réglementés à l'époque où ce choix était avantageux et ont subi la hausse des prix sur le marché alors même que le choix de quitter le tarif régulé est irréversible. On constate que la formation des tarifs ne relève plus des mêmes fondamentaux que ceux de 1960 et ceci pour plusieurs raisons dues à la formation du tarif intégré et à l'évolution des coûts de la part « production » dans le tarif intégré¹⁰. C'est à cette deuxième raison que nous allons nous intéresser. Nous allons étudier les conséquences de cette coexistence entre tarifs réglementés et prix de marché du point de vue de la performance du système de prix, de la concurrence et des incitations à l'investissement.

En pratique, des distorsions du signal prix et des incitations à investir pourraient faire dévier l'équilibre de court terme et l'équilibre de long terme de l'optimum. L'objectif de cette thèse est donc de comprendre les conditions pratiques qui peuvent mener à ces déviations et quel impact ces dernières peuvent avoir en termes « économiques » de profitabilité des producteurs et de bien être des consommateurs, mais aussi en termes « physiques » de fiabilité du système (paysage de défaillance).

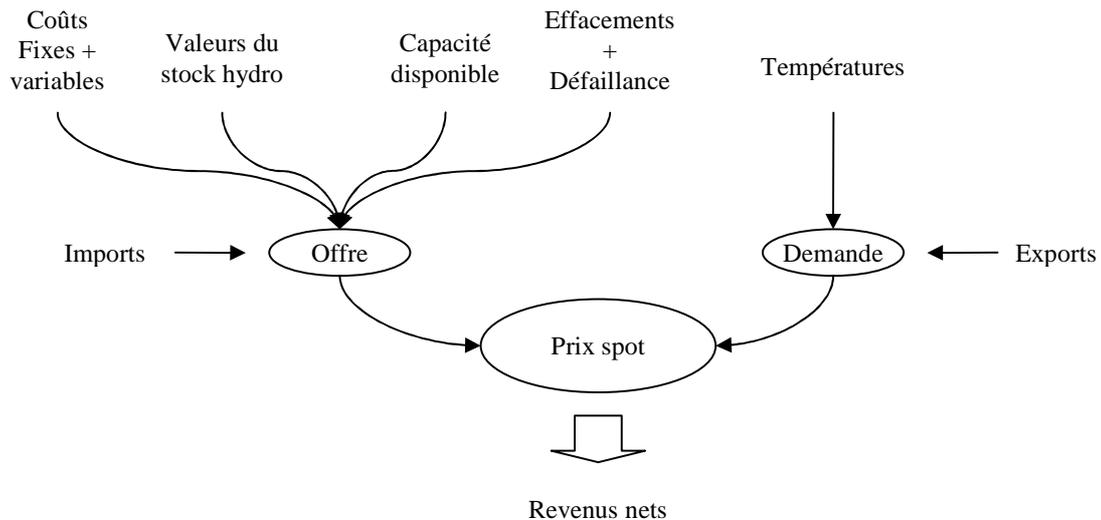
2- Méthodologie

Afin de comprendre dans quelles conditions les prix issus des marchés spot de l'énergie peuvent envoyer le signal et les bonnes incitations pour obtenir un équilibre de moindre coût sur le court

¹⁰ Rapin, D et Vassilopoulos (2006)

et sur le long terme¹¹, nous allons modéliser le processus de formation des prix et la décision d'investissement sur ces marchés. Il est important de noter que cette étude ne va pas aborder les marchés de capacité (les marchés qui permettent de rémunérer la capacité. Ces derniers sont nécessaires si les marchés de l'énergie n'arrivent pas à assurer les revenus suffisants.

Figure 6 : Un modèle de formation des prix



A l'aide d'un modèle d'optimisation, nous allons simuler le fonctionnement du marché de gros de l'électricité en confrontant l'offre et la demande sur un pas horaire. La figure 6 ci-dessus illustre, de manière schématique, le fonctionnement du modèle de formation des prix. Le modèle développé dans le cadre de cette thèse permet de confronter l'offre et la demande pour déterminer les prix de marché ou les espérances de prix de marché dans une approche probabiliste. Chaque groupe de production doit être caractérisé par sa puissance, son coût et sa disponibilité. Les valeurs du stock hydraulique doivent être déterminées pour prendre en compte les arbitrages intertemporels que ce moyen de production permet. De plus, nous avons cherché à intégrer le paysage de défaillance qui joue un rôle fondamental pour les investissements puisque les revenus durant cette période doivent permettre aux unités de récupérer une part significative de leurs coûts fixes (pour les unités de pointe la totalité).

¹¹ Comme le modèle ne prend pas en compte les caractéristiques du réseau de transmission et les problèmes régionaux, la question de la localisation des investissements ne sera pas abordée dans cette étude.

Ce modèle est utilisé dans le cas de la France. Nous allons simuler les prix spot passés qui vont nous permettre de caractériser les signaux passés envoyés mais aussi les espérances de prix futurs qui déterminent les incitations à investir dans le futur (les nouveaux investissements ne se font pas parce que les prix passés étaient élevés mais parce que les prix futurs et donc les revenus futurs anticipés seront élevés). Dans une première partie, à l'aide de données empiriques, (1) nous simulerons le fonctionnement du marché spot pour déterminer les prix concurrentiels des années 2003-2004-2005 avec le mix optimal et le parc actuel pour comprendre les effets des déséquilibres dans le mix de production sur les prix et (2) comparer les prix concurrentiels avec le parc actuel et les prix observés (Powernext) pour caractériser le signal pour l'investissement envoyé par ces derniers. Dans une deuxième partie, afin de déterminer les espérances mathématiques des prix futurs, nous simulerons heure par heure le fonctionnement du parc de production pour une évolution de la demande et des prix des combustibles fossiles donnée (donc pour un mix optimal futur donné). Une approche probabiliste est appliquée afin d'intégrer dans le modèle les aléas climatiques et la disponibilité du parc. Les investissements pour chaque filière sont déterminés dans une optique de maximisation des profits et donc en fonction des revenus issus des ventes d'énergie sur le marché spot. Le modèle est utilisé dans différents cas de figure: (1) quand l'entrée est libre (2) quand l'entrée est entièrement bloquée, (3) quand des barrières à l'entrée sont présentes pour les moyens de production de base (centrales nucléaires puis centrales au charbon) sur un marché concentré et finalement (4) quand des barrières à l'entrée en base sont présentes sur un marché déconcentré (un pentopole nucléaire) afin de caractériser les incitations à investir dans chaque filière et voir si elles correspondent aux incitations qui mènent au mix optimal sur la période considérée.

2.1 Simulations des prix passés

Afin de déterminer la pertinence du signal pour l'investissement envoyé par les prix spot observés, nous effectuerons deux « expériences ». Dans une première partie nous déterminerons le signal optimal, qui reflète les déséquilibres dans le mix de production. Dans une deuxième partie nous caractériserons le signal envoyé par les prix spot observés en le comparant au signal optimal.

a) Les déséquilibres du mix et le signal optimal.

Nous voulons d'abord isoler l'effet des éventuels déséquilibres dans le mix de production durant les années 2003, 2004 et 2005 pour caractériser le signal optimal qui devrait être envoyé aux investisseurs. L'écart entre les prix avec et sans le mix optimal nous permet de comprendre quelles unités devraient faire des profits (quantité < quantité optimale), lesquelles devraient faire des pertes (quantité > quantité optimale) et quelles lesquelles devraient se trouver au seuil de rentabilité (quantité optimale). Pour déterminer l'impact des déséquilibres du mix sur les prix, nous allons comparer les prix de concurrence parfaite simulés avec le mix optimal et le parc actuel afin de vérifier (1) qu'avec un mix optimal, quand les paramètres de la défaillance sont établis correctement, les prix spot permettent à toutes les unités de récupérer exactement leurs coûts fixes et (2) qu'avec le parc actuel les prix spot envoient le signal optimal qui reflète les déséquilibres du mix de production (qui doit permettre aux investisseurs de corriger ces déséquilibres).

b) Comparaison du signal envoyé par les prix observés et du signal optimal.

Dans une deuxième partie, nous comparerons le signal optimal avec le signal envoyé par les prix observés sur Powernext. Notre objectif est de caractériser le signal prix envoyé par les prix spot observés afin d'identifier d'éventuelles rentes de rareté ou d'éventuels excès de capacité. Cependant, pour ce faire, il est essentiel de distinguer entre rentes de rareté et pouvoir de marché, mais aussi entre excès de capacité et « *missing money* » (ce qui empêche les prix spot de monter assez haut pour stimuler les investissements nécessaires).

a) Les prix observés peuvent être trop faibles pour permettre de récupérer les coûts fixes de certains moyens de production. Dans ce cas, il est essentiel de distinguer si les prix sont trop faibles à cause d'un excès de capacité ou à cause d'un problème de « *missing money* ». Si les prix sont trop faibles et ne reflètent pas les déséquilibres entre l'offre et la demande, les revenus sur les marchés spot seront insuffisants pour justifier les investissements nécessaires.

b) Si du pouvoir de marché est exercé par les firmes installées, les prix vont refléter un manque de concurrence qui peut fausser le signal prix. Dans ce cas, il est donc essentiel de distinguer si les prix sont trop élevés à cause d'un manque de capacité (rareté réelle) ou à cause de l'exercice de pouvoir de marché (rareté « artificielle »). Si les prix sont trop élevés et ne reflètent pas les déséquilibres entre l'offre et la demande, les revenus sur les marchés spot permettront des profits déraisonnables pour les unités en place et le signal sera trop fort (par rapport au signal optimal qui doit refléter uniquement les déséquilibres du mix). Si tel est le cas, et si des écarts sont enregistrés entre le signal observé et le signal optimal (phénomènes de « *missing money* » ou de pouvoir de marché), il serait intéressant de les mettre en évidence et d'expliquer leur source et leur impact sur l'investissement.

2.2 Simulations des prix futurs

La seconde partie de notre étude cherchera à déterminer à l'aide de simulations numériques des prix futurs, si les prix issus d'un marché concurrentiel sont de nature à donner les incitations adéquates aux investisseurs décentralisés, sur le moyen-long terme. Nous allons simuler des espérances de prix spot en France sur 2010-2020, pour différentes situations d'entrée et de concentration du marché.

a) Libre entrée : Dans une première partie nous simulerons les espérances des prix de marché sur la période 2010-2020, et évaluerons pour un mix optimal donné (pour une évolution des prix des combustibles fossiles et de la demande d'électricité) les incitations à investir (basées sur ces espérances de prix) lorsque l'entrée est libre pour toutes les technologies.

b) Barrières à l'entrée : Dans une deuxième partie nous simulerons les prix spot et déterminerons les incitations à investir sur la période considérée pour un mix optimal donné quand des barrières sont présentes pour la construction de nouvelles unités (en base, semi-base et pointe). L'hypothèse de barrières à l'entrée en base paraît beaucoup plus crédible que pour la semi base et la pointe. C'est le cas notamment pour les centrales nucléaires et les centrales au charbon. De plus, les marchés sont beaucoup plus concentrés et généralement dominés par les ex – monopoles

verticalement intégrés. Dans une troisième partie nous analyserons les incitations à investir quand des barrières sont présentes pour la construction de nouvelles unités en base.

c) Le cas où la capacité nucléaire est divisée en cinq firmes égales, nous permettra de comprendre l'effet d'une déconcentration du parc de production sur les incitations à investir et à exercer du pouvoir de marché.

L'objectif de cette thèse est donc double. Il s'agit de déterminer la capacité des prix spot passés et des prix spot futurs à piloter les investissements en capacité de production de manière optimale. C'est à dire sur le court terme, à envoyer les signaux optimaux aux investisseurs mais aussi sur le plus long terme à donner les incitations optimales à investir.

3-Organisation de la Thèse

Dans une première partie nous procéderons à une revue de la littérature des théoriciens des marchés spot. Après avoir rappelé les fondements des marchés spot, nous analyserons le lien théorique qui existe entre les prix spot et l'investissement. Ceci nous permettra d'énoncer certaines limites de leurs résultats sur le pilotage des investissements par les prix dans la pratique. Notre objectif est de déterminer les conditions qui dévient l'équilibre de court et de long terme de l'optimum. Dans une deuxième partie, nous présenterons le modèle et les données qui nous permettent de simuler la formation des prix spot. Nous procéderons à l'étude empirique de la formation des prix en France afin de mieux comprendre les signaux possibles pour les investissements et déterminer le signal optimal. Ceci nous permettra de comprendre les problèmes qui peuvent accompagner l'émergence de ces nouvelles institutions quant au signal prix envoyé aux investisseurs. Puis, nous testerons la capacité des prix d'un marché concurrentiel à envoyer les incitations adéquates à l'investissement sur le plus long terme. Des simulations sont effectuées sur le plus long terme avec des scénarios d'évolution de la demande et des prix des combustibles pour évaluer la capacité du signal prix à donner les bonnes incitations en présence de barrières à l'entrée et quand les marchés sont concentrés. Dans une troisième partie nous décrirons les résultats des simulations numériques pour la France sur les périodes 2003-2005 et 2010-2020.

CHAPITRE 1 : LA THEORIE DES MARCHES SPOT DE L'ELECTRICITE

La théorie des marchés spot de l'électricité est apparue dans le début des années 80. Elle trouve ses origines dans la théorie de la tarification en heure de pointe de Boiteux (1960), développée pour prendre en compte les caractéristiques de nonstockabilité de la production et de la variabilité de la demande dans la tradition marginaliste. Boiteux (1960) détermine la tarification optimale en calculant les « prix ombres¹² » ou « prix fictifs » basés sur les coûts marginaux de production pour les heures creuses et les heures de pointe et montre que les coûts d'exploitation doivent être rémunérés durant les heures creuses, alors que les prix de pointe doivent rémunérer la somme des coûts d'exploitation et des coûts fixes (Crew et Kleindorfer, 1999) afin de permettre à l'entreprise de récupérer ses charges de capital quand la capacité atteint ses limites¹³. Cette tarification a des effets bénéfiques pour les consommateurs ainsi que pour les producteurs¹⁴. En général, les prix peuvent varier par saison, semaine, jour, ou même pour des durées plus courtes. Le concept de “*responsive pricing*” a été introduit par Vickrey en 1971 afin de permettre aux *Utilities* de répondre aux variations de l'offre et de la demande : “*Utility prices to respond appropriately to adventitious variations in demand or supply*”. Un peu plus tard, Schweppe, Caramanis, Tabors et Bohn (1988) développent le concept de “*spot pricing*” pour l'électricité aussi appelée tarification en temps réel (« *real-time pricing* »). La tarification de

¹² En économie, un prix fictif (ou prix « ombre ») n'est pas un prix de marché classique. Il apparaît comme le résultat du calcul du planificateur central dont le modèle d'optimisation n'a que des variables purement physiques.

¹³ Bergougnoux, Careme et Mosconi, (1985) notent que, les travaux précurseurs de Boiteux avaient d'importantes limites rendant la théorie moins opérationnelle. Les inconvénients majeurs étaient la découverte de l'élasticité de la demande aux prix ainsi que la mise en place d'une procédure de simulation centralisée qui permette de déterminer les « prix ombres ». Néanmoins, des tarifs horo-saisonniers (“*time-of-use*” rates) ont été mis en place en France, en Allemagne et en Angleterre. L'élasticité de la demande aux prix contribue donc dans une certaine mesure à diminuer les variations de la demande et permet de diminuer la capacité nécessaire pour fournir la pointe.

¹⁴ L'application de la tarification en heure de pointe requiert néanmoins que les consommateurs soient tarifés en fonction de leur profil de charge.

l'heure de pointe (Boiteux, 1956), la tarification « *responsive pricing* » de Vickerey (1971) et la tarification spot ou en temps réel de Schweppe, Caramanis, Tabors and Bohn (1988) ont toutes été établies afin d'améliorer les méthodes de tarification des « *Utilities* ». Néanmoins, elles tentent toutes de montrer les liens étroits qui existent entre la structure tarifaire et les besoins d'investissement basés sur les coûts des producteurs et sur la volonté de payer des consommateurs.

1.1 Les prix spot

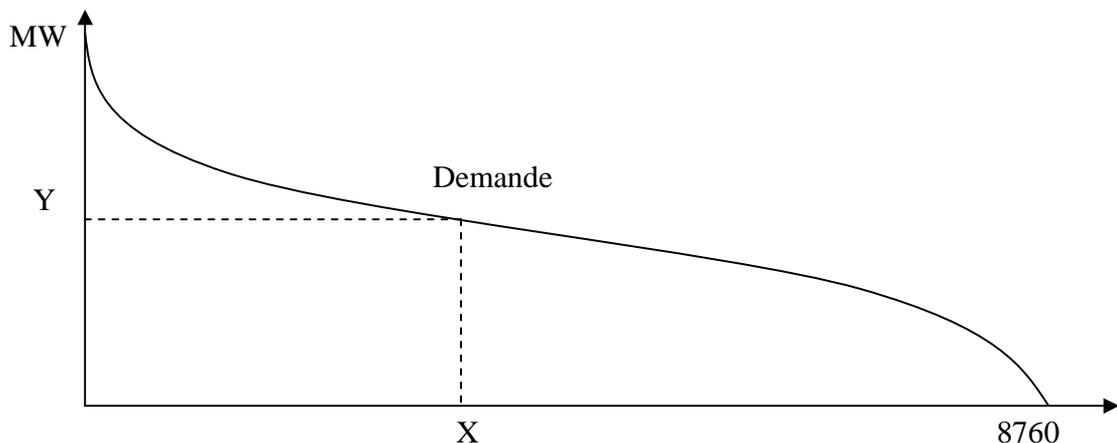
Le prix spot horaire est à la base des marchés de gros de l'électricité parce qu'il sert de fondement pour les transactions. Le prix spot peut être défini comme le prix qui équilibre l'offre et la demande d'électricité pour une période donnée (heure, demi-heure, etc..). Comme il n'est pas possible de stocker l'électricité à un coût raisonnable, la production doit suivre la demande de façon que le système soit constamment « à l'équilibre ». Toute déviation par rapport à cet équilibre entraîne des modifications des niveaux de fréquence qui détériorent la qualité de l'électricité, et peuvent mener à des défaillances du système et même à son effondrement (« *Black-out* »). Les caractéristiques opérationnelles et la structure des coûts d'une centrale de production, mais aussi les règles de circulation des flux électriques rendent particulièrement délicat l'ajustement instantané de la production à la demande, en l'absence de possibilité de stockage massif. Ces caractéristiques exigent la mise en place de mécanismes de coordination complexes, dont les dimensions sont multiples et interdépendantes. La coordination de la production doit être centralisée et confiée à l'opérateur du système qui est en charge de la stabilité et de la sûreté du réseau.

1.1.1 L'offre et la demande d'électricité

Les caractéristiques physiques de l'offre et de la demande d'électricité ont un rôle fondamental pour la compréhension du fonctionnement des marchés de l'électricité.

(a) La demande d'électricité, varie en fonction d'une saisonnalité horaire¹⁵, journalière, et annuelle. Son incertitude dépend essentiellement des fluctuations météorologiques qui augmentent l'utilisation du chauffage en hiver ou de l'air conditionné en été¹⁶. Les variables qui permettent d'expliquer le niveau de la consommation d'électricité sont: les températures, la nébulosité (pour l'éclairage), l'heure de la journée, le jour de la semaine (jour ouvrable, week-end), le type de consommateur et un facteur aléatoire qui traduit l'incertitude. L'effet des températures sur la consommation d'électricité est très important en France avec une forte demande en hiver lors des fortes baisses de températures et une faible demande en été pour des températures plus clémentes. Il est pratique de représenter la demande sous forme d'une monotone des puissances.

Graphique 1.1.1 : Monotone des puissances



Une monotone des puissances peut être construite pour une région donnée en triant les 8760 demandes horaires d'une année de la plus haute à la plus basse. Elle nous indique la durée pendant laquelle la demande dépasse un certain niveau (X heures ou bien X% du temps, en général 8760 heures).

Avec une demande fluctuante, la satisfaction à moindre coût nécessite une capacité de production diversifiée qui puisse répondre aux variations. Pour la demande de « base », c'est-à-dire pour

¹⁵ Les fluctuations de la demande évoluent de façon cyclique au cours de la journée (la demande va varier en fonction des heures de la journée en suivant un profil de charge

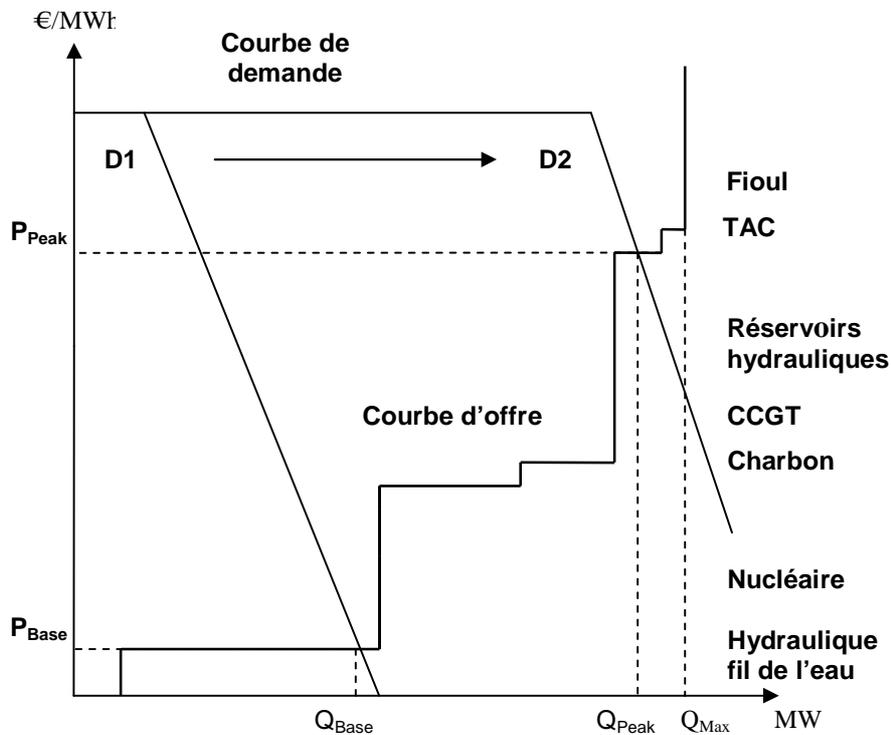
¹⁶ Dans le cas de la France, en hiver, on peut observer une première pointe vers 8h du matin et une autre pointe vers 20h. En été, la première pointe est moins brusque et la deuxième pointe apparaît dans une moindre mesure et beaucoup plus tard qu'en hiver.

produire en permanence une quantité d'électricité suffisante à satisfaire la demande minimale, il est plus économique d'utiliser des techniques de production dont le coût marginal (le coût de production d'un MWh supplémentaire d'électricité) est faible, même si leurs coûts fixes (liés à la capacité de production mais pas à la quantité effectivement produite) sont élevés. Au contraire, pour satisfaire la pointe de demande, il faut recourir à des techniques de production dont les coûts fixes sont faibles, même si les coûts variables sont élevés : il serait par exemple inefficace de construire des centrales coûteuses pour ne les utiliser que pendant une très faible période de temps. Par exemple, les centrales nucléaires avec des coûts fixes élevés et des coûts variables faibles vont donc fonctionner en base à charge constante. Certaines centrales comme les centrales au charbon peuvent « suivre la charge » mais nécessitent une longue période de démarrage et ne sont donc pas efficaces pour servir des pointes de courte durée. Il est donc nécessaire d'avoir des turbines à combustion qui ne vont fonctionner qu'un nombre très limité d'heures. Ainsi, pour des raisons techniques et dynamiques, il existe un besoin de centrales plus onéreuses à faire fonctionner et moins à construire mais qui permettent de répondre rapidement à des variations de la demande.

(b) L'offre d'électricité peut donc être caractérisée par une fonction de coût croissante (le coût marginal croît au fur et à mesure que des puissances supplémentaires sont appelées). Si la demande est faible, ce coût est celui du kWh hydraulique fil de l'eau ou nucléaire. Si la demande est élevée, ce sont les valeurs de l'eau puis le coût d'une centrale au gaz ou un substitut pétrolier. Le graphique suivant illustre schématiquement les différents paliers de la courbe d'offre. Cette dernière peut être représentée soit par paliers (« *step function* ») ce qui suppose que les unités de production ont des coûts variables linéaires soit par une fonction continue strictement croissante (si les discontinuités de la fonction d'offre causées par les caractéristiques des différentes unités comme les taux de rampe ou les coûts de démarrage, ne sont pas prises en compte).

Les facteurs qui influencent l'offre d'électricité sur le court terme sont essentiellement les fluctuations dans les prix des combustibles, la disponibilité des équipements (maintenance et indisponibilités fortuites) ou la disponibilité de l'eau dans les barrages hydrauliques en raison des conditions météorologiques.

Graphique 1.1.3 : La formation des prix sur un marché en concurrence



Sur le Graphique 1, quand la demande est faible (D_1) elle croise la courbe d'offre à la quantité Q_{BASE} et le prix de marché est P_{BASE} . Sur un marché en concurrence parfaite, toutes les centrales qui ont des coûts variables inférieurs à P_{BASE} ont intérêt à produire. Dans le second cas, quand la demande est forte (D_2), le prix de marché devient P_{PEAK} pour une quantité Q_{PEAK} et donc toutes les centrales qui sont appelées à produire reçoivent le prix de marché P_{PEAK} . En période de pointe, les revenus nets d'une unité de base sont déterminés par la différence entre le prix de marché P_{PEAK} et ses coûts variables. Les unités inframarginales reçoivent donc des revenus nets (« *quasi-rents* ») qui contribuent à la récupération des coûts fixes quand le prix de marché est supérieur à leurs coûts variables. C'est cette caractéristique des marchés de l'électricité qui devrait, comme nous allons le voir par la suite, permettre aux producteurs de récupérer leurs coûts fixes même en concurrence parfaite.

Avec un prix uniforme, la quantité optimale d'électricité est produite à moindre coût et consommée à la plus haute valeur. Une des caractéristiques des marchés spot est que même sur un marché parfaitement concurrentiel, il peut y avoir une différence entre le coût marginal d'une unité de production et le prix de marché quand la demande est élevée (ou quand le producteur a un coût d'opportunité supérieur à ses coûts de production comme la vente à une différente localité par exemple). Quand la demande excède l'offre, le prix est déterminé par la valeur marginale que les consommateurs acceptent de payer pour être fournis. Après avoir décrit les caractéristiques des prix spot optimaux, nous verrons leur interaction avec l'investissement.

1.1.3 Les prix spot optimaux

Les prix spot, selon Bohn, Caramanis, Scheppe et Tabors, (1982) sont des prix qui fluctuent avec le temps en réponse aux variations des conditions de l'offre et de la demande du système électrique. Le prix spot est généralement défini comme le coût marginal (incrémental) pour la fourniture du consommateur k. Le prix spot horaire est défini comme :

$$\rho_k(t) = \frac{\partial CT}{\partial d_k(t)} \quad (1.1)$$

Avec $\rho_k(t)$ le prix spot pour l'heure t (€/MWh), CT le coût total de production et $d_k(t)$ la demande du consommateur k à l'heure t (kWh). Avec une demande totale agrégée $d(t)$ le prix spot est unique et devient :

$$\rho(t) = \frac{\partial CT}{\partial d(t)}$$

La dérivée est déterminée sous les contraintes de satisfaction de la demande (production=consommation + pertes), la demande totale à l'heure t ne peut être supérieure à la capacité totale de toutes les centrales disponibles à l'heure t, les lois de Kirchhoff (les flux énergétiques et les pertes sur un réseau sont spécifiées par des lois physiques), limites des flux

sur les lignes (les flux énergétiques sur une ligne particulière ne peuvent être supérieurs aux limites spécifiées). Les prix spot possèdent différentes composantes :

$$\begin{aligned}
 \rho_k(t) = & \gamma_F(t) \\
 & + \gamma_M(t) \\
 & + \gamma_{QS}(t) \\
 & + \gamma_R(t) \\
 & + \eta_{L,k}(t) \\
 & + \eta_{QS,k}(t) \\
 & + \eta_{R,k}(t)
 \end{aligned} \tag{1.2}$$

Où $\gamma_F(t)$ représente le coût marginal du combustible, $\gamma_M(t)$ le coût marginal de la maintenance, $\gamma_{QS}(t)$ la composante représentant la qualité de l'offre, $\gamma_R(t)$ la réconciliation des revenus, $\eta_{L,k}(t)$ les pertes marginales du réseau, $\eta_{QS,k}(t)$ la qualité de l'offre du réseau et $\eta_{R,k}(t)$ la réconciliation des revenus du réseau. Les composantes relatives à la qualité de l'offre entrent en jeu lorsque les limites des capacités de production ou de transport sont atteintes. Les composantes précédentes sont souvent combinées de la sorte :

$$\lambda(t) = \gamma_F(t) + \gamma_M(t) \text{ « System lambda »}$$

$$\gamma(t) = \lambda(t) + \gamma_{QS}(t) \text{ Valeur marginale de la production}$$

$$\eta_k(t) = \eta_{L,k}(t) + \eta_{QS,k}(t) \text{ Valeur marginale de l'opération du réseau}$$

La composante opérationnelle est généralement la composante la plus importante d'un prix spot. Elle comprend le coût du combustible, la maintenance $\lambda(t) = \gamma_F(t) + \gamma_M(t)$ et les pertes $\eta_{L,k}(t)$ sur le réseau. La composante $\lambda(t)$ est la dérivée du coût total de production (combustible et maintenance) par rapport à la demande. On appelle cette composante « System lambda ». En général, $\lambda(t)$ augmente avec la demande. Les pertes représentent les pertes d'énergie sur les réseaux de transport et de distribution. La composante de qualité de l'offre de la production et du réseau peut être définie de la manière suivante : la qualité de l'offre est nulle la plupart du temps avec une augmentation brusque lorsque la capacité maximale de production ou du réseau sont

approchées. Durant ces périodes, cette composante domine le prix spot. Les auteurs cités précédemment affirment donc que dans un système optimal de tarification au coût marginal les revenus doivent être égaux à la somme des coûts variables et des coûts fixes et l'investissement est optimal.

1.2 Les marchés spot et l'investissement

Caramanis, (1982) montre que les prix spot mènent à des investissements optimaux (il n'y a pas de consommateurs à des prix prédéterminés). Si le dispatching est optimal, alors les coûts marginaux sont supérieurs aux coûts variables moyens d'exploitation. Les prix doivent permettre aux producteurs de gagner des revenus nets qui soient supérieurs aux charges d'exploitation et la différence doit leur permettre de récupérer leurs charges de capital. Les investissements sont faits jusqu'à ce que le dernier MW investi perçoive un revenu net dont la valeur actualisée soit égale au coût incrémental du nouvel investissement. Un système électrique optimal doit permettre aux producteurs de dégager des revenus nets égaux aux charges de capital et d'exploitation (Bohn, Caramanis, Schweppe, Tabors, 1988)

1.2.1 Investissement optimal sous un régime de prix spot

Dans un régime de prix spot, les conditions de maximisation de bien être social coïncident avec le comportement d'investissement qui maximise les profits individuels. Si les unités de production individuelles et les consommateurs d'électricité devaient agir comme des entreprises qui maximisent leur profit et que les décisions étaient prises indépendamment, la condition de maximisation du profit serait suffisante pour les conduire à adopter des décisions d'investissement socialement efficaces. Des conditions optimales d'investissement du point de vue de la minimisation des coûts pour la société sont dérivées et comparées aux conditions d'investissement optimal du point de vue des participants individuels du marché. Les décisions d'investissement sont évaluées sur la base d'une monotone des prix qui est un concept identique à la monotone des puissances (« *price duration curve* »). Il est montré par les auteurs que

l'information statistique du comportement des prix horaires est nécessaire et suffisante pour évaluer les conditions d'investissement dans la plupart des cas (Bohn, Caramanis, Schweppe, Tabors, 1988) :

« *Statistical hourly spot price information is shown to be necessary and sufficient in evaluating investment conditions in most cases* ».

La formulation du problème par Bohn, Caramanis, Schweppe, Tabors (1988) est la suivante :

$K_{\gamma,j}$: Stock de capital du producteur j déjà en place au début de la période considérée et qui sera retiré à la fin de la période

$K_{D,k}$: Stock de capital du consommateur k intervenant sur le marché spot et qui est déjà en place au début de la période considérée et sera retiré à la fin de la période

$K_{D,k}^P$: Similaire aux précédents mais pour des consommateurs avec des tarifs prédéterminés.

$K_{\eta,i}$: Similaire aux précédents mais pour les lignes de réseau

$\underline{K_{\gamma}}, \underline{K_D}, \underline{K_D^P}, \underline{K_{\eta}}$: Vecteurs avec pour éléments les quantités définies ci-dessus

$I_j(K_{\gamma,j})$: Le coût d'investissement en (\$) associé au stock de capital $K_{\gamma,j}$ utilisé par le producteur j.

$I_k(K_{D,k}), I_k(K_{D,k}^P), I_i(K_{\eta,i})$: Comme ci-dessus mais pour le consommateur k qui achète au prix spot, pour le consommateur k au tarif prédéterminé et pour la ligne i respectivement

$$I(\underline{K_{\gamma}}) = \sum_j I_j(K_{\gamma,j}) \quad (2.1)$$

$I(\underline{K_D}), I^P(\underline{K_D^P}), I(\underline{K_{\eta}})$: Sommes similaires à (2.1).

$$\begin{aligned}
\Omega(t) = & G[\underline{g}(t)] \\
& + N[\underline{z}(t)] \\
& - B[\underline{d}(t)] \\
& - B[d^P(t)] \\
& + \mu_e(t)[d(t) + d^P(t) + L[\underline{z}(t)] - g(t)]
\end{aligned} \tag{2.2}$$

Avec $G[\underline{g}(t)]$ qui sont les coûts de production. $N[\underline{z}(t)]$ Les coûts du réseau, $B[\underline{d}(t)]$ les bénéfices des consommateurs participant au marché spot et $B[d^P(t)]$ les bénéfices des consommateurs au tarif prédéterminé et $\mu_e(t)[d(t) + d^P(t) + L[\underline{z}(t)] - g(t)]$ la contrainte d'équilibre énergétique. Les Lagrangiens de court et de long terme représentent les coûts nets pour la société. Le lagrangien de long terme correspond au coût d'investissement de tous les consommateurs, (pour la production et le transport) plus l'espérance des contraintes et des coûts sociaux pour la période représentant la période d'utilisation du stock en capital. Le lagrangien de long terme est défini comme le coût en capital plus l'espérance de court terme du bien être social :

$$\Omega_{LT} = I(\underline{K}_\gamma) + I(\underline{K}_D) + I(\underline{K}_D^P) + I(\underline{K}_\eta) + \sum_{t=0}^T E\{\Omega(t)\} \tag{2.3}$$

Avec T qui représente le moment où le stock en capital investi à la période 0 est retiré. Les espérances sont calculées avec des fonctions de densité de probabilité qui représentent la connaissance à la période 0 du comportement des variables aléatoires au temps t. Les conditions d'investissement conventionnelles étaient obtenues par la détermination d'une contrainte de fiabilité qui nécessitait une probabilité de défaillance convenable. Les auteurs font donc l'hypothèse que les termes de la qualité de l'offre de la production et du réseau inclus dans le prix spot sont calculés par une approche en termes de marché. Il n'y a donc pas d'énergie non servie (coupures) selon les auteurs puisque les consommateurs font face à des prix très élevés et réduisent leur demande. La demande est donc assez élastique aux prix pour éviter les défaillances.

« Thus, there is no unserved demand in the sense of anyone being ‘blacked out’; customers simply see very high prices instead and reduce demand as required. Hence no explicit reliability constraint is included. Since the market clearing approach is being used, there are no generation or network quality of supply costs »

$$G_{QS}[g(t)]=0$$

$$N_{QS}[\underline{z}(t)]=0$$

Certaines hypothèses implicites au modèle sont formulées par les auteurs. (1) tout le capital est mis en utilisation et retiré au même moment (2) la valeur actuelle des coûts horaires correspond à leur somme. Les conditions d’optimalité du premier ordre sont obtenues par une procédure d’optimisation en trois parties

- *Décisions de court terme* : Les niveaux de production, les niveaux de consommation et les prix spot horaires déterminés conditionnellement aux niveaux du stock de capital.
- *Les décisions de moyen terme* : les tarifs prédéterminés sont déterminés conditionnellement aux stocks de capital et les procédures données en fonction desquelles les décisions de court terme sont prises durant une période où les tarifs prédéterminés sont effectifs.
- *Les décisions de long terme* : Les décisions sur le niveau du stock de capital conditionnelles aux procédures données, suivant lesquelles les décisions de moyen et long terme vont être prises durant la vie d’opération du stock de capital.

Les décisions d’investissement de long terme sont optimales lorsque les conditions suivantes sont satisfaites par rapport aux décisions de court et moyen terme. Les conditions du premier ordre sont :

$$\frac{\partial \Omega_{LT}}{\partial K_{\gamma,j}} = 0 \quad \text{Pour tout } j \text{ (Production)} \quad (2.4)$$

$$\frac{\partial \Omega_{LT}}{\partial K_{D,k}} = 0 \text{ Pour tout } k \text{ (consommateurs au prix spot)} \quad (2.5)$$

$$\frac{\partial \Omega_{LT}}{\partial K_k^p} = 0 \text{ Pour tout } k \text{ (Consommateurs aux tarifs prédéterminés)} \quad (2.6)$$

$$\frac{\partial \Omega_{LT}}{\partial K_{\eta,i}} = 0 \text{ (Réseau)} \quad (2.7)$$

a) Conditions d'investissement pour les producteurs

La condition (2.4) donne :

$$\frac{\partial I(K_{\gamma,j})}{\partial K_{\gamma,j}} = - \sum_t E \left\{ \frac{\partial \Omega(t)}{\partial g_j(t)} \frac{\partial g_j(t)}{\partial K_{\gamma,j}} + \frac{\partial G[g(t)]}{\partial K_{\gamma,j}} \right\} \quad (2.8)$$

Pour l'opération du système optimale de court terme : $\frac{\partial \Omega(t)}{\partial} = 0$

En développant (2.8) et en gardant $g_j(t)$ constant on obtient :

$$\frac{\partial I(K_{\gamma,j})}{\partial K_{\gamma,j}} = - \sum_t E \left\{ \frac{\partial}{\partial K_{\gamma,j}} G_{FM}[g_j(t)] - \mu_{QS,\gamma(t)} \frac{\partial g_{crit,\gamma(t)}}{\partial K_{\gamma,j}} - \mu_{\max,\gamma,j(t)} \frac{\partial g_{\max,j(t)}}{\partial K_{\gamma,j}} \right\} \quad (2.9)$$

Cette équation montre que le niveau d'investissement optimal pour le producteur j doit être tel que les coûts d'un incrément d'investissement soit égal à la valeur actualisée des bénéfices de cet investissement (gains d'efficience opérationnelle, contribution à la satisfaction de la demande aux moments où la capacité totale disponible est atteinte et les contributions à la production additionnelle pour le producteur j aux moments où il opère à capacité maximale). Afin de mieux

comprendre, il est nécessaire de faire certaines hypothèses : le stock de capital $K_{\gamma,j}$ affecte seulement la capacité maximale de l'unité de production j donc :

$$\frac{\partial g_{\max,j}(t)}{\partial K_{\gamma,j}} = 1 \quad (2.10)$$

Si l'unité j est disponible a l'heure t, elle peut jouer le rôle de la réserve d'opération donc ;

$$\frac{\partial g_{crit,\gamma}(t)}{\partial K_{\gamma,j}} = 1 \text{ Si la centrale est disponible} \quad (2.11)$$

$$\frac{\partial g_{crit,\gamma}(t)}{\partial K_{\gamma,j}} = 0 \text{ Si l'unité est indisponible}$$

Finalement, Bohn, Caramanis et Scheppe (1988) font l'hypothèse que les coûts variables sont proportionnels à la production:

$$G_{FM,j}[g_j(t)] = \lambda_j g_j(t) \quad (2.12)$$

$$\text{Donc, } \frac{\partial G_{FM,j}[g_j(t)]}{\partial K_{\gamma,j}} = 0 \quad (2.13)$$

En utilisant (2.10) à (2.13), (2.9) se réduit à :

$$\frac{\partial I[K_{\gamma,j}]}{\partial K_{\gamma,j}} = \sum_t E\{C_j(t)\}$$

$$C_j(t) = \mu_{QS,\gamma}(t) + \mu_{\max,\gamma,j}(t) \quad \text{Si l'unité est disponible}$$

$$C_j(t) = 0 \quad \text{si l'unité est indisponible}$$

- Si l'unité n'est ni en arrêt ni en capacité maximale ($g_j(t) < g_{\max,j}$ alors, $\mu_{\max,\gamma,j}(t) = 0$

- Si l'unité est à sa capacité maximale, la condition d'optimalité nous donne :

$$\lambda_j + \mu_{QS,\gamma}(t) + \mu_{\max,\gamma,j}(t) = \rho_j(t) \quad (2.14)$$

Et on obtient,
$$\frac{\partial I[K,\gamma,j]}{\partial K_{\gamma,j}} = \sum_t E\{C_j(t)\} \quad (2.15)$$

Avec : $C_j(t) = \rho_j(t) - \lambda_j$ $g_j(t) = g_{\max,j}$

$C_j(t) = \mu_{QS,\gamma}(t) = \gamma_{QS}(t)$ $g_j(t) < g_{\max,j}$ L'unité est disponible

$C_j(t) = 0$ L'unité est indisponible

Les coûts d'un incrément d'investissement supplémentaire doivent être égaux à la valeur actualisée des bénéfices espérés qui sont $\rho_j(t) = \lambda_j$ quand l'unité est à capacité maximale et $\mu_{QS,\gamma}(t)$ quand l'unité de production est disponible mais pas à pleine capacité.

Le rôle de la monotone des prix joue un rôle fondamental pour déterminer la rentabilité des nouveaux investissements (Graphique 1.2.1). Si les coûts variables sont constants pour le producteur j, et si l'effet $\mu_{QS,\gamma}(t) = \gamma_{QS}(t)$ est ignoré, le coût d'investissement d'un kW incrémental est donné par: $(A_j) \cdot (a_j) \cdot (\text{heures})$.

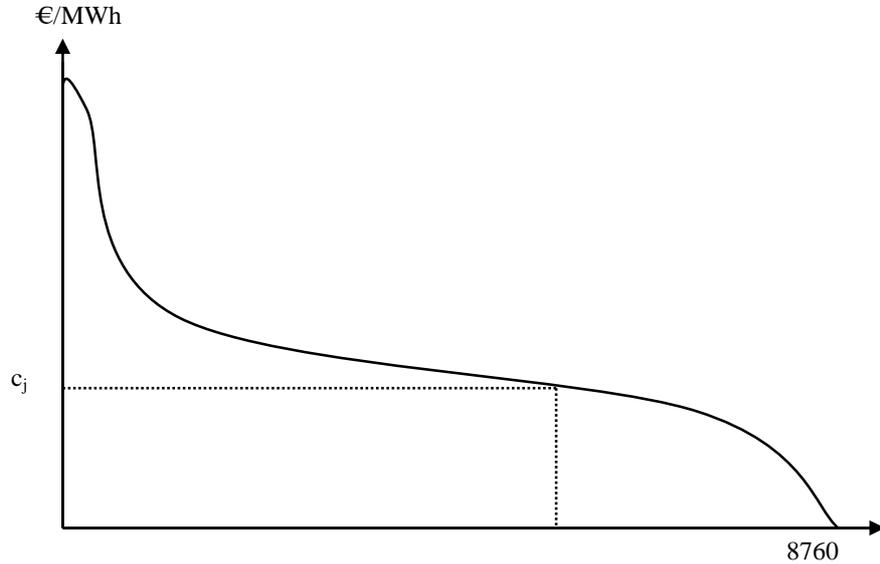
Avec,

- A_j représente l'aire sous la monotone des prix de λ_j à l'infini.

- a_j représente la probabilité que la capacité de production incrémentale soit disponible pour produire durant une heure future

- Les heures représentent le nombre total d'heures durant la vie d'opération de l'investissement incrémental

Graphique 1.2.1: Monotone des prix



Une des méthodes pour calculer la qualité des composantes du prix spot est la méthode des coûts fixes annualisés. On considère une unité de production avec des coûts variables λ_j qui va produire quand $\rho_j(t) > \lambda_j$, c'est à dire quand le prix spot est supérieur aux coûts variables, la différence $\rho_j(t) - \lambda_j$ est égale à la composante de qualité de l'offre $\gamma_{QS}(t)$.

Les auteurs font l'hypothèse que $I[K_{\gamma,j}] = K_{\gamma,j} A_{QS,\gamma}$

De plus, ils font l'hypothèse que l'unité de pointe est toujours disponible,

$$A_{QS,\gamma} = \sum_t E\{\gamma_{QS}(t)\} \quad (2.16)$$

L'équation (2.16) est satisfaite si :

$$\gamma_{QS}(t) = \frac{A_{QS,\gamma} a_{\gamma}(t)}{\sum_t E\{a_{\gamma}(\tau)\}} \text{ Pour tout } a_{\gamma}(t).$$

b) Conditions d'investissement pour les consommateurs

Pour les consommateurs participant aux prix spot, la condition (2.5) donne :

$$\frac{\partial I[K_{D,k}]}{\partial K_{D,k}} = \sum_t \left\{ -\frac{\partial \Omega(t)}{\partial d_k(t)} \frac{\partial d_k(t)}{\partial K_{D,k}} + \frac{\partial B_k[d_k(t)]}{\partial K_{D,k}} \right\} \quad (2.17)$$

Les conditions d'optimisation de court terme donnent :

$$\frac{\partial \Omega(t)}{\partial d_k(t)} = 0 \quad (2.18)$$

Donc

$$\begin{aligned} \frac{\partial I[K_{D,k}]}{\partial K_{D,k}} &= \sum_t E \left\{ \frac{\partial B_k[d_k(t)]}{\partial K_{D,k}} \right\} \\ &= \sum_t E \{ \rho_k(t) \} \frac{\partial d_k(t)}{\partial K_{D,k}} \end{aligned} \quad (2.19)$$

Bohn, Caramanis et Schweppe et Tabors (1988) montrent donc (1) que le niveau d'investissement optimal est tel que le coût d'investissement incrémental soit égal à la valeur actualisée des économies d'électricité incrémentales espérées durant la vie de l'investissement. Elle coïncide donc avec un comportement de maximisation du profit du consommateur individuel (2) que les prévisions des propriétés des prix spot horaires sont nécessaires pour calculer les décisions d'investissement. Selon ces auteurs, l'information de la courbe de durée des prix en conjonction avec les investissements de capacité de production peut ne pas être suffisante dans tous les cas pour évaluer les investissements incrémentaux pour les consommateurs. Les consommateurs qui peuvent répondre aux prix spot peuvent bénéficier d'informations supplémentaires qui décrivent mieux la nature de séries temporelles des prix spot.

Pour les participants aux tarifs prédéterminés, La condition (2.6) donne :

$$\frac{\partial I[K_{D,k}^P]}{\partial K_{D,k}^P} = \sum_t \left\{ \left[\frac{\partial B_k[d_k^P(t)]}{\partial d_k^P(t)} - \frac{\partial N[y(t)]}{\partial d_k^P(t)} - \mu_e(t) - \mu_e(t) \frac{\partial L[y(t)]}{\partial d_k(t)} \right] \frac{\partial [d_k^P(t)]}{\partial K_{D,k}^P} + \frac{\partial B_k[d_k^P(t)]}{\partial K_{D,k}^P} \right\} \quad (2.20)$$

On substitue la relation et on obtient:

$$\rho_k(t) = \frac{\partial N_k[y(t)]}{\partial d_k^P(t)} + \mu_e(t) + \mu_e(t) \frac{\partial L[y(t)]}{\partial d_k(t)} \quad (2.21)$$

$$\frac{\partial B_k[d_k^P(t)]}{\partial d_k^P(t)} = r_k \quad (2.22)$$

Qui donne :

$$\frac{\partial I[K_{D,k}^P]}{\partial K_{D,k}^P} = \sum_t \left\{ [r_k - \rho_k(t)] \frac{\partial [d_k^P(t)]}{\partial K_{D,k}^P} + \frac{\partial B_k[d_k^P(t)]}{\partial K_{D,k}^P} \right\} \quad (2.23)$$

Cette équation décrit le comportement d'investissement optimal du point de vue de la société. Pourtant le participant au tarif prédéterminé ne se comportera pas selon cette équation puisque ses conditions indépendantes de maximisation du profit d'investissements sont décrites par :

$$\frac{\partial I[K_{D,k}^P]}{\partial K_{D,k}^P} = \sum_t \left\{ \frac{\partial B_k[d_k^P(t)]}{\partial K_{D,k}^P} \right\} \quad (2.24)$$

La comparaison entre les deux dernières équations indique que le comportement de maximisation du profit des participants aux tarifs prédéterminés atteint des niveaux d'investissement dont le coût incrémental n'est pas optimal pour la société. La différence étant égale au terme :

$$\sum_t E \left\{ [r_k - \rho_k(t)] \frac{\partial [d_k^p(t)]}{\partial K_{D,k}^p} \right\} \quad (2.25)$$

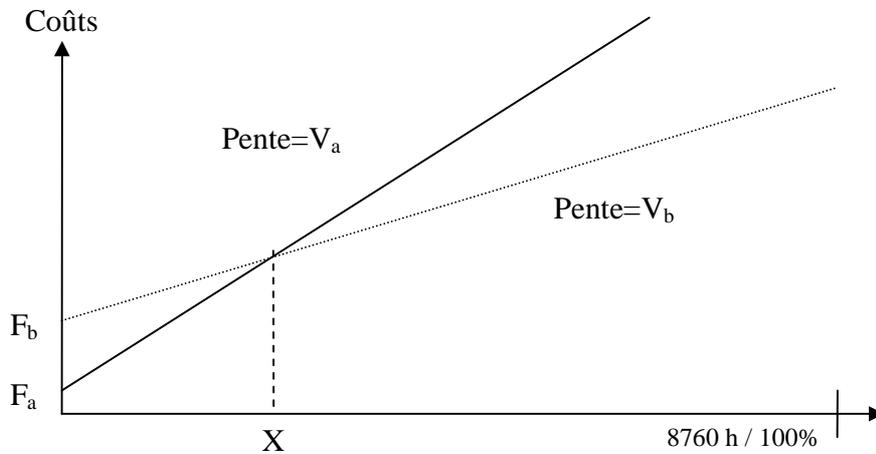
Dns l'hypothèse de coûts d'investissement marginaux croissants, lorsque ce terme est positif, les participants aux tarifs prédéterminés auront tendance à surinvestir et lorsque ce terme est négatif à sous-investir en comparaison avec le niveau d'investissement social optimal. Ce terme sera proche de 0 quand les investissements des consommateurs aux tarifs prédéterminés sont sélectionnés de manière à minimiser la covariance entre les prix spot horaires et la réponse à la demande pour des changements incrémentaux de r_k et $K_{D,k}^p$ (Bohn, Caramanis, Schweppe et Tabors, 1988).

1.2.2 La décision d'investissement et le signal prix

Le processus de décision d'investissement commence par une comparaison des coûts des différents moyens de production à travers la détermination du mix optimal. Les courbes de « screening » sont une méthode simplifiée qui permet de comprendre les variations du coût total¹⁸ d'une centrale en fonction de sa durée de fonctionnement. Elles permettent de déterminer la durée optimale de fonctionnement pour les différents moyens de production en fonction de leurs coûts fixes et variables. L'ordonnée à l'origine de la courbe de coût est basée sur les coûts fixes de l'unité de production et la pente par les coûts variables.

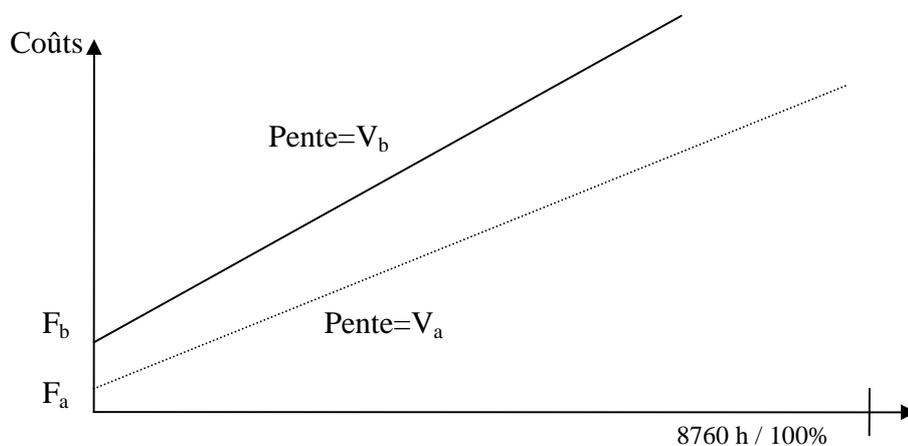
¹⁸ Les courbes de « screening » montrent le coût moyen de l'utilisation de la capacité d'une centrale (« *average cost of capacity* »). Ce coût est égal aux coûts fixes plus le facteur de capacité multiplié par le coût variable de production de l'énergie (à ne pas confondre avec le coût de l'énergie « *average energy cost* »). La capacité doit être rémunérée même si elle n'est pas utilisée.

Graphique 1.2.2: Le principe des courbes de « screening »



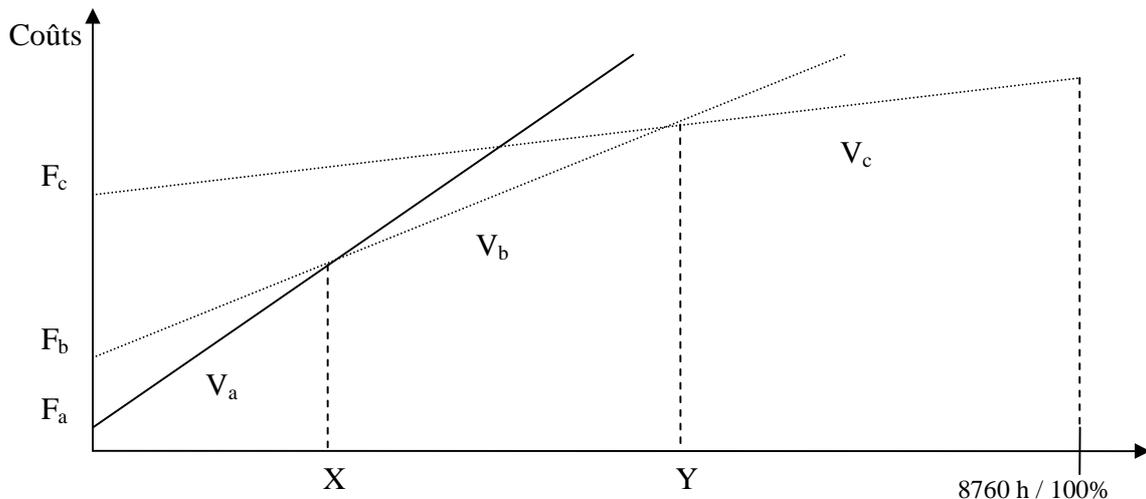
Le graphique ci-dessus (Graphique 1.2.2) illustre la durée optimale de fonctionnement pour deux technologies. Une technologie à coûts fixes F_a faibles et à coûts variables V_a élevés et une technologie à coûts fixes F_b élevés et à coûts variables V_b faibles. La durée optimale de fonctionnement est située à l'intersection entre les deux courbes de coût total. Il est plus économique de faire fonctionner les unités avec des coûts (F_a, V_a) jusqu'au point X et les unités avec des coûts (F_b, V_b) au-delà. Si une technologie ne doit jamais fonctionner, elle doit être éliminée des courbes de « screening ». On dit que cette technologie est dominée (elle a des coûts fixes et variables supérieurs à une autre technologie). Le graphique ci-dessous (Graphique 1.2.3) nous montre un exemple de technologie dominée. La technologie avec des coûts (F_b, V_b) est dominée (il n'y a pas d'intersection entre les deux courbes de coûts).

Graphique 1.2.3 : Les technologies dominées dans le mix



Le graphique 1.2.4 donne un exemple de « *screening* » des investissements en capacité de production avec trois types de centrales (aucune technologie n'est dominée). Ces durées optimales par moyen de production sont projetées sur la demande pour obtenir la quantité optimale de chaque moyen de production (base, semi-base, pointe).

Graphique 1.2.4 : La méthodologie des courbes de « *screening* »

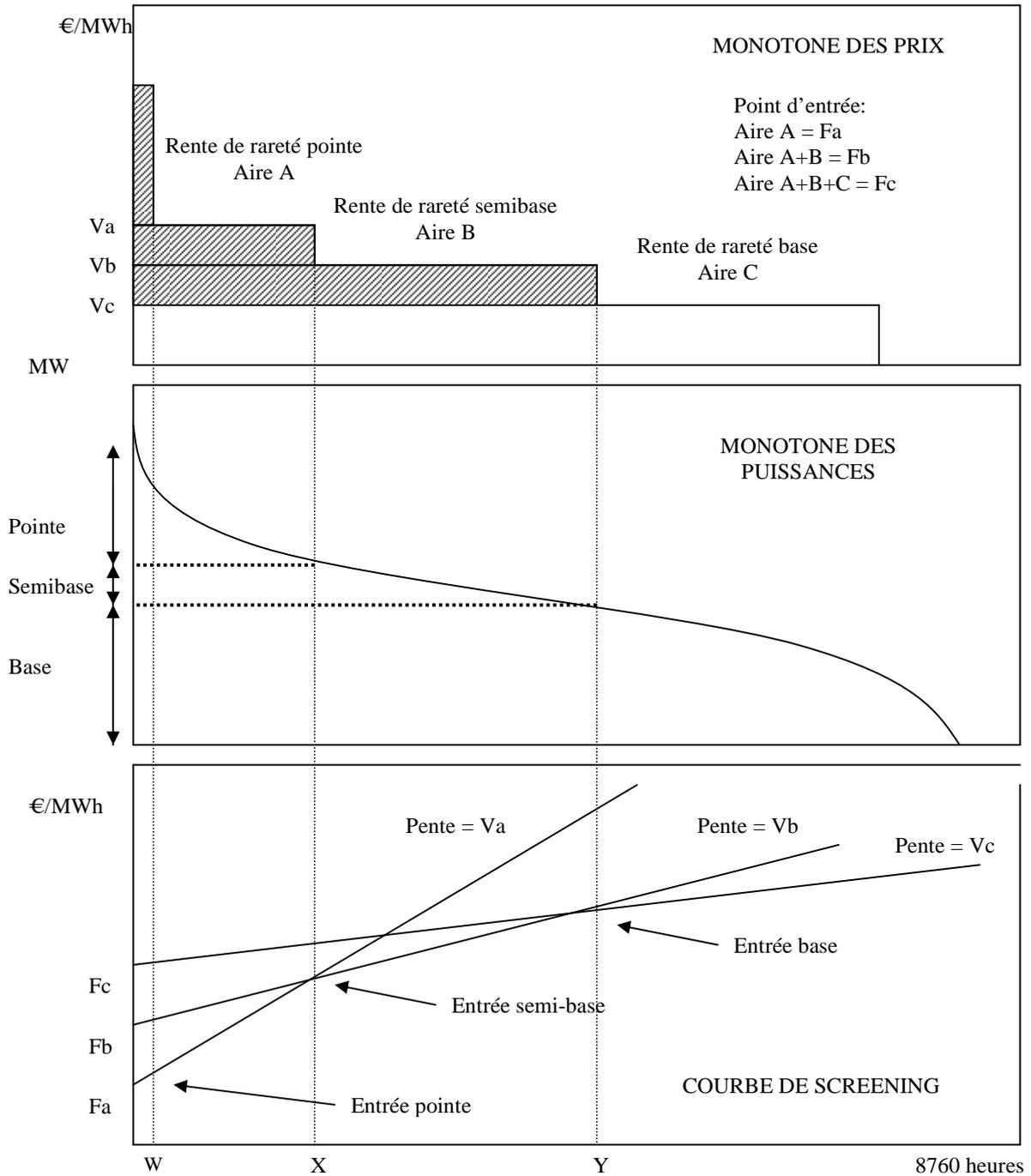


Dans une approche « pure » par le marché, il n'y a pas de défaillances. Les consommateurs sont « effacés » en fonction de la valeur qu'ils attribuent à l'électricité. La demande est suffisamment élastique aux prix pour que les consommateurs réduisent leur consommation quand les prix montent. L'offre et la demande sont toujours en équilibre. Si le marché permet d'éviter les défaillances en rationnant les consommateurs par les prix il n'y a pas de problème de fiabilité du système. La capacité optimale est déterminée par la valeur qu'accordent les consommateurs au service fourni durant ces heures de pointe où les prix sont très élevés et les investissements nécessaires sont faits en conséquence. Nous verrons par la suite que cette condition est loin d'être vérifiée sur les marchés de l'électricité actuels.

1.2.2.1 La décision d'investissement

Le graphique ci-dessous (graphique 1.2.5) décrit le processus de décision des nouveaux investissements :

Graphique 1.2.5: La décision d'investissement sur un marché en concurrence



Une centrale à coûts fixes F et coûts variables V investira tant que la rente de rareté collectée est suffisante pour couvrir ses coûts fixes et ses coûts variables. Une centrale de pointe avec des coûts fixes F_a et des coûts variables V_a , investira si la rente de rareté collectée durant les heures d'extrême pointe (« *super-peak* ») est suffisante pour couvrir les coûts fixes F_a et les coûts variables V_a . C'est-à-dire quand : Rente de rareté = $(P - V_a) * (W) = F_a$. P étant le prix durant ces heures de pointe¹⁹ : $P * (W) = F_a + V_a * (W)$ indique la quantité de centrales de pointe. Des unités additionnelles de pointe vont être construites jusqu'au niveau (X heures) où les centrales de semi base sont attirées dans le marché (leur rente de rareté est suffisante pour couvrir leur coûts fixes F_b). Comme V_a devient le prix durant la période de temps où la centrale de pointe devient la centrale marginale, la rente de rareté est : Rente de rareté = $F_a + (V_a - V_b) * X = F_b$. Donc le point d'entrée pour une centrale de semi - base est : $F_a + V_a * X = F_b + V_b * X$. Les centrales de semi base seront construites jusqu'au niveau (Y heures) où les centrales de base deviennent viables. Les investisseurs en base procéderont à une analyse de rentabilité pour évaluer si la rente de rareté collectée sur la période où les centrales de pointe et les centrales de semi base sont les centrales à la marge, peut couvrir leurs coûts fixes. Rente de rareté = $F_b + (V_b - V_c) * Y = F_c$, et le point d'entrée pour une centrale de base est : $F_b + V_b * Y = F_c + V_c * Y$

Quand le mix est optimal et le parc de production inclut la bonne quantité de chaque type d'unité (base, semi base et pointe) ces dernières récupèrent exactement la somme de leurs coûts fixes et de leurs coûts variables. Comme nous allons le voir dans la partie suivante, les prix spot doivent refléter les déséquilibres du mix pour envoyer un signal aux investisseurs.

1.2.2.2 Le signal prix

Sur un marché en concurrence, le processus de prise de décision pour l'investissement nécessite la découverte des prix et une analyse de rentabilité de la part des participants. Dans des conditions de fonctionnement normal du marché, les prix doivent guider les investissements vers le mix optimal en sous-rémunérant la capacité en excès et en sur-rémunérant la capacité en défaut

¹⁹ Le modèle théorique suppose que la demande est suffisamment élastique aux prix pour que toute défaillance soit évitée. Comme nous allons le voir par la suite, cette condition n'est pas vérifiée et il existe pour tous les systèmes électriques un segment de demande qui n'est pas servi pour une très courte période de temps.

afin d'attirer les nouveaux investissements. Les prix donnent une indication sur la quantité et le type des nouveaux moyens de production nécessaires pour satisfaire la demande à moindre coût au fur et à mesure de l'évolution de la demande ou des coûts relatifs des différentes technologies. Selon Bohn, Caramanis, Schweppe, Tabors (1988) :

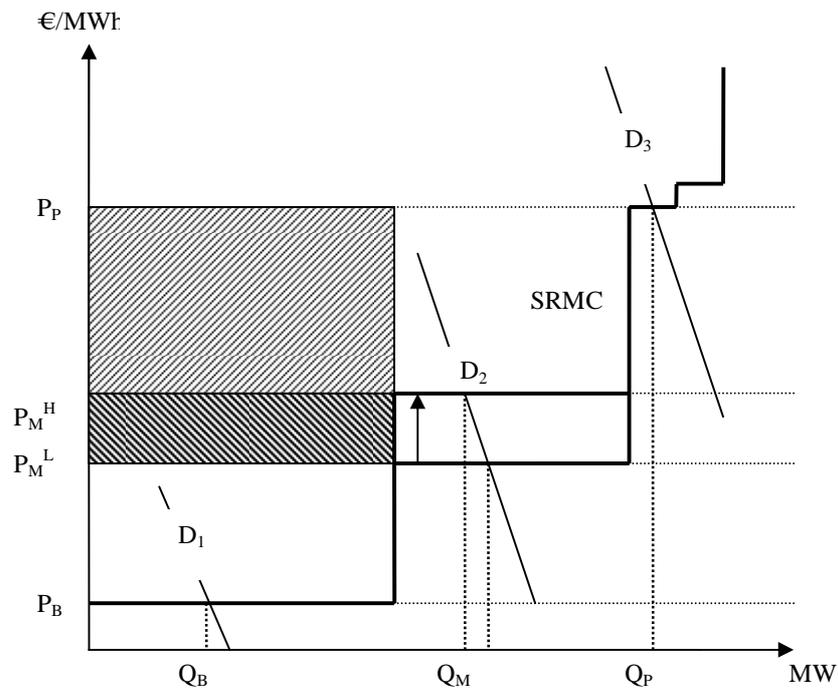
«The reader should note that the spot price... does provide information about the future which is associated with long run marginal costs. For example, when generating capacity is in shortage, spot prices will tend to be frequently high since capacity constraints will also be frequently active. This behavior of the spot price will signal to consumers that increased demand will require additional generation investments »

Le prix spot fournit une information sur le futur par rapport au coût marginal de long terme. Quand la capacité de production est insuffisante, les prix spot vont avoir tendance à être fréquemment élevés. Selon les auteurs, le comportement du prix spot donne un signal aux consommateurs. Une variation de la demande ou des prix des combustibles sera reflétée dans les prix spot pour signaler aux investisseurs le besoin pour des investissements additionnels en capacité de production. Un exemple peut être utile. En partant d'une situation d'optimalité du mix, une augmentation des prix du gaz ou des prix du CO₂ va attribuer une rente en faveur des centrales nucléaires (dont la capacité reste inchangée). Comme l'expliquent Cramton et Stoft (2006):

“Such price changes produce a windfall profit for the supplier using the fuel type that has gained the advantage. This has nothing to do with the intricate details of the spot market. In part, this is a benefit of a market. The market pays windfall profits to those who invested in the low cost technologies. This stimulates good investment and lowers long-term costs. It is essential that the spot market operate in this way; otherwise investors will have no reason to choose wisely.... It is necessary for better plants to be more profitable, otherwise the market can provide no guidance for building better plants. But once they are built, it may seem unnecessary to continue this guidance. This is the seeming paradox at the heart of the sensible question concerning a uniform-price spot market.”

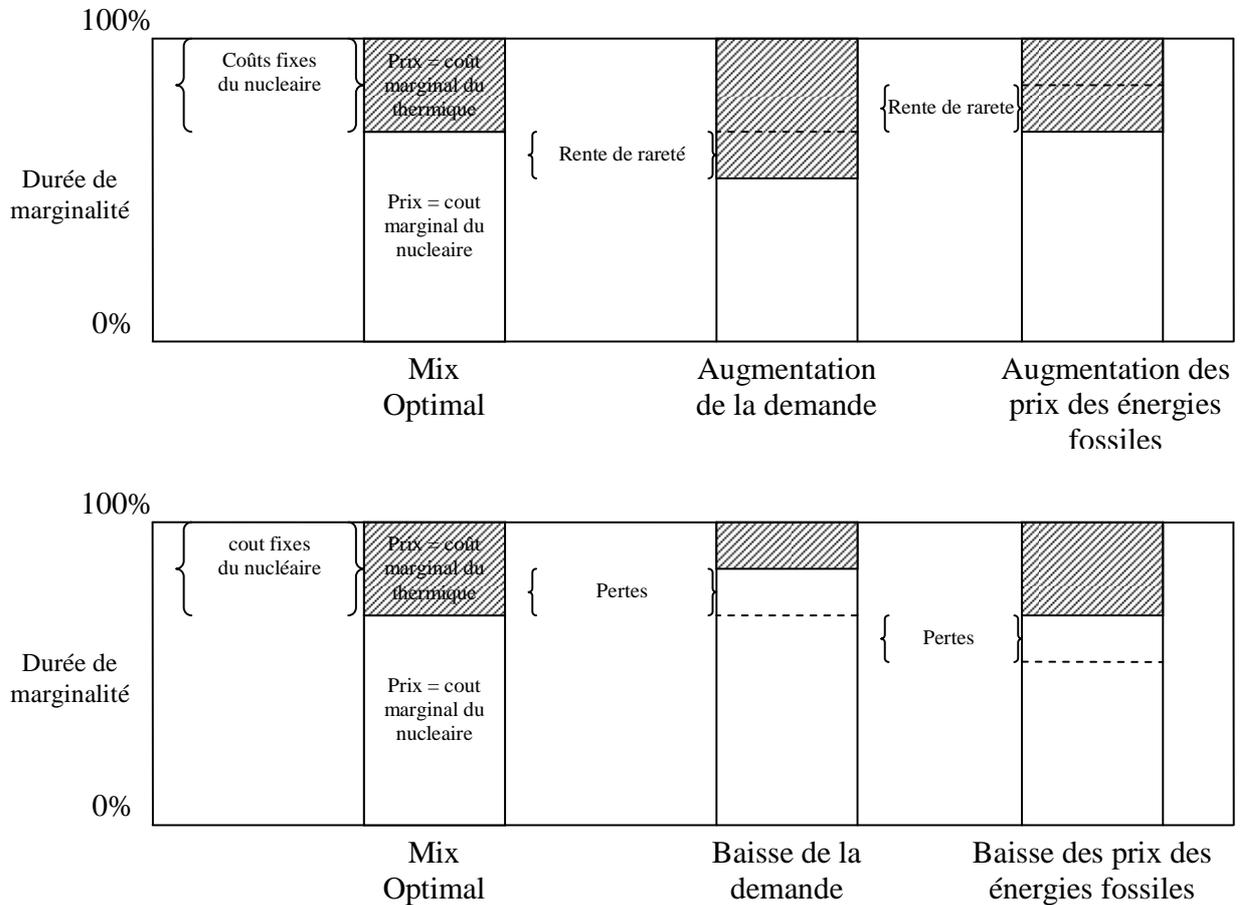
Pour les nouveaux investissements, le marché donne une indication sur la rentabilité d'une nouvelle unité. Cependant, une fois celle-ci construite le marché ne peut pas garantir que ces nouveaux investissements resteront toujours rentables. Dans notre exemple précédent, les décisions d'investissements nucléaires sont "récompensées" quand le prix des combustibles fossiles augmente et "pénalisées" quand ils sont faibles. Cette rente de rareté quand la demande ou les prix des combustibles fossiles augmentent est le seul moyen dont le marché dispose pour signaler le besoin de créer des unités de base qui permettront éventuellement de diminuer les prix. Les prix fournissent donc aux investisseurs une information importante sur la rentabilité espérée de chaque type d'unité.

Graphique 1.2.6 : Les rentes de rareté



Le graphique ci-dessus illustre les rentes de rareté attribuées aux unités nucléaires quand les prix des énergies fossiles et/ou la demande d'électricité augmentent. En partant du mix optimal, on peut mettre en évidence les effets (a) d'une augmentation et (b) d'une diminution de la demande ou du prix des énergies fossiles sur la durée de marginalité et sur la rentabilité du nucléaire

Figure 1.2.1: Les rentes de rareté / pertes pour le nucléaire causées par les variations de la demande et des prix des énergies fossiles



Source : L'auteur d'après Spector (2006)

Dans le premier cas, avec un parc optimal, en concurrence parfaite il n'y a pas de rente pour les producteurs nucléaires. A partir de cette situation de référence, une augmentation de la demande ou une augmentation du prix des énergies fossiles va entraîner une rente de rareté pour la capacité nucléaire qui reste inchangée. Si la quantité installée est inférieure à son niveau optimal, même en présence de concurrence parfaite, les revenus nets perçus sur le marché permettent aux producteurs de faire des profits. Une augmentation du coût des énergies fossiles crée une rente de rareté car elle augmente la durée de marginalité optimale du nucléaire, alors que la durée de marginalité effective reste inchangée. Du côté de la demande, une augmentation diminuerait la durée de marginalité effective du nucléaire alors que la durée de marginalité optimale serait inchangée. Au contraire, une baisse de la demande ou une baisse du prix des énergies fossiles va

entraîner une perte pour la capacité nucléaire qui reste inchangée. Quand la quantité installée est supérieure à son niveau optimal, les revenus nets perçus sur le marché sont inférieurs aux coûts fixes et entraînent des pertes qui doivent limiter les investissements. Si le parc pouvait s'ajuster instantanément, les rentes de rareté ou les pertes seraient nulles mais dans le cas de l'électricité, les délais de construction ne permettent pas cet ajustement instantané de l'offre à la demande et des rentes ou des pertes temporaires peuvent apparaître pour envoyer un signal aux investisseurs.

Un marché concurrentiel envoie un signal sur le court terme qui doit refléter les déséquilibres du mix de production. Ce signal prend la forme d'une rente ou d'une perte et doit indiquer aux investisseurs les besoins (ou les surplus) d'investissement. Sur le plus long terme, les investisseurs doivent avoir des incitations à corriger les déséquilibres du mix afin d'obtenir un équilibre de long terme où le CMCT soit égal au CMLT.

1.2.3 Coût marginal de court terme et coût marginal de long terme

Le coût marginal de court terme (CMCT) se réfère au coût de la production incrémentale (coûts proportionnels) alors que le coût marginal de long terme (CMLT) se réfère au coût incrémental de production sur une longue période c'est-à-dire incluant les coûts fixes²⁰. Bohn, Caramanis, Schweppe, et Tabors (1988) ont montré que les conditions pour obtenir un investissement optimal, du point de vue de la société, sont caractérisées par la règle suivante : les investissements sont faits jusqu'à ce que le dernier MW de capacité d'investissement récupère un revenu espéré dont la valeur actuelle soit égale au coût d'investissement. Selon les auteurs, s'il n'y a pas d'économies ou de déséconomies d'échelle, (le coût d'investissement par MW de capacité est invariant à la capacité totale installée), la condition d'investissement optimal garantit que chaque unité de capital génère suffisamment de revenus pour couvrir ses coûts d'investissement. Sur le long terme, le coût marginal de court terme est égal au coût marginal de long terme. Selon ces auteurs, un prix spot peut fournir un prix égal au coût marginal de long

²⁰ Le calcul des coûts de long terme se fait sur la base d'un programme de minimisation des coûts afin de satisfaire une demande future à un niveau de fiabilité spécifié. L'effet d'un changement incrémental de la demande présente détermine le coût marginal de long terme. Pour déterminer les coûts évités d'un producteur indépendant, le problème de minimisation est résolu deux fois, avec et sans le producteur.

terme qui maximise le bien être social Ω_{LT} avec l'opérateur d'espérance conditionnelle qui reflète les incertitudes futures au moment de la sélection. En faisant l'hypothèse que le stock de capital est une fonction explicite des demandes futures et que différents types de capital peuvent être représentés par une variable, on obtient la condition de maximisation nécessaire :

$$\frac{\partial}{\partial d_k(t)} \Omega_{LT} = \left\{ \frac{\partial}{\partial K} \Omega_{LT} \right\} \frac{\partial K}{\partial d_k(t)} + E \frac{\partial}{\partial d_k(t)} \left\{ \sum_t \Omega(t) \right\} = 0 \quad (2.26)$$

Cette condition est satisfaite si tous les intervenants du marché sont sous des prix spot optimaux et si le coût marginal de long terme est égal au prix spot. En ignorant la dépendance à k pour simplifier, les auteurs montrent que :

$$\rho_{LT}(t) = \rho(t) \quad (2.27)$$

Soit $\rho_{LT}(t)$ le prix basé sur le coût marginal de long terme qui satisfait l'équation ci-dessus et $\rho(t)$ le prix spot horaire. Si tous les participants sont sous des prix spot et que les décisions d'investissement socialement optimales tels qu'elles ont été définies par les auteurs sont en place, les prix spot optimaux sont sélectionnés de sorte que :

$$\frac{\partial}{\partial d(t)} \Omega(t) = 0 \quad (2.28)$$

et l'investissement optimal assure que :

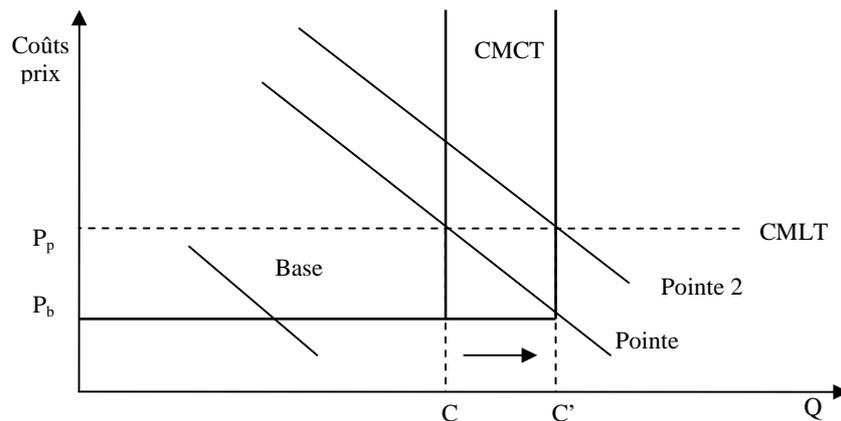
$$\frac{\partial}{\partial K} \Omega_{LT} = 0 \quad (2.29)$$

Ces deux dernières équations (2.28 et 2.29) remplissent les conditions nécessaires de (2.26) et impliquent que le coût marginal de long terme coïncide avec le prix spot optimal²¹. Le graphique

²¹ Certains auteurs arguent que le coût marginal de long terme présente des tarifs plus stables et ont donc la préférence des consommateurs. Selon Bohn, Caramanis, Scheweppe et Tabors (1988) ceci n'est pas nécessairement

ci-dessous illustre l'équilibre de court et de long terme simplifié avec deux technologies (base et pointe). Supposons que la demande du marché soit déterminée par la courbe de demande de base la moitié de la journée et par la courbe de demande de pointe pour l'autre moitié et supposons que les coûts variables soient constants jusqu'au niveau de capacité C . Le niveau C de capacité représente la quantité optimale de l'offre pour répondre à la demande de pointe. Au delà de C , la courbe de CMCT devient verticale. La droite au niveau P_p représente le coût marginal de long terme et représente le coût d'une unité supplémentaire de capacité. La solution optimale est de faire payer un prix égal au CMCT pour rémunérer l'utilisation optimale de la capacité existante. Le CMLT entre en jeu afin de décider si la capacité de production existante est optimale et si des additions de capacité seraient souhaitables (Graphique 1.2.7).

Graphique 1.2.7 : L'équilibre de long terme sur un marché spot



A l'équilibre, sans barrières à l'entrée et sans taxes ni subventions, le prix de pointe est donc égal au CMCT ainsi qu'au CMLT. Ce dernier point indique que la capacité est optimale (le prix est égal à la volonté marginale de payer des consommateurs et au coût marginal pour une unité supplémentaire). Si le prix dépasse p une augmentation du surplus des consommateurs peut être obtenue en augmentant la capacité à C' . Crew et Kleindorfer (1979) utilisent un modèle déterministe de contrôle optimal en temps continu et montrent que :

vrai puisqu'un changement des prévisions de la demande future, la découverte d'un gisement, l'augmentation des prix du pétrole ou un changement de réglementations au niveau environnemental peuvent induire une variation importante du prix basé sur le coût marginal de long terme.

“Whatever the level of capacity, price is to be set to maximize instantaneous [short term] welfare returns subject to the given capacity restriction. That is price should equal SRMC. Of course, at optimum capital stock is adjusted so as to equate SRMC and LRMC.... In the event of...a fall in demand, [optimal] price is less than LRMC, then capacity would be allowed to decline until equality between price and LRMC were re-established”

Bohn, Caramanis, Schweppe et Tabors (1988) reconnaissent que dans le monde réel, les rentes de rareté attribuées aux producteurs par les prix spot ne seront exactement égales au coût du capital:

“In the real world this difference will usually either over or under-recover capital costs.”

En pratique, des divergences entre $\rho_{LT}(t)$ et $\rho(t)$ sont possibles. Pour Bohn, Caramanis, Schweppe et Tabors (1988), les décisions d’investissement historiques guidées par une tarification au coût moyen, ont fait en sorte que les niveaux de stock de capital ne soient pas à leur niveau optimal (le signal prix est d’autant plus important dans cette situation qu’il doit permettre aux investisseurs de corriger toute allocation sous optimale). De plus, les difficultés de gestion des incertitudes des dépendances inter temporelles de la demande, la non coïncidence des investissements sociaux et privés pour les consommateurs à des tarifs prédéterminé indiquent que les niveaux futurs des stock de capital n’atteindront peut être jamais le niveau socialement optimal et donc que : $\rho_{LT}(t) = \rho(t) +$ (autres termes liés aux déséquilibres du stock de capital optimal). Les auteurs conjecturent que le comportement de $\rho_{LT}(t)$ sera proche de celui de $\rho(t)$ et donc que la magnitude des « autres termes » sera faible par rapport à $\rho(t)$.

Pour résumer, sur le court terme, quand les capacités de production sont fixes, un marché concurrentiel doit envoyer un signal. Ce signal optimal reflète les déséquilibres du mix de production. Il prend la forme d’une rente ou d’une perte et doit indiquer les besoins (ou les surplus) d’investissement afin de permettre aux investisseurs de corriger les déséquilibres et ramener le mix de production à son niveau optimal. Sur le long terme, la théorie des marchés spot prévoit donc que les prix soient égaux au CMCT et au CMLT pour assurer l’équilibre de court terme et de long terme. Le marché spot donne aux investisseurs les incitations adéquates pour investir, assurer cet équilibre, et éviter que le CMCT dépasse le CMLT. La question réelle

est donc de savoir si la théorie des prix spot s'applique en pratique et si les conditions réelles du marché ne dévient pas trop de cette situation optimale de concurrence pure et parfaite sur le court et le long terme.

1.3 Les limites du modèle théorique

Dans cette partie, nous allons étudier les hypothèses restrictives de la théorie des prix spot et montrer que certains problèmes pourraient faire dévier les marchés spot de l'optimum dans la pratique. Notamment, l'incapacité des prix spot à refléter de manière optimale les déséquilibres du mix et donc à envoyer le bon signal à cause des distorsions créées par les imperfections du marché du côté de la demande (« *demand-side flaws* ») et/ou l'exercice de pouvoir de marché. De plus, mises à part les distorsions du signal prix, l'existence de barrières à l'entrée ou de taxes/subventions peut gêner le résultat d'optimalité des marchés spot sur le moyen - long terme.

1.3.1 La réponse de la demande aux prix en temps réel

Avant d'énoncer la première limite du modèle théorique, il est important de rappeler la notion de fiabilité de l'offre d'électricité. Cette notion est au cœur des débats sur le rapport entre les prix et l'investissement qui permettrait une capacité socialement optimale. La fiabilité d'un système électrique comprend deux aspects :

- 1) La sécurité du système est la capacité de réaction du système à des perturbations soudaines. Cet aspect concerne l'opération de court terme du système et englobe le contrôle du voltage, de la fréquence et du déphasage, l'allègement des congestions et les réserves minimales de capacité. La sécurité consiste donc par exemple à éviter les défaillances qui pourraient être causées par des indisponibilités fortuites de lignes de transmission ou d'unités de production.

2) L'adéquation de la capacité du système est la capacité du système à satisfaire les besoins en électricité et en énergie des consommateurs à tout moment. Elle correspond à la garantie globale du système en pointe. Cet aspect concerne la planification et l'investissement et comprend les réserves planifiées, la capacité installée et la capacité disponible. L'adéquation consiste donc à avoir assez de capacité de production pour satisfaire la demande maximale du système²².

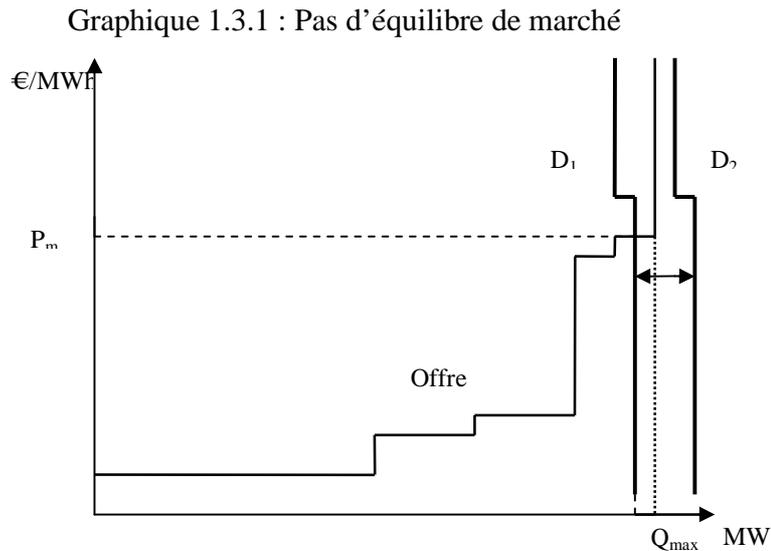
D'un point de vue économique, la sécurité est considérée comme un bien collectif à cause des nombreuses externalités que génèrent, heure par heure, les multiples flux commerciaux entre eux (Finon 2004). Elle est donc confiée au gestionnaire de réseau qui va coordonner les flux et éviter l'effondrement de l'offre en cas de déséquilibre sur le réseau. Comme nous le verrons ci-dessous, la réponse est moins claire dans le cas de l'adéquation.

Une des hypothèses formulées par Caramanis, Bohn et Schweppe et Tabors (1988) est que la demande est suffisamment élastique aux prix à l'approche du temps réel de manière que l'offre et la demande se croisent toujours. Il n'y a donc pas d'énergie non servie (coupures), selon les auteurs, puisque les consommateurs sont confrontés à des prix très élevés et réduisent leur demande en conséquence. Il n'y a donc pas de problème de fiabilité sur un marché en concurrence avec une demande suffisamment élastique. La demande est assez élastique aux prix pour éviter les défaillances et les courbes d'offre et de demande se croisent toujours. Sur un marché où la demande est suffisamment élastique aux prix, le problème de la fiabilité ne se pose donc pas.

Dans le modèle concurrentiel théorique, l'utilité des consommateurs doit se révéler par le marché et les consommateurs doivent décider combien ils sont prêts à payer pour se protéger contre les coupures mais donc aussi à quel niveau ils acceptent de voir leur approvisionnement interrompu. Le prix est un signal envoyé aux acheteurs (et aux producteurs) pour qu'ils réagissent instantanément et ajustent leur consommation à la hausse ou à la baisse. Si les consommateurs ne sont pas en mesure de réagir et d'ajuster leurs consommations, la pression concurrentielle qu'ils doivent normalement exercer est réduite, voire nulle. En pratique, l'élasticité de la demande aux

²² L'adéquation doit prendre en compte le fait qu'il y a toujours un certain nombre d'unités qui sont indisponibles.

prix est très faible. Sur le très court terme (réaction instantanée), la demande d'électricité est considérée comme quasi inélastique. Si la demande est totalement inélastique aux prix, il se peut que les deux courbes ne se croisent pas. Le marché ne peut pas déterminer le prix d'équilibre. Le graphique ci-dessous (graphique 1.3.1) illustre cette situation sans équilibre de marché qui est spécifique des marchés d'électricité.



L'augmentation de la sensibilité de la demande au prix représente donc un enjeu majeur dans le processus concurrentiel. Pour qu'une plus forte élasticité de la demande aux prix soit possible, il faut d'abord que les consommateurs puissent observer les prix en temps réel. Cependant, face à une augmentation des prix et, à supposer qu'ils en soient informés instantanément, il faut que les consommateurs soient en mesure d'ajuster immédiatement à la baisse leur consommation. De plus, même s'ils en étaient capables, le gestionnaire de réseau serait dans l'incapacité de rationner les consommateurs individuels en fonction de leur valorisation (le gestionnaire de réseau ne peut que couper des groupes de consommateurs).

Stoft (2002) identifie donc deux défauts qui expliquent « ce que le marché ne peut pas faire » (« *What the market can't do* »). A cause de (1) l'incapacité de contrôler les flux de puissance aux consommateurs individuels et (2) parce que ces derniers ne peuvent pas répondre aux prix en temps réel, les marchés ne peuvent pas rationner les consommateurs par les prix comme sur les

autres marchés. Ceci ne peut être fait qu'en pratiquant des coupures tournantes durant les situations de défaillances. Les situations de défaillance sont celles où le gestionnaire de réseau est contraint, pour maintenir l'équilibre, de procéder à un délestage quand l'offre (incluant les effacements) n'est plus capable de satisfaire la demande (il existe un certain nombre d'étapes avant d'arriver à la défaillance comme les mise à disposition de capacités par les pays voisins, les baisses de tension, les surcharge des groupes thermiques et la production à puissance maximale des groupes hydrauliques)²³. Le problème vient en partie de la diffusion de l'information. Les innovations récentes des TIC (Internet, compteurs intelligents...) permettent aujourd'hui d'envisager des solutions pour la diffusion de l'information en instantané. Toutefois, à l'heure actuelle, elles entraînent des coûts de mesure et de transaction qui risquent de freiner leur généralisation à tous les clients finaux dans l'état actuel de la technique et des coûts de comptage²⁴. Dans l'hypothèse où chaque client pourrait être informé instantanément du prix, à un coût négligeable, une réaction immédiate – sur le très court terme - est envisageable mais elle peut ne pas être très importante en raison des habitudes de consommation des différents consommateurs (Bouttes, 2005). Même avec un développement significatif des options d'effacement le problème reste le même : les investissements sont dimensionnés en puissance face à la demande résiduelle toujours inélastique. Seule une rupture technico-économique permettant une généralisation des possibilités d'effacement en temps réel des clients changerait la donne. Ce n'est pas impossible, mais sans doute à un horizon encore lointain. Le marché actuel rencontre donc certaines limites dont il ne pourra pas s'affranchir avant de nombreuses années. La disponibilité limitée des compteurs en temps réel et l'équipement de réponse n'est pas un problème majeur si des "*priority rationing contracts*" sont possibles (Chao et Wilson, 1987) qui spécifient à l'avance le niveau des prix de gros auxquels les consommateurs pourraient permettre au gestionnaire de réseau d'interrompre leur fourniture²⁵. Cependant les contrats de rationnement prioritaires nécessitent que le gestionnaire de réseau puisse contrôler les flux de puissance des consommateurs individuels et qu'il soit en mesure d'interrompre la fourniture des clients

²³ Par exemple des vagues de froid qui peuvent avoir des conséquences plus ou moins lourdes selon la disponibilité du parc ou les apports hydrauliques aux barrages. Les situations de défaillance sont les seules qui aient une répercussion physique sur les consommateurs (RTE 2005).

²⁴ Les coûts d'équipement et d'opération des compteurs en temps réel impliquent que des consommateurs ne sont pas exposés aux prix en temps réel (Littlechild 2003, Stoft 2002, Borenstein 2003).

²⁵ Les consommateurs de détail qui entrent dans ce type de contrats recevraient un prix plus faible sur leurs compteurs (Joskow et Tirole, 2005b). Ils n'auraient pas à surveiller les prix en temps réel eux-mêmes. Ceci serait assuré par le gestionnaire de réseau à l'aide d'un contrat parallèle avec les fournisseurs.

individuels sur de courtes échéances. Excepté pour les très gros consommateurs, le contrôle des flux de puissance est limité et les gestionnaires de réseau peuvent uniquement couper de larges “zones” composées d’un grand nombre de consommateurs (Joskow et Tirole (2005b)). Donc les consommateurs individuels ne peuvent pas choisir le niveau de fiabilité qu’ils souhaitent quand les coupures tournantes sont menées par le gestionnaire de réseau :

« *their lights go off along with their neighbors' light* » (Stoft, 2003).

Quand la demande est trop forte, le gestionnaire du réseau est obligé d’avoir recours à l’interruption de l’offre d’électricité pour certains consommateurs afin de maintenir l’équilibre mais quand le déséquilibre persiste, il peut aboutir à un effondrement général du système.

On distingue deux types de défaillances :

- Type 1: Les défaillances contrôlées (coupures tournantes). Dans ce cas, les coupures affectent les différents secteurs à tour de rôle.

- Type 2: Les défaillances non contrôlées (coupures en cascade). Dans ce cas, les coupures tournantes ne sont pas suffisantes pour rétablir l’équilibre entre offre et demande et on assiste à un effondrement du système (« *Black-out* »).

Le gestionnaire de réseau maintient donc des réserves pour deux raisons: (1) Maintenir la probabilité d’une défaillance “contrôlée” à un niveau faible (coupures tournantes) (2) maintenir la probabilité d’un effondrement total du système à un niveau extrêmement faible. Lors d’un effondrement du réseau, il existe en même temps un excès de la demande et un excès d’offre parce que l’infrastructure du réseau qui permet d’équilibrer offre et demande s’est effondrée. Les indisponibilités sont généralisées et la restauration du système à un statut opérationnel peut être coûteuse et longue. Néanmoins, comme le marché s’effondre dans ces situations le prix effectif est nul. Les consommateurs individuels ne peuvent rien faire pour échapper aux conséquences de l’effondrement du réseau si ce n’est d’installer leurs propres unités de production. Les producteurs ne profitent pas non plus de cette rareté durant l’effondrement du système. Il n’y a

donc aucun mécanisme de marché qui puisse prendre en compte pleinement le coût social de l'effondrement du système. Selon Jaffe et Felder (1996), Joskow et Tirole (2005a), cette possibilité d'interruption (aléatoire) du service explique le dysfonctionnement du marché dans la fourniture de capacité. Plus il y a de capacité disponible et plus la fiabilité du système est élevée. Un excès de capacité de réserve fournit un bénéfice additionnel (externalité positive) à tous les consommateurs d'électricité sous la forme d'une fiabilité accrue du système (en termes de sécurité en temps réel et d'adéquation de capacité sur le moyen terme). La capacité de réserve possède les deux propriétés d'un bien collectif : (1) La propriété de non rivalité : chacun profite de cette garantie sans limiter la possibilité des autres d'en profiter (2) la propriété de non exclusion : il est impossible d'en réserver l'usage à certains agents²⁶.

On peut donc suggérer que la fourniture de capacités de réserve possède les caractéristiques d'un bien collectif et un marché en concurrence aura donc tendance à ne pas produire le niveau optimal. Des comportements de « passager clandestin » (« *free – riding* ») sont possibles puisque des agents vont essayer de profiter du bien collectif sans révéler leur véritable besoin de sécurité. En raison des défauts du marché du côté de la demande, l'approche « pure » par le marché ne peut donc pas fournir une solution optimale au problème de fiabilité et une solution administrée est nécessaire qui reflète la probabilité et le coût d'un effondrement du réseau. Comme le suggère Stoft (2002):

“The market, without administrative guidance cannot determine what level of installed capacity is needed to provide adequate reliability. This is a consequence of the two demand-side flaws caused by infrastructure problems that will not be remedied for another decade.”

1.3.1.1 La solution administrée

Comme la plupart des consommateurs ne peuvent suivre les prix et y répondre en temps réel, les marchés ont une faible capacité à procéder à un rationnement de la demande. C'est l'opérateur du

²⁶ Finon (2004) explique que la propriété de non exclusion est discutable: « ...en admettant que la non-excludabilité de l'assurance de fourniture n'est que partielle puisqu'il serait possible à certains de contracter de façon bilatérale des lors que les dispositifs d'information et de comptage et de délestage individuel qui les raccordent aux autres agents le permettent »

système qui doit donc rationner la demande en pratiquant des coupures durant les périodes de défaillance. Dans ce cas, la valeur d'un mégawatt supplémentaire devrait en théorie être égale au coût imposé par une diminution involontaire de la charge. Cette valeur appelée la VoLL (« *Value of Lost Load* ») représente la valeur qu'attribuent les consommateurs à ne pas voir leur service interrompu. Comme la VoLL est très élevée, cela implique un prix très élevé au moment de la défaillance, et donc des pointes de prix extrêmes et brèves mais qui comme nous allons le voir ci-dessous autorisent un niveau de fiabilité optimal.

1.3.1.2 Le pricing à la VoLL est optimal sur le court et le long terme

Stoft (2002) montre qu'un plafond établi à la VoLL sur un marché parfaitement concurrentiel mène à un niveau d'investissement en capacité de production optimal avec un nombre optimal d'interruptions pour les consommateurs : c'est la solution administrée. Quand le réseau est au maximum de sa capacité en termes de production, l'opérateur du système a recours à des coupures. L'approche du marché est d'offrir la valeur que les consommateurs sont prêts à payer pour ne pas subir de coupures. Si la valeur de la VoLL est de 10000 €/MWh²⁷, sur un marché concurrentiel, l'approche administrée sera d'offrir 10000 €/MWh chaque fois que la demande dépasse l'offre et que des coupures tournantes sont organisées par le gestionnaire de réseau.

(a) Sur le court terme, un prix égal à la VoLL permet une production et une consommation optimale. Les consommateurs qui peuvent répondre aux prix ont une incitation à réduire leur consommation si l'électricité à moins de valeur pour eux. Ils ne devraient pas réduire leur consommation si elle vaut plus. Un prix égal à la VoLL permet donc un niveau de consommation optimal pour ces consommateurs. De manière similaire, certains producteurs peuvent offrir plus d'électricité mais à un coût très élevé. Un prix égal à la VoLL permet donc un niveau de production optimal.

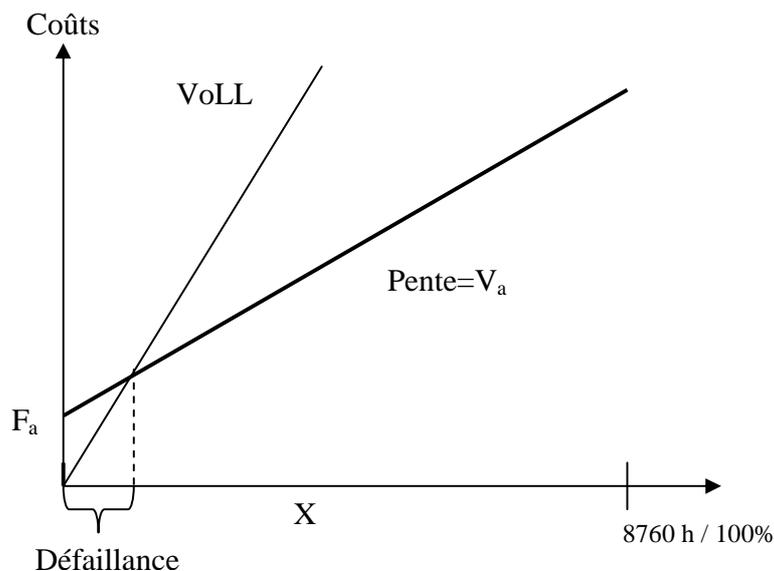
(b) Sur le long terme, un prix égal à la VoLL permet un niveau d'investissement optimal. Si l'on prend l'exemple d'un système dans lequel on enregistre 20 heures de défaillance

²⁷ Comme les consommateurs ne sont pas identiques, la VoLL peut varier d'un consommateur à un autre. Nous allons considérer une VoLL moyenne.

par an et qu'un MW additionnel de capacité permet de réduire l'énergie de défaillance de 20MWh. La valeur de 1 MW est de $20 \cdot VoLL$ et le paiement de 1 MW = $20 \cdot VoLL$. Si la capacité coûte moins que $20 \cdot VoLL$ elle sera construite. Si elle coûte plus elle ne le sera pas.

Si l'on prend en compte la défaillance dans le processus de décision des investissements, le nombre d'heures qu'il n'est pas économique de fournir se détermine par l'intersection de la courbe de coût total des unités de pointe (F_a, V_a) et la courbe de « défaillance » avec des coûts fixes nuls mais avec des coûts variables égaux à la VoLL (ou du moins l'estimation faite par le régulateur).

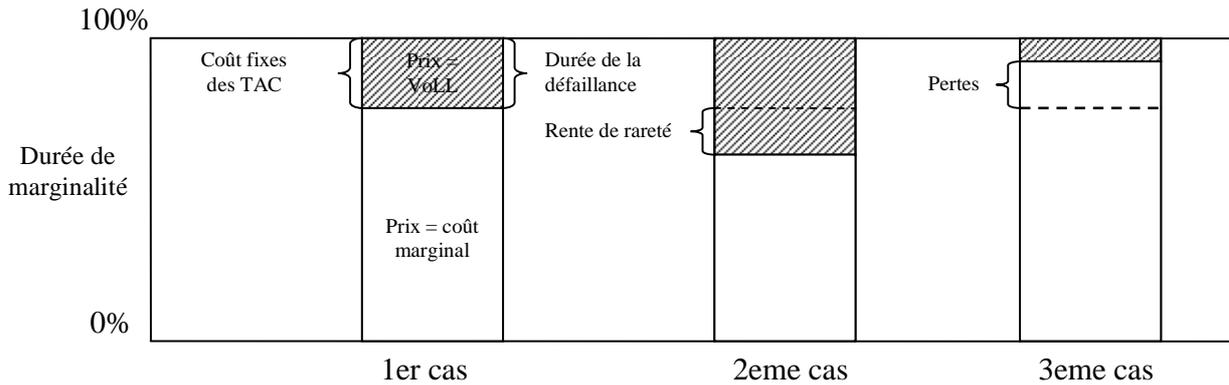
Graphique 1.3.2 : La VoLL et les coûts des moyens de pointe



La pente de cette courbe doit être assez élevée pour refléter la perte d'utilité des consommateurs en fonction de la durée de la défaillance. Par exemple, certains consommateurs vont attacher une faible valeur à une durée de défaillance de quelques heures mais cette valeur peut augmenter très vite pour des durées plus longues. L'objectif de ce graphique est de montrer de manière qualitative que du point de vue de la minimisation des coûts, la demande ne devrait pas être satisfaite si son coût pour la fournir à l'aide d'unités additionnelles de pointe dépasse la VoLL. Un plafonnement des prix semble nécessaire sur le marché de court terme pour protéger les

consommateurs contre des prix excessifs durant les périodes de rareté (Ford, 1999, Hobbs 2001, Stoft, 2002). Si certains consommateurs ne sont pas impliqués dans l'établissement des prix en temps réel ils pourraient être contraints de payer plus que leur prix de réservation (VoLL).

Figure 1.3.1 Durée de marginalité et durée de défaillance



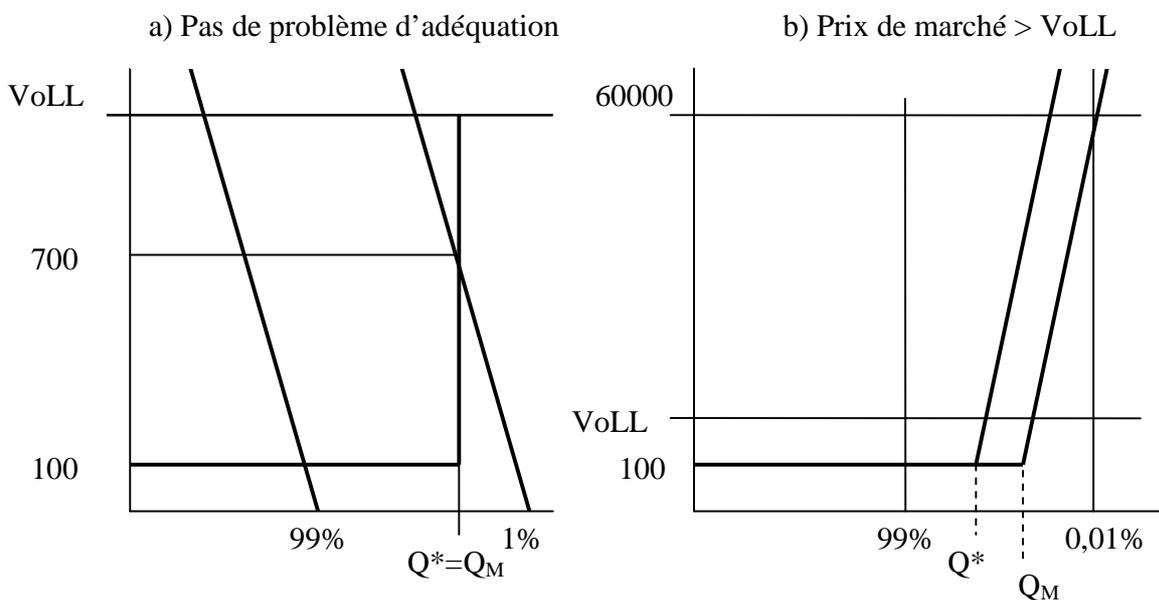
Dans le Cas 1, le parc et la durée de défaillance sont optimaux. En concurrence parfaite, il n'y a pas de rente. Si la capacité reste inchangée, les augmentations et les diminutions de la demande entraînent des rentes et des pertes respectivement pour les unités de pointe (cas 2 et 3). Comme nous l'avons mentionné, cette solution est administrée. Le régulateur a deux options pour conduire le marché à la solution optimale. Il peut déterminer un plafond qui reflète la valeur de la défaillance ou il peut déterminer une cible de capacité optimale. Avec la quantité optimale Q^* une unité de pointe doit récupérer ses coûts fixes pendant le laps de temps où le prix atteint le plafond (= VoLL). L'amélioration apportée par le régulateur est d'établir un plafond des prix qui soit égal à la VoLL et qui mène à $Q_M = Q^*$ ou d'estimer une cible $Q_T = Q^*$ directement. Le graphique suivant montre les problèmes de fiabilité du système électrique quand il n'existe pas de prix plafond.

Avec une demande suffisamment élastique, le problème d'adéquation ne se pose pas. L'offre et la demande peuvent se couper à un prix maximum inférieur à la VoLL et permettre une quantité Q_M optimale ($Q_M = Q^*$) (ex : 700€/MWh). Deux problèmes peuvent se poser avec la solution administrée :

- Soit le régulateur établit un plafond trop bas, il y a un risque d'insuffisance des investissements et cela peut aboutir à une quantité de « marché » Q_M inférieure à Q^* .
- Soit le régulateur établit une cible de capacité Q_C trop élevée (supérieure à Q^*) ce qui peut mener à une quantité « régulée » Q_R supérieure à Q^* .

Supposons que la demande soit faible 99% du temps (et coupe la fonction d'offre à un prix de 100€/MWh) mais qu'elle soit forte pendant 1% du temps. Avec une demande très inélastique, si aucun plafond n'est imposé, les courbes d'offre et de demande peuvent avoir une intersection à un prix supérieur à la VoLL (dans notre exemple 60,000€). Cela peut être le cas sur un marché monopolistique mais aussi en concurrence parfaite et devrait mener à une quantité Q_M supérieure à Q^* . Ce niveau de fiabilité est trop élevé parce que les consommateurs paient plus que la valeur de l'électricité et préféreraient être déconnectés plutôt que de payer ce prix.

Graphique 1.3.3 : Fiabilité du système électrique avec un prix plafond $P=VoLL$

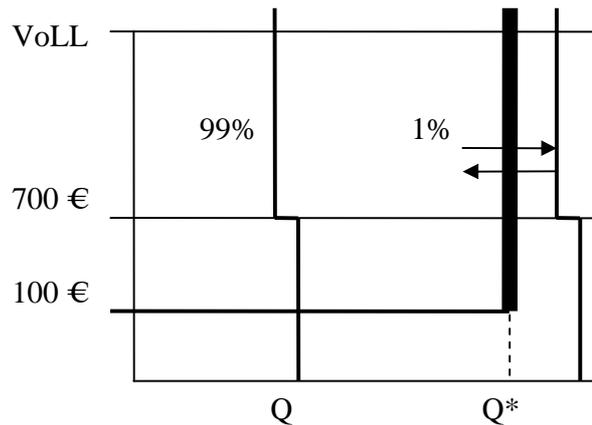


Source : Stoft (2002)

Il se peut qu'il n'y ait pas d'équilibre de marché quand les courbes d'offre et de demande sont parfaitement inélastiques (l'équilibre n'est pas défini). Si par exemple la courbe de demande

atteint son maximum pendant 1% des jours, mais qu'elle coupe la courbe d'offre à Q^* seulement pendant 0.1% du temps, c'est le seul moment où le prix de marché est défini (graphique 1.3.4). En conséquence, le prix de marché ne peut pas mener au niveau Q^* . Seul le régulateur peut définir un prix lorsque l'offre et la demande sont en déséquilibre, mais le marché ne peut pas fournir son propre équilibre.

Graphique 1.3.4 : Absence d'équilibre de marché



Source : Stoft, S

Le tableau 1.3.1 ci-dessous décrit l'interaction entre régulation et marché en fonction des règles administratives mises en place en comparant la quantité fournie par le marché et la quantité fournie par le régulateur avec la quantité optimale Q^* .

Tableau 1.3.1 : Interaction entre régulation et marché

(QM, QR)	Règles administratives			
	1	2	3	4
	$P_{CAP} < V$	$P_{CAP} < V$	$P_{CAP} = V$	Pas de P_{CAP}
	$Q_T > Q^*$	$Q_T = Q^*$	Pas de Q_T	Pas de Q_T
Pas d'imperfection du marché	1 (Moins, plus)	(Moins, =)	(=,=)	(=,=)
Parfois $P > V$	2 (Moins, plus)	(Moins, =)	(=,=)	(Plus, Plus)
Pas d'équilibre	3 (Moins, plus)	(Moins, =)	(=,=)	(?,?)

Source : Stoft, (2002)

$V=VoLL$ suppose aucun pouvoir de marché

QR = Capacité totale incluant les achats du régulateur

Q^* = Capacité optimale adéquate

Q_T = Capacité cible du régulateur

Ce tableau qui compare Q_M et Q_R avec Q^* illustre bien le problème posé quand il n'y a pas d'équilibre et qu'aucun plafond ni aucune cible de capacité Q_T n'ont été fixés par le régulateur (comme le marché ne peut pas définir un prix $P = \text{VoLL}$). La quatrième colonne montre l'approche par le marché. L'approche « pure » par le marché suppose qu'il n'y a pas d'imperfection de marché (la case (1, 1)), et propose de ne pas imposer de plafond (c'est-à-dire passer à la case (1, 4)). Dans les colonnes 1 et 2, P_{CAP} doit être inférieur au prix de marché maximal pour créer des distorsions de l'investissement. Même dans ce cas il pourrait ne pas créer de problème d'adéquation. Une approche « pure » par le marché peut résoudre le problème d'adéquation seulement s'il n'existe pas de défaillance du marché (« *market flaw* ») causant le problème d'adéquation ! Si l'approche pure par le marché résout le problème d'adéquation, elle doit rendre le marché parfaitement fiable (100%). Si le marché est actuellement trop fiable, alors l'approche pure par le marché ne peut pas résoudre le problème d'adéquation.

1.3.1.3 Les considérations pratiques de la VoLL

Même si la théorie est claire sur le niveau optimal du plafond (VoLL), il demeure difficile d'établir cette valeur avec précision (la VoLL se trouve comprise entre 1,000 € et 100,000 € / MWh). Pour appliquer ce mode de tarification, il faut que la VoLL soit estimée. Comme de nombreux consommateurs ne répondent pas directement à des prix en temps réel, il n'y a pas beaucoup d'informations sur cette valeur, et les estimations ne sont pas précises. Le marché ne peut pas déterminer lui-même la valeur de la défaillance. Deux problèmes se posent:

- 1) Les marchés ne peuvent pas deviner cette valeur (Stoft, 2002) pose la question: « *have you ever told the market what is your VoLL?* »)
- 2) Les consommateurs ne savent même pas très bien quelle est la valeur qu'ils attribuent à la défaillance (la variation des valeurs entre les différents consommateurs et d'une période à l'autre ne rend pas la tâche plus facile).

Beaucoup d'observateurs suggèrent que comme la VoLL ne peut pas être mesurée avec exactitude elle n'existe pas ou est insignifiante. En réalité, elle pourrait être mesurée à l'aide

d'expériences auprès de consommateurs ou bien à l'aide d'un « marché des défaillances ». Comme l'utilité, la VoLL est intéressante même si elle ne peut pas être mesurée avec exactitude !

En pratique, les ingénieurs ont établi des critères de fiabilité (en France un critère de trois heures de défaillance /an (1 jour tous les 10 ans est généralement avancé par RTE) qui ne proviennent pas directement de calculs explicites de surplus de consommateurs. Avec un coût fixe d'une unité de pointe (TAC) de 43 €/kW, si la valorisation de ces équipements ne devait s'effectuer que sur les trois heures (en espérance annuelle) cela nous donnerait un prix de 14000 €/MWh durant ces trois heures. C'est le prix nécessaire pour induire un investissement au point que la coupure soit réduite à 3 heures par an. Ceci n'est pas une estimation de la valorisation des consommateurs mais une estimation du prix requis pour réduire la défaillance à un niveau acceptable pour les consommateurs (3 heures par an). Comme l'indique Stoft, S (2002) :

“The calculation of VoLL from a choice of load shedding duration and the price of peaker technology is only reasonable if a lack of customer complaints is a reasonable indicator of optimal load shedding.”

Le calcul de la VoLL du point de vue de la durée de défaillance et du prix de la technologie de pointe n'est raisonnable que si un manque de plaintes de consommateurs est un indicateur du niveau de défaillance optimal. Cette méthode ne donne qu'une approximation assez brute de la VoLL. (Stoft, 2002):

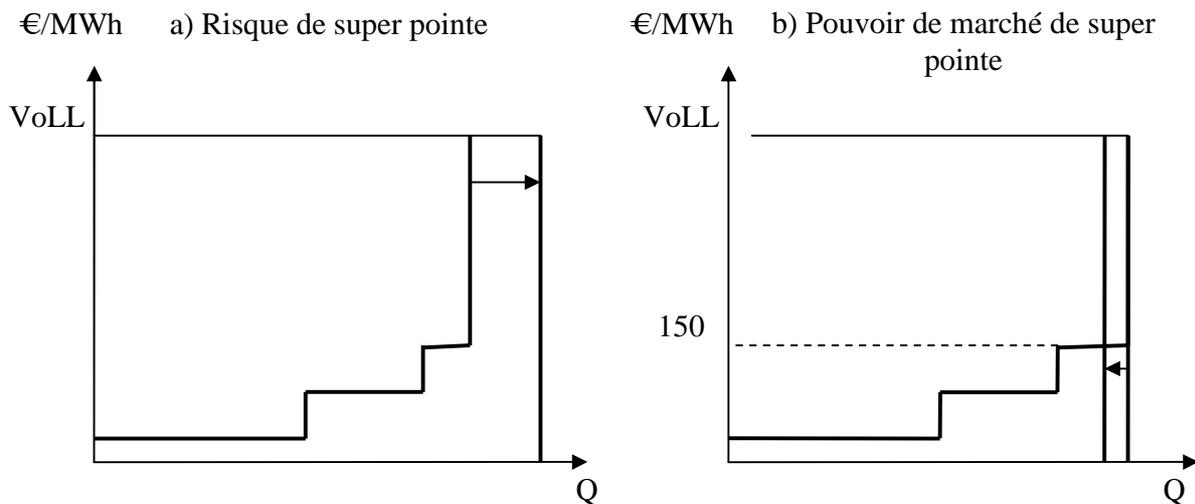
1.3.1.4 Les désavantages de la VoLL

Etablir le prix de manière administrative à la VoLL au moment de la défaillance doit inciter les producteurs à investir au niveau optimal de capacité de production. Néanmoins, cette tarification de la défaillance à la VoLL a deux désavantages importants : elle peut générer des incitations à exercer du pouvoir de marché et introduit un risque pour les investisseurs.

a) Avant la super - pointe, si l'offre est supérieure à la demande de 290MW, n'importe quel producteur qui possède 500MW peut en arrêter 300MW et augmenter le prix de 150 € à 15,000

€. Comme nous le verrons dans la partie suivante, cette stratégie peut être extrêmement profitable, surtout quand le producteur possède une grande part de la capacité de base. Dans cette situation, une augmentation du niveau du plafond, augmente aussi les incitations à faire de la rétention de capacité.

Graphique 1.3.5 : Risque et pouvoir de marché avec un prix de la défaillance à la VoLL



b) De plus le risque de l'investissement est élevé parce que les pointes de prix sont rares. Les investisseurs récupèrent leurs coûts fixes avec 20 minutes de profits de court terme. Mais ces 20 minutes ne se produisent pas chaque année. Si une année de 4 heures de défaillance est observée puis aucune pendant 10 ans, en moyenne, cela correspond à 20 minutes par an mais fait prendre un risque considérable aux investisseurs qui peut avoir un coût élevé.

Les prix élevés nécessaires à l'investissement ne peuvent être déterminés que de manière administrative ou par le pouvoir de marché des producteurs mais ils ne viennent jamais du marché concurrentiel et du jeu de l'offre et de la demande. L'investissement n'est relié ni à une fiabilité optimale ni à une minimisation des coûts de long terme. Les propositions de marché pur ne vont induire la capacité adéquate que si le régulateur arrive à déterminer le niveau du plafond ou la cible de capacité.

1.3.1.5 Observations et études empiriques de « *Missing money* »

Des observations des prix des marchés spot aux U.S et en Europe suggèrent l'existence d'un problème de "*missing money*" (Cramton et Stoft 2006, Joskow 2006) et les revenus nets de l'énergie ne permettent pas de couvrir les coûts en capital des nouveaux investissements (ni des TAC ni des CCGT et CP). Même quand la capacité est adéquate « de l'argent manque » (« *missing money* »). Comme le rappelle Joskow (2006) :

“a market response that leads prices (adjusted for fuel costs) and profits to fall and investment to decline dramatically when there is excess capacity, is just the response that we would be looking for from a competitive market”.

Le montant de ce manque a été estimé par le NEISO (*New England Independent System Operator*) à environ \$2 milliards par an et les unités de pointe peuvent espérer récupérer un quart de leurs coûts fixes (Cramton et Stoft, 2006). Les calculs des revenus nets, qui ont été effectués pour des investissements hypothétiques de nouveaux CCGT et des unités au charbon sur le PJM indiquent qu'ils sont très loin de couvrir les coûts du capital de nouveaux investissements dans ces technologies.

“During the seven-year period 1999 to 2005, the data lead to the conclusion that generators' net revenues were less than the fixed costs of generation. This suggests that market price signals and reliability needs are not fully synchronized.” (PJM, State of the market report, 2005)

Le phénomène de "*missing money*" est dû au fait que les prix des marchés spot ne montent pas assez vite pendant les périodes de rareté pour produire des quasi-rentes suffisantes pour couvrir les charges de capital des investissements et atteindre un niveau de capacité et un mix optimaux.

“There are a number of wholesale market imperfections, regulatory constraints on prices, as well as the procedures system operators utilize to deal with operating reserve shortages that appear collectively to suppress spot market prices for energy and operating reserves below efficient prices during the small number of hours in a typical year when they should be very high.”

Pour comprendre les sources du « *missing money* » selon Joskow (2006) il faut examiner en détail la manière dont le gestionnaire de réseau équilibre l'offre et la demande en temps réel durant les périodes de rareté. Dans un contexte de marché, la formation des prix spot dans ces conditions est critique pour comprendre si le marché peut fournir les signaux de prix nécessaires aux investissements. Si les contraintes étaient toujours satisfaites par des variations de prix afin de garder l'offre et la demande en équilibre en permanence, comme dans les modèles avec réponse de la demande il n'y aurait aucun problème de fiabilité. Le gestionnaire de réseau n'aurait pas besoin de mettre en place des réserves ou des critères de fiabilité. Le marché pourrait le faire. Cependant, comme nous l'avons vu dans la partie précédente, aujourd'hui, un certain nombre d'imperfections ne le permettent pas. Les coupures tournantes qui résultent d'un manque de capacité de production sont extrêmement rares dans les systèmes électriques des pays développés. Pour certaines unités, une part très importante des rentes de rareté est réalisée durant les conditions de défaillance, quand le système se trouve entre le niveau de réserves « cible » et le niveau minimal qui entraîne des rationnements de la demande (qui ne sont pas basés sur les prix). La valeur des rentes de rareté durant ces conditions extrêmes est incertaine puisqu'elle dépend des procédures et des protocoles opérationnels mis en place par le gestionnaire de réseau durant ces situations. Une fois que la réponse de la demande a été épuisée, le processus de formation des prix est extrêmement sensible aux décisions du gestionnaire du réseau et il n'est pas évident qu'un mécanisme de marché existe pour donner un niveau de prix suffisant durant ces heures. (Joskow et Tirole, 2005a).

Comme le rappelle Joskow (2006) une des dernières actions menées par le gestionnaire du système avant les coupures tournantes est la réduction de la tension de 5%. Ceci réduit la demande et lui permet de garder le niveau des réserves au dessus du niveau minimal afin d'éviter les coupures tournantes. Ces réductions de la demande ont un impact sur les prix de gros par rapport à leur niveau quand la tension est normale. De plus, les réductions de fréquence ne sont pas gratuites (sinon, comme le rappelle Joskow (2006), on pourrait garder le système en basse tension en permanence) mais leur coût n'est pas reflété dans les prix de gros. Donc le coût marginal social agrégé des réductions de fréquence n'est pas reflété dans les prix.

“The last thing that system operators typically do when there is an operating reserve deficiency prior to implementing rolling blackouts is to reduce system voltage by 5%. This reduces system

demand and helps the system operator to keep operating reserves above the minimum level that would trigger rolling blackouts. However, reducing demand has the effect of reducing wholesale prices relative to their level at normal voltage and demand levels just as the system is approaching a non-price rationing state. Moreover, voltage reductions are not free. If they were free we could just operate the system at a lower voltage. Voltage reductions lead lights to dim, equipment to run less efficiently, on-site generators to turn themselves on, etc. These are costs that are widely dispersed among electricity consumers and are not reflected in market prices. Thus, the marginal social cost (in the aggregate) of voltage reductions is not reflected in market prices.”

Joskow (2006) évoque un certain nombre de raisons susceptibles de rendre compte du problème de « missing money » (dans le cas du PJM) :

1) Même si les plafonds de prix peuvent être expliqués par l’insuffisance des revenus pour les centrales de pointe, le fait qu’ils soient rarement atteints laisserait penser qu’il existe d’autres raisons.

“Even during most “scarcity hours,” market prices are below the price caps. Accordingly, it is unlikely that the price caps are the only source of the missing money problem. “While in my view the “missing money” problem is the most serious deterrent to investment in generating capacity, The problem with blaming the entire problem on the price caps is that when one examines the full distribution of energy prices in the organized U.S. wholesale energy and operating reserve markets over the last six years it is evident that the price caps, which do in fact appear too low compared to estimates of the value of lost load, are rarely binding constraints” (Joskow (2005),

2) des mécanismes de « mitigation » du pouvoir de marché qui ne permettent pas aux prix de monter assez rapidement, des actions de fiabilité de l’opérateur du système qui se basent sur des appels à des producteurs « *Out of Market* » qui reçoivent des primes mais font baisser les prix de marché payés aux autres producteurs, des paiements du gestionnaire de réseau pour maintenir des unités anciennes en service pour des contraintes de transmission plutôt que de les retirer, des producteurs régulés qui opèrent sur le marché mais qui n’ont pas d’incitations à prendre des

décisions de retrait de leurs moyens de production mais font baisser les prix de marché de l'énergie.

“When supplies from generators with more specific characteristics are needed by the system operator, it may rely on bilateral out-of-market contracts to secure these supplies from specific generators and then dispatch the associated generating units as “must run” facilities at the bottom of the bid-stack. This behavior can inefficiently depress wholesale market prices received for energy and operating reserves by other suppliers in the market. The behavior of the New England ISO during a severe cold snap in January 2004 is an example of this behavior and its consequences” (Joskow, 2006)

Avec des coûts fixes annuels d'une TAC de 42 €/kW, si la valorisation de tels équipements ne devait s'effectuer que sur les trois heures où ils sont utilisés, il faudrait que les prix atteignent environ 14000 €/MWh durant chaque heure pour rentabiliser l'investissement. Comme l'explique RTE (2004), dans la pratique, la valorisation s'effectue sur une période plus longue, mais même en supposant qu'une durée de trois heures soit compatible avec une durée de 20 heures de tensions sur les marchés, il faudrait un prix moyen de l'ordre de 2000 €/MWh pour justifier le développement de nouvelles TAC. Depuis la création de Powernext, le seuil de 1000 €/MWh n'a été atteint que pendant sept heures durant la canicule de l'été 2003. Un plafond de 3000 €/MWh a été mis en place sur Powernext mais il n'a jamais été atteint depuis la création du marché. Cependant, comme le rappelle RTE, le risque de tensions au cours des dernières années était inférieur à celui auquel on s'attend dans les années à venir, la différence est tout de même considérable. Des mécanismes de capacité ont été mis en place dans un certain nombre de pays pour palier à l'incapacité des marchés spot de générer des revenus et des capacités de production suffisants sur le long terme. Ils sont souvent considérés comme des mesures transitoires qui permettent d'effectuer le passage vers un marché concurrentiel mais il se peut que ces mécanismes deviennent permanents si l'élasticité de la demande aux prix n'augmente pas. Il existe plusieurs types de mécanismes de capacité que l'on peut classer en fonction des variables (prix et/ou quantité) qu'ils laissent au marché ou à un planificateur centralisé. Comme le rappelle Finon (2006), de par son existence même l'instrument de capacité suppose que l'autorité publique a pris en main la responsabilité de la fiabilité de la fourniture à long terme (à partir de

l'identification du besoin de capacité et sans attendre les décisions spontanées des agents). Il y a le choix entre trois principes d'action.

- 1) l'action centralisée par l'investissement commandé directement par le gestionnaire de réseau
- 2) l'action par les quantités en fixant une obligation de contractualisation sur les capacités en pointe aux fournisseurs, complétée par une procédure d'échanges de certificats de capacité (sur un marché de capacité)
- 3) l'action par les prix en se référant à la valeur moyenne de la défaillance (ou son approximation en termes de coût fixes d'une unité de pointe)

Comme cette étude analyse la capacité des marchés « *energy-only* » de générer des revenus suffisants, nous allons nous concentrer sur la solution sans marché de capacité et sur le principe qui consiste uniquement à déterminer le plafond optimal du marché de l'énergie. Cependant, à titre indicatif nous allons énumérer les différents instruments de capacité.

a) Les paiements de capacité : tous les participants reçoivent un prix déterminé administrativement pour la capacité de production disponible. Ce paiement additionnel doit inciter les investissements et permettre d'arriver à une capacité de production plus importante. Une surestimation du coût espéré de la défaillance crée une demande et des prix de la capacité artificiellement élevés et donc une surcapacité qui mène à des prix de l'énergie trop faibles.

b) Les marchés de capacité (ICAP ou « *capacity requirements* ») : le planificateur centralisé détermine la marge de capacité souhaitée. En fonction de l'espérance de demande de pointe et de la part de chaque entité (compagnie de détail ou gros consommateur), l'opérateur du système détermine la capacité de réserve que chaque entité doit acquérir (sous la forme de contrats d'effacement et/ou de capacité disponible). Si l'entité fait défaut à son obligation, elle doit payer une pénalité qui détermine le plafond du marché. L'obligation d'acquérir de la capacité en excès par rapport à la demande de pointe anticipée incite à investir avant que le marché de l'énergie soit tendu. Cependant, sur des marchés concentrés il y a des risques de manipulation ou

« *gaming* » (Newbery, 1995). Les marchés de capacité à terme (« *Forward ICAP* ») proposés par Cramton et Stoft (2006) permettent de limiter le pouvoir de marché et donnent une visibilité de plus long terme aux investisseurs mais nécessitent des estimations de la capacité requise dans le futur.

c) « *Reliability contracts* » : ils permettent une amélioration des marchés de capacité. Ce sont des options d'achat (« *call* ») qui donnent d'avantage d'incitations aux producteurs à avoir de la capacité disponible pendant les périodes de rareté. Un agent indépendant (l'opérateur du système) achète des options call aux producteurs (pour le compte des consommateurs) qui lui donnent un droit à la différence entre le prix spot et le prix d'exercice de l'option (« *strike* »). Cette différence est rendue aux consommateurs afin que leur dépense durant les heures de pointe soit limitée au prix d'exercice de l'option (Vasquez, Rivier, Perez-Arriaga, 2002, Oren, 2003)

d) les réserves stratégiques : ce sont des réserves détenues par un agent indépendant (opérateur du système), qui permettent de faire face aux urgences. Généralement, il s'agit pour cet agent d'acquérir de vieilles centrales (sous cocon) mais il se peut qu'il soit amené à en construire de nouvelles. Ces réserves peuvent être financées par une taxe sur les consommateurs (par exemple une surcharge sur les tarifs) et par les revenus issus de leur production.

e) Les réserves opérationnelles : Un agent indépendant utilise ces réserves pour faire face aux écarts entre la demande prévue et réalisée. Il se fixe un objectif sur la quantité de capacité à contracter (à travers des enchères journalières par exemple) avec un prix maximal qui correspond à sa disposition à payer et qui devient le prix plafond avant la défaillance. A chaque fois que la demande va pousser le prix au-delà de cette limite, l'opérateur du système va contracter moins de capacité et réduire la demande (Stoft, 2002). L'opérateur du système augmente donc le prix des derniers paliers de la courbe d'offre (avant la défaillance) afin qu'une rareté se fasse ressentir avant la rareté réelle (comme un signal précoce).

f) Les souscriptions de capacité : C'est la solution la plus orientée vers le marché. C'est ce dernier qui détermine la quantité et le prix des réserves. C'est la seule qui implique les consommateurs, qui doivent acquérir auprès des producteurs le droit de disposer d'une quantité

de capacité, en périodes de tension sur l'équilibre offre/demande (dans ce cas les consommateurs doivent installer un fusible, activé par l'opérateur du système en périodes de pointe, qui limite la consommation à la capacité du fusible (DeVries, 2002).

Tableau 1.3.2: Comparaison des différentes options

	Paie- ments capacité	Réserves stratégiques (P<<VOLL)	Réserves opérationelles (P<<VOLL)	Marchés capacité	“Reliability contracts”	Souscriptions capacité
Stabilisation de l'investissement	-	~	~	++	++	+
Compatibilité / échanges intersystème	~	-	-	+	+	+
Robustesse /pouvoir de marché	~	+	+	~	+	+
Stimulation de l'élasticité/prix	~	~	~	+	+	++
Efficiencce de l'offre	-	--	~	+	+	++
Compatibilité/système décentralisé	+	+	+	~	-	+
Expérience	Oui	Oui	Oui	Oui	Non	Non

Source : DeVries (2002)

Les mécanismes de capacité qui cherchent à réduire la volatilité des prix s'attaquent plutôt aux conséquences qu'aux causes. Selon Fraser (2003), c'est le manque de réponse de la demande sur les marchés de l'électricité qui est au cœur du problème. Un plafond sur les prix couplé avec un marché de capacité peut réduire le pouvoir de marché et la volatilité des prix mais il peut aussi réduire la réponse de la demande puisque les consommateurs ne sont plus confrontés à des prix élevés. De plus dans certains cas les instruments peuvent donner lieu à des manipulations et ne permettent pas de stabiliser les investissements. Néanmoins, les mécanismes de capacités à terme (Cramton et Stoft, 2006) et les options de fiabilité (Vasquez, Rivier, Perez-Arriaga (2001) semblent les mieux adaptés pour éviter ces problèmes.

1.3.2 Les comportements stratégiques

Le modèle théorique des prix spot suppose un cadre de concurrence pure et parfaite. Les producteurs n'ont pas la capacité d'influencer les prix, ils sont « *preneurs de prix* » (« *Price takers* »). Comme le reconnaissent Bohn, Caramanis, Schweppe et Tabors (1988):

“A perceptive reader probably started to have second thoughts about deregulated short-term operation when she/he began to worry that a single generating firm might have monopoly power in a region and hence be able to drive the spot price up artificially (beyond the marginal cost of generation). We have assumed away such possibility in our formulation...However, more analysis is needed before we are willing to believe the assumption is true.”

En concurrence imparfaite²⁸, des firmes peuvent avoir des comportements stratégiques pour augmenter leurs profits de court ou de long terme (en prenant en compte les nouveaux entrants). Généralement, la concentration du marché est considérée comme la source principale de pouvoir de marché. Si une firme possède une large part de marché, elle peut augmenter les prix de manière profitable au dessus de ses coûts marginaux et obtenir une marge importante. On dit qu'elle exerce du pouvoir de marché. Le pouvoir de marché peut être mesuré par la marge (*price-markup*) d'une firme qui est donnée par:

$$\frac{p - c}{p} = \frac{a}{e}$$

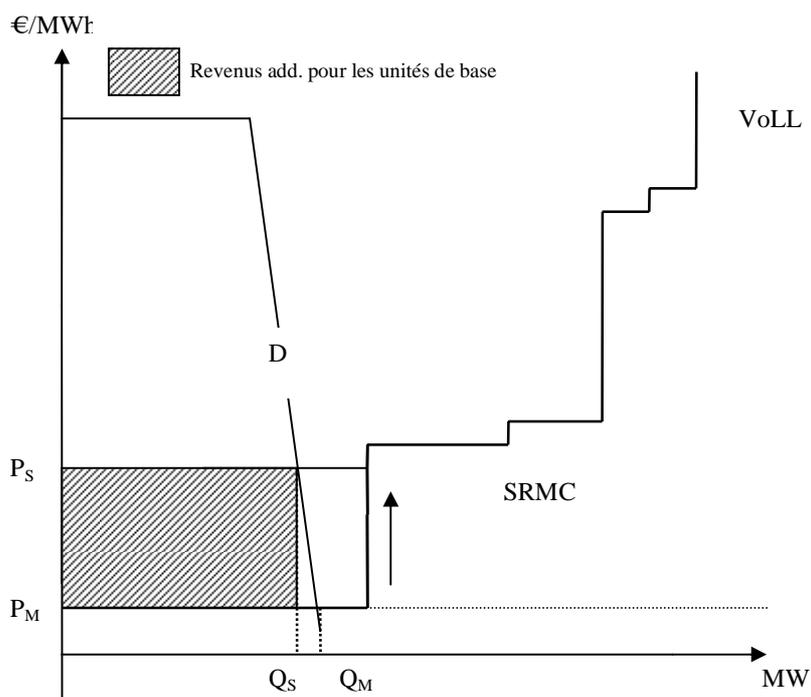
Avec p le prix, c le coût marginal, a la part de marché et l'élasticité e . La marge nous donne une indication sur la capacité des firmes à augmenter les prix au delà des coûts marginaux. Comme les données de coûts sont en général confidentielles, des mesures comme les Herfindahl-Hirschman index (HHI) ont généralement été utilisées pour déterminer le potentiel d'exercice de pouvoir de marché.

1.3.2.1 Les offres stratégiques (« *Strategic bidding* »)

²⁸ Pour une approche récente de la concurrence imparfaite, voir Tirole (1988).

En présence d'une concurrence imparfaite, une firme dominante peut offrir ses unités de production de manière stratégique pour augmenter ses profits, en pratiquant du « bidding stratégique ». En l'absence de concurrence, cette pratique consiste à offrir les unités d'une technologie donnée au-delà de leur coût variable mais juste en dessous de la prochaine « marche » dans l'ordre de mérite pour profiter de l'écart entre les coûts variables des deux technologies. Quand il n'existe pas de concurrents disposant de capacités de production avec des coûts inférieurs, la firme dominante sait qu'elle peut, sans même changer l'ordre de mérite (donc sans interférer avec l'efficacité allocative du marché), augmenter ses profits en offrant sa production 1€ de moins que le coût variable de la technique immédiatement plus coûteuse dans l'ordre de mérite

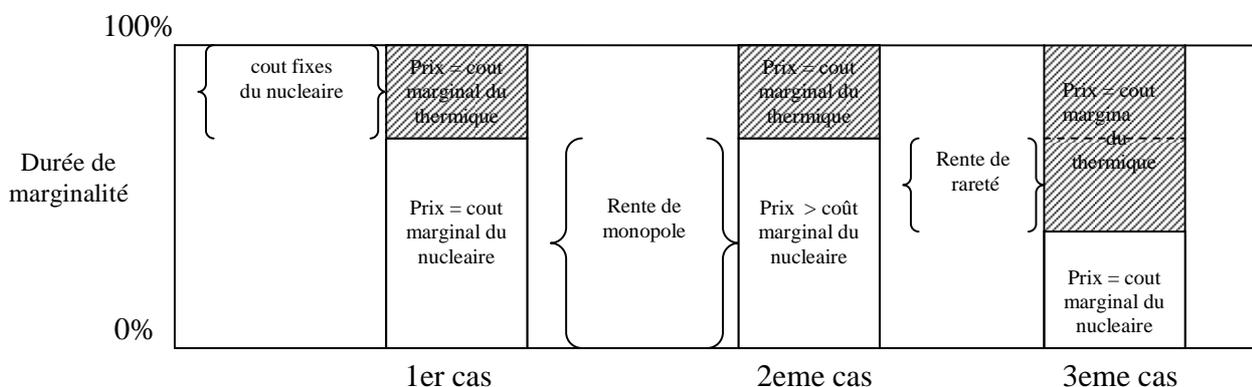
Graphique 1.3.6 : Rentes de monopole : le *bidding* stratégique



La firme dominante peut profiter des écarts entre deux technologies si elle n'a pas de concurrents. Plus cet écart est important, plus la firme dominante a des incitations à le faire. Le Graphique 5 montre les profits de la firme dominante en cas de *bidding* stratégique et en concurrence. Si la firme dominante possède la majorité des centrales de base et n'a pas de

concurrents elle peut offrir stratégiquement ses unités de base et tirer profit de l'écart entre les technologies. Par exemple, si le parc nucléaire a la dimension optimale ses revenus nets issus des ventes au prix spot peuvent dépasser les coûts fixes quand la concurrence est insuffisante entre les producteurs nucléaires. Dans le cas d'une firme dominante qui posséderait la totalité du parc nucléaire, ce dernier ne serait pas rémunéré au niveau de son coût marginal pendant sa période de marginalité mais au niveau que déciderait la firme dominante. Cette dernière peut se situer juste avant le coût marginal de la technique immédiatement plus coûteuse sans modifier l'ordre de mérite. Il bénéficierait alors d'une rente de monopole²⁹. Comme le rappelle Spector (2006) à la différence de la rente de rareté, la rente de monopole est économiquement inefficace. Pendant la durée de marginalité du nucléaire, le coût marginal de l'électricité est très faible, et l'efficacité requiert de fournir aux agents économiques des incitations à consommer davantage, sous la forme de prix faibles. Des prix trop élevés provoqueraient une distorsion des choix des agents économiques.

Figure 1.3.2 : Exemple de d'offre stratégique



Source: Spector, (2006)

La concentration du marché peut donc poser des problèmes pour le bon fonctionnement du marché et constitue une question essentielle. Cependant, dans le cas de l'électricité, les conditions de l'offre et de la demande qui mènent à des prix élevés sur les marchés spot (i.e.

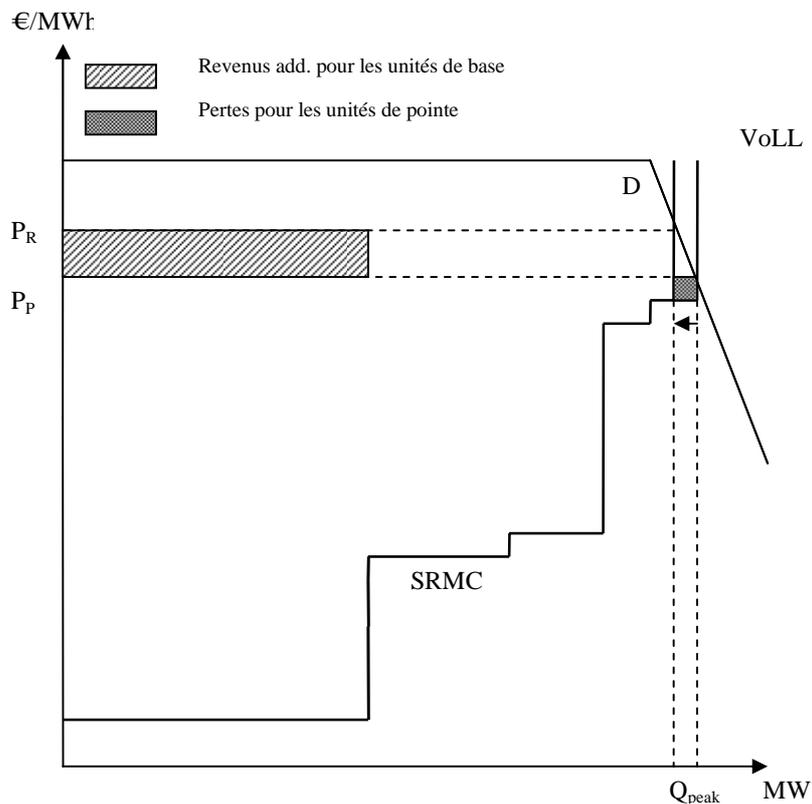
²⁹ Dans le cas d'un oligopole, la rente serait inférieure à la rente de monopole, en raison de la présence d'une certaine concurrence.

quand il y a une réelle rareté) sont aussi les conditions où les problèmes de pouvoir de marché sont les plus importants même sur des marchés peu concentrés.

1.3.2.2 La stratégie de rétention de capacité (« *Capacity withholding* »)

Les caractéristiques spécifiques des marchés de l'électricité (l'impossibilité de stockage, la nécessité d'équilibrer à tout moment l'offre et la demande et la faible capacité des consommateurs à répondre aux prix impliquent que durant certaines périodes, même des firmes avec de faibles parts de marché peuvent exercer du pouvoir de marché.

Graphique 1.3.7 : Rétention de capacité



Lors des pointes de prix, même des producteurs avec des parts de marché limitées peuvent avoir une incitation à créer une rareté artificielle par rétention de capacité pour augmenter leurs profits comme cela a été démontré durant la crise californienne (Joskow et Kahn, 2002). Le graphique suivant (graphique 1.3.7) montre l'arbitrage entre coûts et profits de la rétention de capacité de

pointe. Dans cet exemple, nous supposons que seule la capacité de pointe est retenue (c'est la technologie qui présente les coûts variables les plus élevés et donc la moins économique à faire fonctionner) cependant l'effet est similaire avec un retrait d'unités de base. Quand la marge de capacité est faible, l'inélasticité de la demande aux prix fait que même une faible diminution de l'offre entraîne une forte hausse des prix. Dans ces cas, même une petite part de marché peut attribuer à son détenteur assez de pouvoir de marché pour faire monter les prix en maintenant une partie de la production hors marché. Les HHI et les mesures relatives aux parts de marché ne sont donc pas un bon indicateur pour le potentiel ou l'exercice de pouvoir de marché sur le court terme (Borenstein, 2000). Pour que cette stratégie soit extrêmement profitable sur le court terme, certaines conditions doivent être réunies :

a) Le producteur doit disposer d'unités qui sont situées stratégiquement sur la courbe d'offre (des unités de base qui vont bénéficier de la rétention et des unités de pointe qui vont être retenues).

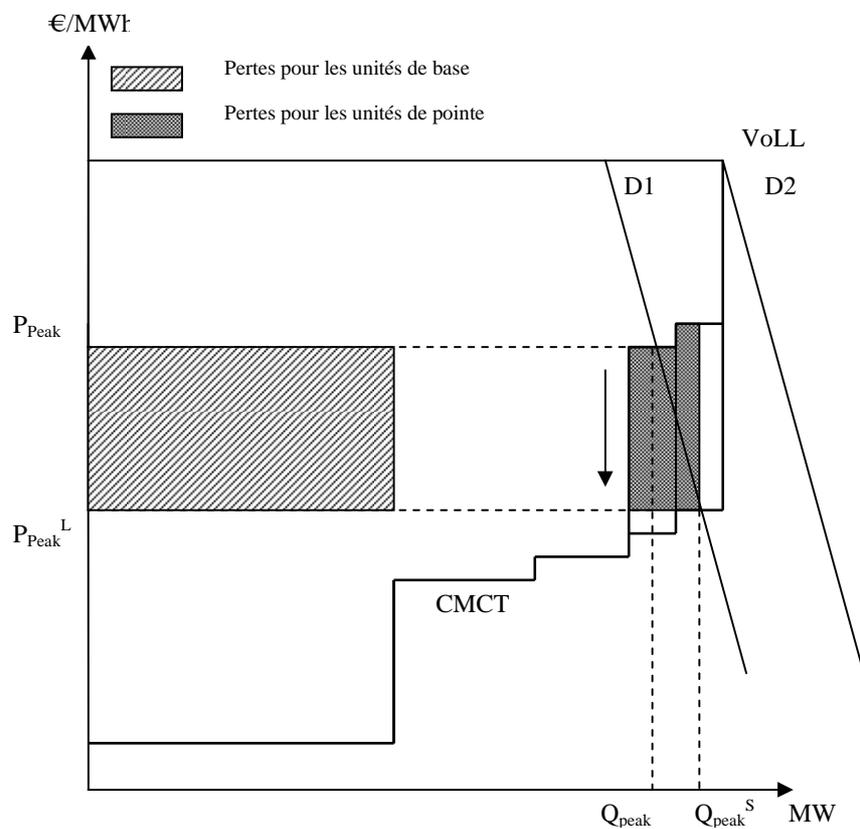
b) Le producteur peut entrer en collusion implicite avec d'autres producteurs

Si la capacité de base est importante, l'augmentation de revenus par une stratégie de rétention de capacité de pointe peut être considérable. Comme nous l'avons vu dans la partie précédente, un plafond élevé lors des périodes de défaillance qui permet de justifier les investissements de pointe peut donner de fortes incitations à la rétention de capacité. S'il existe des barrières à l'entrée, la firme dominante n'a pas peur d'inciter à l'entrée en augmentant ses prix. En cas de sous capacité, le prix de marché serait déterminé plus souvent par les centrales de pointe. En faisant de la rétention de ces unités de pointe, les augmentations de prix pour les unités existantes doivent dépasser les profits des centrales retenues. Néanmoins, sans la présence de barrières à l'entrée, si les paramètres administratifs de fiabilité ont été établis correctement (si le prix reflète l'approximation de la valeur de la défaillance) la rétention de capacité doit rendre le signal d'investissement plus fort et augmenter l'entrée (si les investisseurs ne font pas la distinction entre la rareté réelle et la rareté artificielle) et baisser la part de marché et les profits futurs de la firme dominante. Cette stratégie qui est très profitable sur le court terme ne prend pas en compte l'effet de long terme sur l'entrée de nouveaux concurrents sur le marché et l'érosion des parts de la firme dominante.

1.3.2.3 La stratégie de prix limite

Les firmes déjà installées peuvent avoir une politique de prix qui cherche à dissuader l'entrée lorsque celle-ci n'est pas rendue totalement impossible par la présence de barrières à l'entrée. En période de pointe, quand le prix de marché est déterminé par les unités à des coûts variables élevés, la firme dominante peut chercher à limiter les prix et donc l'entrée afin de maintenir sa part de marché sur le plus long terme.

Graphique 1.3.8 : Stratégie de prix "limite"



Le graphique ci-dessus illustre pour une demande D_1 , les pertes subies par une firme dominante qui possède les unités de base (partie hachurée) et les unités de pointe (partie grisée) et qui décide de faire une offre inférieure aux coûts variables pour limiter les prix. Si l'augmentation des profits lorsque l'entrée n'a pas lieu est supérieure à la baisse des profits que cette stratégie de prix limite implique, elle est profitable pour la firme en place. Les menaces des firmes en place

n'étant pas a priori dissuasives, encore faut-il que le nouvel entrant soit convaincu que la firme déjà installée veut et peut limiter les prix pour bloquer l'entrée. Avec un prix uniforme, la part des unités de base détenues par la firme dominante est importante, les pertes causées par une telle stratégie le sont aussi et la menace de limiter les prix peut ne pas être crédible. De plus, avec une demande croissante (D_2), la limitation des prix ne peut plus être possible si le plafond des prix est établi à un niveau suffisamment élevé. L'apparition de tensions « physiques » et de défaillances rend plus difficile le maintien du prix à des niveaux qui empêchent l'entrée. Cette stratégie doit donc s'accompagner d'un engagement. Une des modalités les plus simples à envisager est l'installation d'une capacité de production. Il s'agit donc d'un investissement en capital fixe qui va être utilisé pour produire des quantités supplémentaires afin de faire baisser les prix. Cette capacité de production peut rester inemployée lorsque l'entrée n'a pas lieu ou lorsque la firme installée partage le marché avec l'entrant. L'engagement doit être jugé selon deux critères : la rentabilité de l'investissement qu'il suppose et son impact sur la stratégie des entrants potentiels. Ces deux critères sont bien sûr étroitement liés et permettent de déterminer la stratégie optimale pour la firme en place. L'entrant va choisir de rester hors du marché si la firme en place s'engage et d'entrer sur le marché si elle ne s'engage pas. La firme déjà installée est capable de tenir ce raisonnement en se mettant à la place de son concurrent potentiel. Elle ne va décider de s'engager que si le gain ultime découlant de ce choix (le maintien de sa part de marché) est supérieur à celui obtenu en cas d'entrée : $\Pi_m - I > \Pi_e$

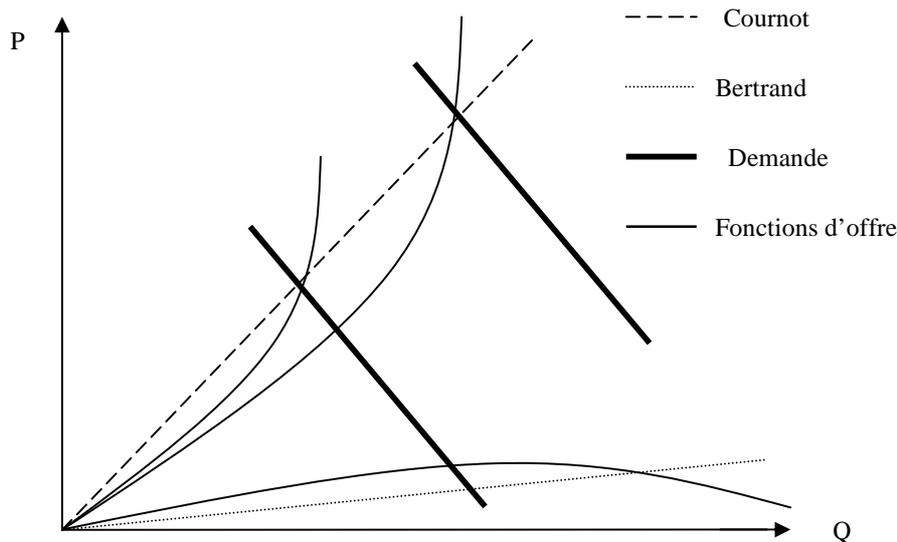
1.3.2.4 Etudes et observations empiriques de pouvoir de marché

Un très grand nombre d'études sur le pouvoir de marché ont été réalisées dans le cas de l'électricité. Green et Newbery (1992) ont été les pionniers. Ils ont étudié le comportement d'un duopole sur le « Pool » britannique à l'aide d'un modèle basé sur les fonctions d'offre³⁰. Dans ce modèle, les producteurs offrent des couples prix /quantité plutôt qu'un prix (modèle de Bertrand) ou une quantité (modèle de Cournot). Klemperer et Meyer (1989) montrent que, si la demande n'a pas de borne supérieure, il y a un équilibre unique qui est la fonction d'offre linéaire (graphique 1.3.9). Pour Green et Newbery (1992) comme la demande d'électricité est bornée, l'équilibre n'est pas unique et il y a un ensemble d'équilibres possibles entre la solution de

³⁰ Klemperer et Meyer [1989] sont les premiers à avoir formalisé le modèle d'équilibre avec fonctions d'offre

Bertrand et Cournot. Selon Green et Newbery (1992), la concurrence sur les marchés électriques peut être modélisée soit comme une concurrence à la Cournot soit comme une concurrence à la Bertrand selon le niveau de la demande (et donc la marge de réserve).

Graphique 1.3.9: Equilibre avec fonctions d'offre



Source : Green et Newbery (1992)

Cependant, le modèle de Green et Newbery (1992) ne prend pas en compte la menace de l'entrée dans la détermination des prix. De plus dans le cas d'une demande totalement inélastique, le modèle de Green et Newbery (1992) avec fonction d'offre ne permet pas d'obtenir un équilibre et c'est dans ce cas que les incitations à exercer du pouvoir de marché sont les plus fortes. Le cas de la rétention de capacité est le cas de manipulation des prix spot le plus fréquemment cité en raison de l'impact de la crise californienne qui a mis en évidence ces comportements³¹. Durant l'été 2000, les prix de gros de l'électricité en Californie ont atteint des niveaux très élevés. Ces prix se sont traduits par des profits énormes pour les producteurs indépendants (« *Independent Power Producers* »)³².

³¹ Les comportements de rétention de capacité ont été prouvés par la commission fédérale de régulation de l'énergie des Etats unis (FERC) à l'aide d'écoutes téléphoniques entre traders et producteurs.

³² Suivie d'une crise financière pour les compagnies de distribution qui devaient acheter l'énergie sur le marché de gros « dérégulé » pour la revendre à des prix moindres car réglementés sur le marché de détail.

Borenstein et Buschnell (1999) utilisent un modèle de Cournot avec les quantités comme variable stratégique pour expliquer le comportement des acteurs sur le marché californien de l'électricité.

« While the Cournot quantity setting paradigm does not correspond precisely to strategies in this market, it seems much closer to reality than price setting behaviour and it allows much more detailed modeling and determinacy in solutions than the supply curve bidding approach »

Comme, lors des pointes de prix, même des producteurs avec des parts limitées peuvent avoir une incitation à créer une rareté artificielle par rétention de capacité, la détection de telles pratiques suggère l'analyse de données empiriques détaillées sur les stratégies d'offre (stratégies de *Bidding*) et de production de chaque firme sur le marché afin de détecter les tentatives d'exercice de pouvoir de marché. Cette approche est utilisée par Wolak et Patrick (1996), Wolfram (1999), Wolak (2000). Wolfram (1999) a étudié de manière empirique le comportement du duopole au Royaume-Uni et arrive à la conclusion que durant la période 92 à 93, alors que les marges des producteurs étaient importantes, ces derniers n'ont pas exercé leur pouvoir de marché à leur maximum. Selon Wolfram (1999) les modèles oligopolistiques fréquemment utilisés pour analyser les marchés de l'électricité (Cournot et SFE (*Supply Function Equilibria*)) ne décrivent pas le marché spot de manière satisfaisante avec des prix observés bien inférieurs à leurs prévisions. Elle suggère que cela est dû (a) à la menace de l'intervention du régulateur et (b) la menace des nouveaux entrants.

“The incumbent generators may be restraining prices in order either to deter new entrants or to stave off substantial regulatory action.... all my estimates imply that prices are much closer to marginal costs than even theories of non-collusive supply predict...capacity withholding has not generally resulted in mark-ups as large as those predicted by conventional oligopoly models...« If the generators are keeping prices low to deter entry this industry provides a rare empirical example of limit pricing » (Wolfram, 1999)

Wolfram (1999) compare les prix de l'électricité sur la période considérée avec les coûts complets des nouveaux entrants (CCGT). Elle conclut que ces derniers sont trop faibles pour justifier des nouveaux investissements et que l'écart pourrait être dû à un comportement

stratégique visant à limiter l'entrée. Cet exemple nous montre que lorsque la concurrence est imparfaite les acteurs du marché pourraient influencer les prix spot en leur faveur mais que l'entrée peut discipliner les prix spot. Ces comportements stratégiques vont avoir un impact sur le surplus des consommateurs et sur le signal envoyé aux investisseurs. Sur le long terme, l'entrée/sortie devrait réduire les rentes (de rareté et/ou de monopole) ou les pertes (« *missing money* » ou prix limite). Cependant, en présence de barrières à l'entrée/sortie, ces écarts peuvent devenir durables.

1.3.3 Les barrières à l'entrée

Dans un secteur économique normal, l'apparition de rentes entraîne de nouveaux investissements qui les font disparaître à terme. Mais sur les marchés de d'électricité, ce mécanisme d'ajustement pourrait ne pas jouer, ou ne jouer que très lentement à cause des barrières à l'entrée.

1.3.3.1 L'effet des barrières à l'entrée sur l'équilibre de long terme

En théorie, en l'absence de barrières à l'entrée, un marché concurrentiel conduit à un niveau d'investissement optimal dans les différentes technologies de production électrique. Si l'on reprend notre exemple (cf. 1.2), la taille du parc optimal dépend de l'avantage de coût marginal procuré par chaque technologie par rapport aux autres. Mais la rémunération de la production dépend, elle aussi, du différentiel de coûts marginaux. La rémunération du nucléaire va dépendre en grande partie de la durée de marginalité de la production fossile et des coûts marginaux de cette dernière. Si ceux-ci augmentent, les centrales nucléaires deviennent plus rentables, ce qui doit attirer de nouveaux investissements nucléaires. L'expansion du parc nucléaire diminue la durée de marginalité des modes de production fossiles et à terme, ramène la rentabilité du nucléaire au coût du capital.

Le secteur électrique est très capitalistique, pour autant, il n'y a pas de coût fixes liés à des indivisibilités comme dans le cas de la construction d'un pont (en dehors des réseaux bien sûr) : la taille unitaire d'une centrale est faible par rapport à celle des grands systèmes électriques (1GW à comparer à une puissance de pointe en France est supérieure à 80GW). Des économies

d'échelle significatives existent, liées à la standardisation de la construction et de la maintenance des centrales, et cela dans un contexte de forte concentration internationale des fabricants de turbines – alternateurs – chaudières (Bouttes, 2005). On comprend donc l'intérêt d'avoir des électriciens de taille suffisante pour maîtriser les coûts. La fonction de coût de la production est donc sous-additive, mais aussi, à la marge de « grands opérateurs » (et de « grands systèmes »), à rendements « globaux » constants (Bouttes, 2005). Sous réserve d'absence de barrières à l'entrée réglementaires ou politiques pour trouver de nouveaux sites de production le marché est contestable par de nouveaux entrants potentiels. Même avec une structure concentrée cette possibilité discipline le prix moyen de l'électricité au niveau du coût de développement d'un nouvel entrant efficace. Dans ce cas, une structure de marché concentrée n'implique pas l'existence d'un pouvoir de marché³³ ; l'analyse des barrières à l'entrée réglementaires éventuelles (conditions d'accès aux réseaux, d'accès à de nouveaux sites de production,...) et de la concurrence potentielle est nécessaire. Cependant, il n'est pas sûr que cette dernière condition soit respectée. Les conditions de l'accès à de nouveaux sites de production mais aussi les conditions de l'accès aux réseaux peuvent représenter des barrières à l'entrée de nouveaux concurrents et à la construction de nouvelles centrales en général.

“Incumbent generating companies may be assisted in their strategy by the presence of other barriers to entry. It may be difficult for new market entrants to obtain sites for power plants, especially in densely populated areas. Incumbents may be able to re-use the sites of decommissioned plant, where they often already have a connection to the high tension grid and infrastructures for fuel and cooling water, and where they will probably face less difficulty in obtaining the necessary permits” (Devries, 2003)

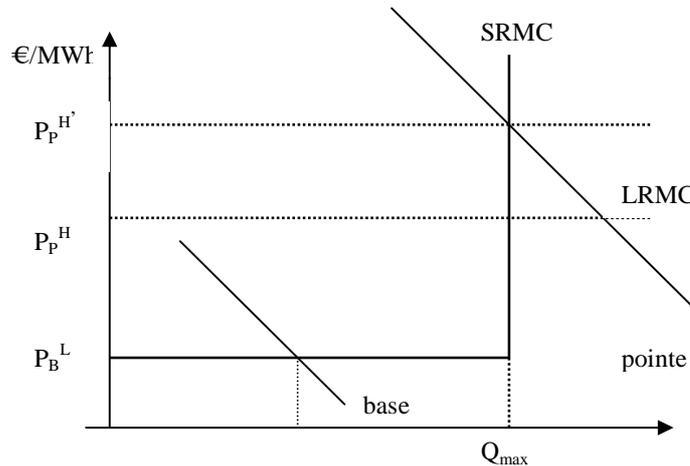
Quand des barrières à l'entrée sont présentes, les prix peuvent rester durablement supérieurs à leurs niveaux concurrentiels. Des barrières à l'entrée élevées permettent de protéger les firmes en place contre la concurrence des nouveaux entrants³⁴. Dans ce cas, la profitabilité des entreprises

³³ Le modèle traditionnel de l'économie industrielle des années « Structure – Comportement - Performance », soit pertinent pour le secteur électrique et Le modèle implicite retenu dans le calcul du H-H-I-concurrence à la Cournot avec structure de marché (i.e. nombre de concurrents dans le marché pertinent) « figée »- est donc inadéquat pour les mêmes raisons (Bouttes, 2005)

³⁴ L'entrée correspond à l'installation de nouvelles capacités de production soit par un nouvel entrant soit par une firme déjà existante.

installées dans le secteur peut être durablement plus élevée que celle des firmes produisant dans d'autres secteurs³⁵.

Graphique 1.3.10 : L'équilibre avec barrières à l'entrée



De plus, les barrières à l'entrée peuvent avoir des effets pervers sur les incitations à investir si le marché est concentré. Plus le marché est concentré, plus les incitations à laisser les rentes de rareté augmenter sont fortes. Dans ce cas, un investissement supplémentaire a un impact sur les prix et sur la rentabilité de la capacité installée d'un monopole ou d'un oligopole. En présence de barrières à l'entrée réglementaires ou politiques pour trouver de nouveaux sites de production le résultat de la concurrence pure et parfaite risque de ne pas conduire à un niveau d'investissement optimal dans les différentes technologies de production électrique.

1.3.3.2 Observations et études empiriques : les barrières politiques et réglementaires

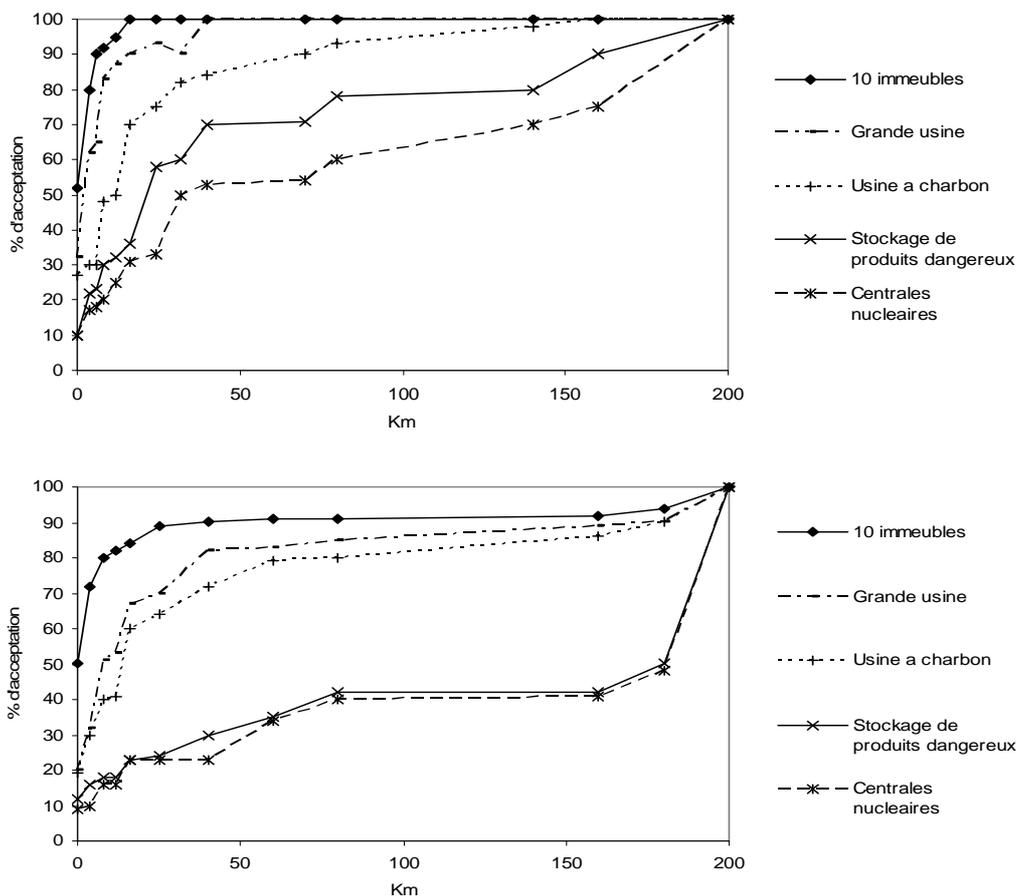
Le cas californien mais aussi le cas italien ont mis en évidence les difficultés rencontrées pour la construction de nouvelles unités de production électrique³⁶. La rareté des sites disponibles ainsi que les oppositions locales à l'implantation de nouvelles unités (sauf au voisinage des sites déjà existants) peuvent créer des barrières significatives pour les nouveaux investissements et plus particulièrement pour ceux des nouveaux entrants. Les acronymes NIMBY (*Not In My*

³⁵ Selon Bain (1956), les avantages des firmes en place se reflètent par la capacité des firmes installées à augmenter de manière persistante les prix au dessus du niveau concurrentiel sans attirer de nouvelles firmes dans le secteur.

³⁶ Bailey (2001) caractérise la situation californienne de « *Botched Entry Deregulation* » et cite comme causes majeures les oppositions environnementales, NIMBY, BANANA...

*Backyard*³⁷) et BANANA (*Build Absolutely Nothing Anywhere or Near Anyone*³⁸) traduisent cette attitude d'opposition d'une population locale vis-à-vis d'un projet qui comporte des nuisances ou des risques. Les études de Mitchell (1980) et de Smith et Desvousges (1986) montrent le lien qui existe entre l'éloignement des équipements et le niveau d'opposition. Le résultat essentiel de ces deux études est d'abord que le taux d'acceptation de la population dépend de la distance aux équipements. Les résultats des deux études menées aux Etats-Unis dans les années 80 indiquent très clairement les réticences vis-à-vis du nucléaire. Ces deux études sont similaires en ce qui concerne le degré d'acceptabilité des équipements.

Graphique 1.3.11: Pourcentages cumulés d'acceptation de différents équipements en fonction de la distance entre l'équipement et le lieu de résidence



Source : (a) Smith et Desvousges (1986) et (b) Mitchell (1980)

³⁷ Peut se traduire par "Pas dans ma cour"

³⁸ Peut se traduire par "Ne construisez absolument rien à proximité de quiconque"

Les centrales nucléaires (et les sites de stockage de produits dangereux) sont les équipements les plus indésirables et donc pour lesquels l'opposition est la plus forte. La seule différence concerne la distance minimale nécessaire à l'acceptation de la construction de l'équipement. Dans l'étude de Mitchell (1980), la centrale nucléaire doit être localisée à environ 180 km des personnes interrogées pour obtenir un taux d'acceptation de 50% alors que cette distance n'est que de 35 km dans l'étude de Smith et Desvousges (1986).

1.3.4 Taxes et subventions

Les taxes et les subventions sont des instruments à la disposition des autorités publiques qui permettent des transferts entre les producteurs et les consommateurs. Leur présence va influencer sur les revenus des producteurs et peut créer des distorsions du signal envoyé par les prix mais aussi des incitations à investir dans le futur.

1.3.4.1 L'impact des taxes et des subventions sur l'investissement

Si le marché est concurrentiel, et en équilibre (le mix est optimal), il devrait rémunérer tous les moyens de production au niveau de leurs coûts fixes et variables. Cependant, comme nous l'avons vu précédemment, des écarts peuvent apparaître sur le court terme pour deux raisons (1) quand les conditions de l'offre et de la demande varient et que les ajustements du parc sont impossibles, mais aussi (2) en présence de comportements stratégiques de la part des acteurs. Si les prix spot sont jugés trop hauts, les autorités publiques peuvent chercher à diminuer les rentes de certains producteurs en leur imposant des taxes (ou en leur imposant un plafond sur les prix). Si les prix sont jugés trop bas, des subventions peuvent permettre à des producteurs non rentables d'atteindre l'équilibre budgétaire. Les autorités publiques ont donc un instrument à leur disposition qui leur permet (1) d'extraire les rentes que les centrales existantes perçoivent si elles sont injustifiées mais aussi (2) de garantir l'équilibre budgétaire.

Si les rentes de la capacité installée sont des rentes de monopole, donc injustifiées, les éliminer reviendrait à augmenter le surplus des consommateurs. Cependant, la présence de rentes de rareté encourage les consommateurs à modérer leur consommation et stimule de nouveaux investissements³⁹. Les éliminer reviendrait à éliminer le signal prix envoyé par le marché. Il est important à ce point, de distinguer la capacité existante (qui s'est engagée dans des coûts irrécupérables) des investissements futurs. Les autorités publiques peuvent ajuster les revenus des centrales existantes en fonction des variations des prix spot, pour les rémunérer à hauteur de leurs coûts fixes et variables, quand les prix spot sont en dessous ou au dessus des coûts afin de leur permettre un taux de rentabilité « normal ». Sur le court terme, tant que les centrales existantes récupèrent leurs coûts variables et leurs coûts fixes, cela n'encourage pas les consommateurs à modérer ou à augmenter leur consommation en fonction du prix mais ne pose pas de problème pour les investissements futurs, tant que les autorités publiques s'engagent à ne pas s'approprier les revenus nets des investissements futurs (qui leur permettent de récupérer leurs coûts fixes) en effectuant les ajustements nécessaires. C'est le principe qui a été appliqué dans la régulation des prix aux Etats-Unis.

Prenons l'exemple d'un marché concurrentiel en équilibre (qui permet de rémunérer exactement les coûts fixes et variables des unités de production). Si le prix du gaz augmente de manière considérable, et que la demande est telle que les unités au gaz sont marginales la moitié du temps, cela va engendrer des profits considérables pour les unités nucléaires dont la quantité demeure inchangée. Les autorités publiques peuvent être tentées dans cette situation de limiter ces rentes de rareté en imposant aux producteurs nucléaires une taxe qui leur procure une rémunération équivalente à leurs coûts fixes et leurs coûts variables⁴⁰. Si les prix du gaz diminuent de manière considérable, soit les prix spot vont être ajustés de manière à attribuer aux producteurs nucléaires une rentabilité normale soit ces derniers vont subir des pertes. Ces interventions éliminent donc le signal prix envoyé par les rentes de rareté ou les pertes. Elles permettent de soulager les consommateurs en rapprochant les prix des coûts. Sur le court terme, elle ne créent pas de contrainte sur l'équilibre budgétaire puisque les centrales nucléaires

³⁹ Dans cette étude nous allons nous concentrer principalement sur les signaux aux investissements mais la réponse de la demande joue un rôle très important

existantes peuvent toujours récupérer leurs coûts variables et leurs coûts fixes, à un taux de rentabilité « normal » déterminé par les autorités publiques. Comme le soulignent Cramton et Stoft, (2006) :

“Markets must provide the right incentives for long-run investment...Holding their profits constant by always adjusting their spot price is just rate-of-return regulation.... This shows that preventing the signals of a uniform-price spot market, if done carefully, simply leads back to rate-of-return regulation.”

Sur le long terme, les investisseurs vont donc continuer à investir tant que la rentabilité est satisfaisante, sinon ils n'investiront plus. Maintenir les revenus des producteurs constants en ajustant leurs prix spot, si cela est fait avec précaution, revient donc à une régulation de type « *rate of return* », et met les autorités publiques au centre du processus de décision des investissements. Ces dernières doivent déterminer le taux de rendement « normal » et l'un des avantages fondamentaux du passage à un marché concurrentiel disparaît.

Si les autorités publiques décident de limiter les rentes de la capacité existante tout en permettant la récupération des coûts irrécupérables, cela ne devrait pas poser de problèmes pour les nouveaux investissements tant qu'elles s'engagent à ne pas s'approprier les revenus nets des nouveaux investissements et donc à ajuster le niveau du tarif ou du plafond au fur et à mesure que des nouveaux investissements sont faits. Les deux objectifs de capture de rentes éventuelles de monopole des unités existantes au bénéfice des consommateurs et la satisfaction d'une contrainte budgétaire pour les nouveaux investissements peuvent être satisfaits.

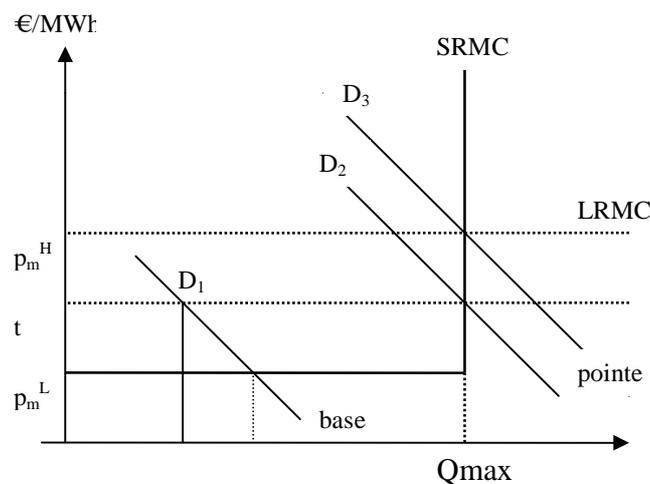
1.3.4.2 Observations empiriques : le maintien de tarifs réglementés en France

a) La coexistence de tarifs régulés et de prix spot

Si le marché est concurrentiel, un tarif régulé peut jouer le rôle d'une taxe pour les consommateurs au tarif (subvention pour les producteurs) quand le système est en surcapacité et d'une subvention pour les consommateurs au tarif (taxe pour les producteurs) quand le système

est sur capacitaire. Cette discrimination par les prix entre les consommateurs au tarif régulé et les consommateurs au prix spot peut avoir un impact considérable sur les incitations à répondre aux augmentations de prix par des diminutions de la demande mais aussi sur le signal à investir dans la quantité optimale de production.

Graphique 3.1.12: coexistence d'un tarif régulé et d'un prix concurrentiel



Quand le mix est optimal, un tarif optimal doit permettre au parc de production un équilibre budgétaire. Il doit couvrir les coûts fixes et les coûts variables des producteurs et il est égal au prix de concurrence parfaite (coût marginal). Les producteurs reçoivent les mêmes revenus nets dans les deux cas.

- Quand la demande diminue ou que les prix des combustibles fossiles diminuent, sans retraits de capacité, les prix du marché devient inférieur au tarif. Dans le cas où tous les consommateurs sont au tarif les unités de base reçoivent la différence $(t - p_m^L)$ qui leur permet de récupérer leurs coûts et les consommateurs n'obtiennent pas la quantité optimale. Si tous les consommateurs sont au prix de marché concurrentiel les producteurs subissent des pertes et les consommateurs ont des incitations à augmenter leur consommation.

- Quand la demande augmente ou les prix des combustibles fossiles augmentent (D_3), sans ajouts de capacité, les prix du marché dépassent le tarif et les unités de base ne reçoivent pas la rente de rareté ($p_m^H - t$) qui doit inciter les investisseurs à construire de nouvelles centrales et les consommateurs à réduire leur demande.

Dans le cas de coexistence d'un tarif régulé et d'un prix spot (graphique 1.3.12), si l'on suppose qu'une partie des consommateurs paie le tarif et qu'une autre partie le prix de marché (sans arbitrages possibles), avec une demande faible (D_1), les consommateurs sur le marché spot paient p_m^L et les consommateurs au tarif paient p . Avec une demande élevée (D_3), les consommateurs sur le marché spot paient p_m^L et les consommateurs au tarif paient t . Il y a donc une discrimination entre les deux types de consommateurs. Avec un prix uniforme, si aucun pouvoir de marché n'est exercé sur le marché spot, le tarif n'induit pas de transferts entre les consommateurs au tarif et ceux au prix spot sur le court terme (le dispatching reste le même, l'unité marginale détermine le prix) mais la production électrique la plus performante est en quelque sorte « réservée » à la satisfaction de la demande des consommateurs au tarif (la production performante résiduelle étant revendue sur le marché spot)⁴¹. Quand le prix du marché p_m^H est au dessus du tarif la part vendue au tarif voit ses revenus plafonnés et les producteurs sont incités à vendre la production qui a des coûts variables faibles aux consommateurs au tarif et la production qui a des coûts variables élevés aux consommateurs sur le marché spot (comme une procédure de rationnement). Si la quantité consommée au tarif dépasse la capacité avec des coûts variables inférieurs au tarif, certains producteurs peuvent subir des pertes sur le court terme et n'ont pas d'intérêt à produire. Cette discrimination par les prix entre les consommateurs au tarif régulé et les consommateurs au prix spot et peuvent entraîner des mécontentements. Un tarif excessivement bas envoie un signal doublement négatif pour le consommateur et le producteur. Ceci s'accompagne d'un effet pervers sur le plan des incitations pour la consommation et les nouveaux investissements :

(a) Le prix élevé doit inciter les consommateurs à modifier leur consommation (leurs achats et leurs comportements quotidiens). Ainsi, un prix de vente qui ne reflète pas le coût réel de l'énergie donne un signal de non modération de la demande en n'incitant pas à sa réduction ni à

⁴¹ C'est-à-dire que, ces derniers ne doivent pas payer un prix plus élevé qu'en l'absence de tarifs réglementés.

l'effacement. Seul le coût du rationnement est un signal que des investissements sont nécessaires. Quand la demande dépasse la capacité existante, selon Bohn, Caramanis, Schweppe et Tabors (1988), les coûts de rationnement pour les consommateurs aux tarifs prédéterminés un plafond pour le prix spot. En fonction de ces coûts de rationnement, une fois que le prix spot a atteint un certain niveau, il devient plus économique de déconnecter un consommateur au tarif plutôt que d'augmenter d'avantage les prix des consommateurs sur le marché spot.

(b) La rente de rareté attribuée par des prix élevés doit signaler aux producteurs le besoin de construire de nouvelles centrales. Avec un tarif trop bas, un signal de sous investissement dans les capacités de production, notamment de pointe, est envoyé puisque le tarif du MWh ne rend pas rentables ces investissements. A l'extrême, la coexistence du tarif et de prix de marché pourrait accroître le niveau de ce dernier dans la mesure où, les périodes de tension sur l'équilibre offre/demande seront plus nombreuses du fait (i) d'investissements limités en raison de l'absence de signaux de prix non biaisés. Le maintien des tarifs régulés trop bas ne permet pas aux producteurs d'accéder à ces rentes et peut même créer une incertitude politique qui décourage les nouveaux investissements si les autorités publiques ne s'engagent pas à ajuster⁴² les tarifs dans le futur pour prendre en compte les coûts des nouveaux investissements.

Le maintien de tarifs régulés trop hauts ou trop bas peut donc créer des transferts intertemporels de revenus (entre les consommateurs d'aujourd'hui et les consommateurs de demain). Si les investissements ne sont pas réalisés en temps opportun les consommateurs dans le futur paieront leur électricité plus cher si la production est insuffisante. Bien entendu, ces effets pervers sont d'autant plus importants que la part des consommateurs bénéficiant des tarifs régulés est élevée. Or comme le rappelle Lévêque (2006), lorsqu'une catégorie de consommateurs obtient un avantage, ceux qui n'en bénéficient pas le réclament⁴³.

⁴² Selon Bohn, Caramanis, Schweppe, et Tabors, (1988) pour atteindre le niveau socialement optimal d'investissement, les prix prédéterminés doivent être mis à jour de manière à minimiser la covariance entre le prix spot horaire et la réponse de la demande à des changements incrémentaux du tarif prédéterminé et du stock en capital

⁴³ L'adoption d'un tarif de retour pour les consommateurs éligibles qui ont subi des hausses de prix va dans ce sens. La loi sur l'énergie de novembre 2006 permet le maintien d'un tarif réglementé (Tarif Réglementé Transitoire d'Ajustement du Marché) pendant deux ans pour les consommateurs qui le souhaitent, ainsi que le retour temporaire à un tarif régulé majoré pour les consommateurs qui ont subi sur le marché une forte augmentation des prix. Il s'agit en réalité d'un blocage des prix (Chevalier, 2006)

b) Les tarifs réglementés en France

Avec l'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence, un certain nombre de consommateurs éligibles ont quitté le système des tarifs réglementés à l'époque où ce choix était avantageux et ont subi la hausse des prix sur le marché alors même que le choix de quitter le tarif régulé est irréversible. On constate que la formation des tarifs ne relève plus des mêmes fondamentaux que ceux de 1960 et ceci pour plusieurs raisons dues à la formation du tarif intégré et à l'évolution des coûts de la part « production » dans le tarif intégré⁴⁴. C'est à cette deuxième raison que nous allons nous intéresser.

Les tarifs n'ont pas fait l'objet de réévaluation en fonction du coût des intrants (inflation ou prix des combustibles) alors que le décret n° 88-850 du 29 juillet 1988 dispose, en son article 3, que l'évolution des tarifs de vente réglementés⁴⁵ :

« ...traduit la variation du coût de revient de l'électricité, qui est constitué des charges d'investissement et d'exploitation du parc de production ... ainsi que des charges de combustibles ».

Le décrochage actuel des tarifs prend sa source en 1997 (mise en place du contrat de plan Alphanbéry). La baisse des tarifs en euros constants, est d'environ 24% depuis 10 ans. Enfin, les effets redistributifs entre tarifs ont été accentués voire distordus. Comme l'indique le régulateur dans sa délibération du 09/08/2006, « EDF n'a pas mis en place de comptabilité séparée pour la fourniture des clients auxquels sont appliqués les tarifs réglementés ». Or, la CRE constate que : (a) les hausses uniformes en pourcentage – plutôt que différenciées – qui ont été pratiquées n'ont pas de justification économique et pénalisent les clients au tarif bleu ; (b) la part fourniture des tarifs de vente ne reflète pas toujours la réalité des coûts, elle est, en particulier, résiduelle, voire négative, pour certains clients aux tarifs vert et jaune. Le graphique suivant compare l'évolution du prix à terme pour une fourniture en base et du tarif vert et met en évidence les divergences. Il serait donc intéressant d'étudier dans quelle mesure ce décalage entre fondamentaux et part

⁴⁴ Rapin et Vassilopoulos (2006)

⁴⁵ Le tarif réglementé a initialement été construit dans les années 50 pour intégrer les coûts de production et de transport d'un parc optimal.

« production » du tarif est justifié ou problématique notamment dans un univers de prix de marché.

Graphique 3.1.13 : Coexistence d'un prix de gros* et d'un tarif règlementé**



*Les prix excluent les taxes, les charges de transmission et la contribution au service public (CSPE)

** Tarif vert EDF C8 TLU⁴⁶ (consommateurs industriels)

Source: CRE

Sur le long terme, si les profits anticipés sont élevés, l'entrée devrait permettre de les réduire. Si les profits sont faibles, aucun investisseur n'entrera sur le marché. Quand des barrières à l'entrée/sortie et/ou des taxes/subventions sont présentes, les producteurs d'électricité pourraient enregistrer des profits ou des pertes. Le résultat d'optimalité des investissements sous un régime de prix spot pourrait ne pas être valable et le système pourrait ne pas converger vers le mix optimal sur le long terme.

⁴⁶ Le tarif vert sera le tarif de référence pris en compte dans cet article. Il a été proposé par EDF aux grands consommateurs industriels à partir de 1958. Ce tarif divise l'année entre l'été (1^{er} avril – 30 Septembre) et l'hiver (1^{er} Octobre – 31 Mars), chaque saison étant segmentée en fonction de l'utilisation de l'électricité au cours de la journée. En hiver, on distingue les périodes de pointe (7h-9h et 17h-19h), des périodes de moindre intensité (22h-06h et les Dimanche) du reste de la journée. En été, les mêmes principes sont appliqués à l'exception près qu'il n'y a pas de tarif en pointe.

CHAPITRE 2 : MODELISATION DES MECANISMES DE FORMATION DES PRIX

En simulant les mécanismes de formation des prix, cette étude tente d'analyser le signal et les incitations aux investissements sur un marché spot. Nous allons essayer de comprendre si le signal envoyé par les prix observés est optimal et dans quelles conditions les incitations données par les prix futurs, qui déterminent les incitations à investir, peuvent conduire à un mix de technologies de production qui soit optimal sur le plus long terme. Cette partie a pour but de décrire le modèle qui va nous permettre de calculer les prix et les trajectoires d'investissement. Après une description de la méthodologie que nous utiliserons pour répondre à la question posée, nous présenterons le modèle mathématique et les données qui sont retenues pour l'analyse numérique.

2.1 Méthodologie

Il existe différents types de modèles des prix de l'électricité. Cependant, on peut les classer en deux catégories : les modèles purement stochastiques de type ARMA (*Auto Regressive Moving Average*) ou GARCH (*Generalized Auto Regressive Conditional Heteroskedasticity*) et les modèles fondamentaux. L'approche majoritairement suivie dans la littérature financière traite le prix de l'électricité comme une variable stochastique (modèles purement stochastiques) et se concentre sur l'étude de ses propriétés en termes de volatilité, de sauts et de retour à la moyenne : d'où l'attrait pour des spécifications de type GARCH. L'approche par les modèles fondamentaux, consiste à déterminer le prix de court terme pour chaque période en considérant qu'il s'établit à l'intersection de l'offre et de la demande. Cette approche se concentre sur une analyse de l'interaction entre ces deux facteurs

L'attrait des modèles de coûts de production provient du fait qu'ils permettent de mettre en évidence certains facteurs primaires qui font évoluer les prix. La connaissance de ces facteurs permet de développer une méthodologie au sein de laquelle le processus d'évolution des prix n'est pas le point de départ du modèle mais plutôt la résultante de l'évolution des facteurs primaires. Nous allons utiliser un modèle fondamental de coûts de production pour comprendre la formation des prix sur un marché compétitif d'électricité composé de centrales thermiques et d'un réservoir hydraulique. Les prix espérés peuvent être dérivés à l'aide d'une simulation explicite des facteurs primaires ainsi que par la « réoptimisation » du système pour différents résultats. Le modèle développé dans le cadre de cette étude nous permet de simuler le fonctionnement d'un marché de gros de l'électricité en confrontant l'offre et la demande afin de calculer le prix de marché ou « prix ombre ». Une procédure d'optimisation est utilisée pour déterminer ce prix de marché. Les moyens de production sont appelés par offres croissantes pour satisfaire la demande (les offres se font au coût marginal quand les firmes sont en concurrence parfaite) et l'unité marginale, c'est-à-dire la dernière unité appelée à produire, détermine le prix marginal du système (le coût pour satisfaire une demande supplémentaire de 1MW). Le modèle développé prend en compte certaines caractéristiques du fonctionnement d'un parc de production comme les indisponibilités (maintenances et fortuites), l'existence d'un réservoir hydraulique qui nécessite la détermination des valeurs du stock (valeurs de l'eau), les échanges avec les pays étrangers, et le paysage d'effacement et de défaillance qui joue un rôle fondamental dans la récupération des coûts fixes. L'objectif de notre étude est double. Il s'agit d'abord de caractériser le signal envoyé par les prix observés durant ces dernières années mais aussi les incitations données aux investissements pour les années futures.

1) Dans une première partie, à l'aide de données empiriques sur 2003-2005, nous procéderons à deux expériences :

a) Nous simulerons les prix concurrentiels pour les années 2003-2005 avec le mix optimal et le parc actuel pour comprendre les effets des déséquilibres dans le mix de production sur les prix et déterminer le signal optimal

b) Nous comparerons les prix concurrentiels avec le parc actuel et les prix réellement observés sur le marché spot Powernext pour caractériser le signal prix envoyé. Une fois que la pertinence du signal prix est établie sur le court terme, nous étudierons les conditions qui pourraient faire dévier l'équilibre de long terme de l'optimum.

2) Dans une deuxième partie nous essayerons de comprendre si les incitations données par les prix spot coïncident avec les incitations nécessaires pour obtenir le mix optimal sur le long terme. Pour évaluer l'équilibre futur entre l'offre et la demande, nous simulerons heure par heure le fonctionnement du parc de production sur un grand nombre de scénarios à l'aide d'espérances sur les coûts de chaque filière et sur l'évolution de la demande sur le long terme (donc pour un mix optimal futur donné). Pour chaque scénario, la demande sera confrontée à la production du parc simulé. Une approche probabiliste est appliquée afin d'intégrer dans le modèle les aléas climatiques et la disponibilité du parc thermique. La demande est confrontée à la production du parc simulé pour obtenir les prix futurs. Les investissements pour chaque filière sont déterminés dans une optique de maximisation des profits et donc en fonction des revenus issus des ventes d'énergie sur le marché spot. Le modèle est utilisé pour différentes situations : (a) quand l'entrée est libre (b) quand des barrières à l'entrée sont présentes pour les nouveaux entrants et que le marché est concentré (c) quand la firme dominante est remplacée par cinq firmes pour voir si les incitations à investir issues des prix correspondent à celles qui aboutissent au mix optimal sur la période considérée.

a) Dans le cas concurrentiel avec entrée libre, toutes les firmes sont des « *price-takers* » et offrent leur production au coût marginal. Si un investissement dans une technologie donnée est rentable en espérance il donnera lieu à la construction du moyen de production. Dans ce cas, il n'y a aucun bénéfice à retarder l'investissement profitable puisqu'un autre investisseur le fera.

b) Dans le cas de barrières à l'entrée, nous allons d'abord examiner le cas d'une entrée complètement bloquée (sans – investissements) puis celui d'une firme dominante qui possède la totalité des centrales de base et qui est la seule à pouvoir investir dans des centrales de base⁴⁷. Ce scénario permet de comprendre les distorsions aux incitations à investir du marché spot quand les

⁴⁷ De manière pratique aucun autre investisseur ne pourrait construire de centrales nucléaires en France à part EDF.

nouveaux entrants sont confrontés à des barrières à l'entrée (par exemple quand des nouveaux sites pour la construction de centrales de base ne sont pas accessibles). Nous voulons comprendre si la firme dominante n'a pas intérêt à retarder son investissement ou à ne pas investir afin de bénéficier de prix supérieurs pour les centrales existantes. Si le total des revenus nets d'une firme est supérieur sans l'investissement, celui-ci ne sera pas réalisé⁴⁸.

c) Dans le cas du pentopole, la capacité nucléaire est divisée en cinq firmes égales. Ce cas nous permet de comprendre l'effet d'une déconcentration du parc de production sur les incitations à investir et à exercer du pouvoir de marché.

La pertinence du signal d'investissement est faite en termes "physiques" de fiabilité du système (les indicateurs pertinents sont l'évolution des marges de réserve et les caractéristiques du paysage de défaillance) mais aussi en termes "économiques" de profit des producteurs et de surplus des consommateurs.

2.2 Le modèle

Le modèle utilisé dans cette étude repose sur un dispatching économique réalisé par le planificateur central. Cela consiste à optimiser l'exploitation du parc en appelant les centrales de production par ordre de coûts croissants.

2.2.1 Le dispatching

L'algorithme d'optimisation est basé sur un programme linéaire qui minimise le coût de production sous contraintes de bornes et de satisfaction de la demande. Les contraintes de transmission, les services auxiliaires, les coûts d'arrêt et de démarrage ainsi que les taux de

⁴⁸ Ce constat n'est pas si lointain du monde réel, où les firmes dominantes sont les ex-monopoles verticalement intégrés. D'un côté nous trouvons des firmes de taille considérable avec une base stable de consommateurs et une capacité d'investissement importante et de l'autre, les nouveaux entrants qui investissent dans des CCGT avec une base de consommateurs et une capacité de financement bien plus faible.

rampe ne sont pas pris en compte dans le modèle. La transmission et la distribution n'ont pas été prises en compte non plus, même si elles peuvent avoir un impact majeur sur les prix en périodes de congestion. L'application des services auxiliaires peut influencer la rentabilité des nouveaux investissements, mais ne sont pas couverts en profondeur dans notre analyse. Les efforts de modélisation sont centrés sur l'équilibre de l'offre et de la demande et sur l'impact des prix de l'énergie sur les investissements. Cependant, le modèle présenté, basé sur le dispatching, et donc établissant un lien très fort entre l'opération « physique du système » et les prix, peut être étendu pour prendre en considération certains de ces aspects techniques. Le programme d'optimisation utilisé pour le dispatching est présenté ci-dessous :

$$\text{Min} \sum_{j=1}^J C(u_{tj})$$

$$\text{s.c : } \begin{cases} \sum_{j=1}^J u_{tj}(j) = d_t \\ 0 \leq u_{tj} \leq u_{j \text{ max}} \\ u_{tj} \geq 0 \end{cases}$$

Avec C les charges d'exploitation de la production u de la centrale j à la période t . Le multiplicateur de Lagrange (ou prix ombre) associé à la contrainte de satisfaction de la demande indique la valeur marginale et donc le prix du prochain incrément de charge :

$$\lambda_t = \partial[CT_t] / \partial d_t$$

Avec : λ_t le multiplicateur de Lagrange de la contrainte de satisfaction de la demande à l'heure t , CT_t le coût total et, d_t la demande.

Les indisponibilités seront modélisées indépendamment pour chaque unité de production. Nous allons déterminer une procédure qui permette de générer des indisponibilités fortuites en accord

avec les données techniques et empiriques afin de connaître le statut de fonctionnement des unités de production à une date t (en marche ou en arrêt) en supposant qu'il n'y a pas de statut intermédiaire (« *derating* »). Les indisponibilités fortuites des unités de production sont basées sur leur occurrence et leur durée. Pour appliquer cette procédure, nous utilisons :

(1) Le taux d'indisponibilités fortuites FOR (*Forced Outage Rate*) est le rapport entre la durée moyenne des indisponibilités fortuites d'une unité et la durée totale durant laquelle l'unité a été connectée au système.

(2) Les paramètres spécifiant la distribution des durées de réparation pour une certaine unité comme la moyenne et la variance.

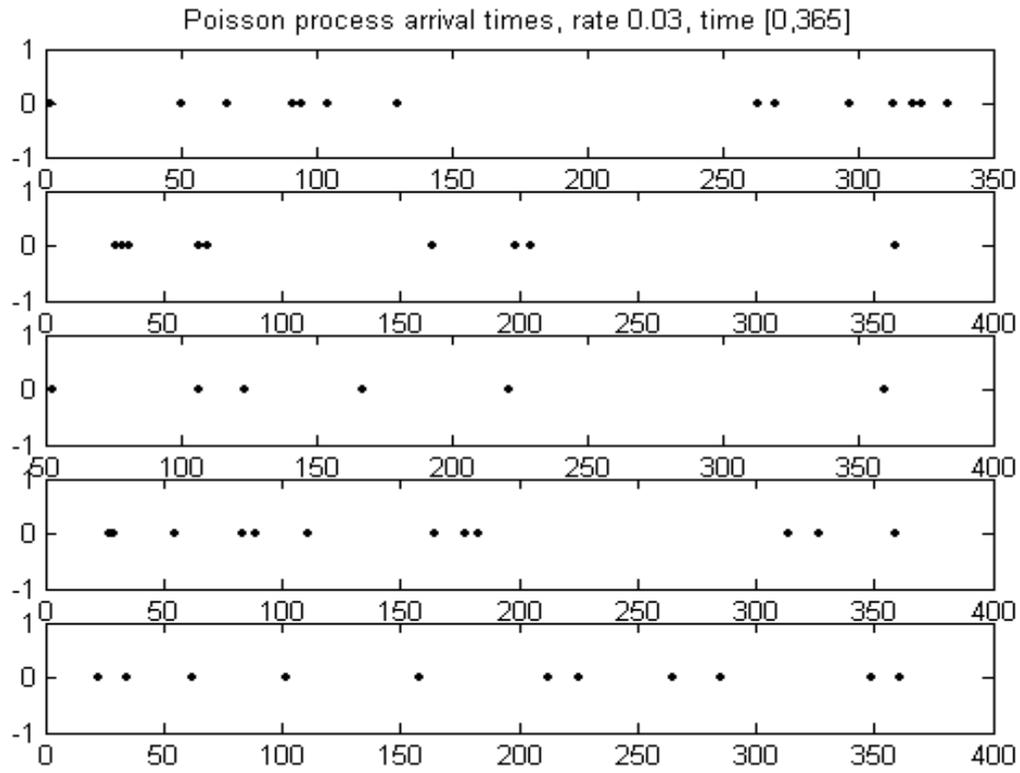
La connaissance des taux d'arrivées des indisponibilités fortuites est suffisante pour spécifier un processus pour modéliser les indisponibilités. On peut utiliser un processus de Poisson pour gérer les indisponibilités. Dans un processus de Poisson, les périodes de temps entre les indisponibilités suivent une distribution exponentielle. Les périodes de disponibilité $\Delta t_{1,i}^A, \Delta t_{2,i}^A, \Delta t_{3,i}^A, \dots, \Delta t_{K,i}^A, \dots$ sont générées à partir d'un processus de Poisson avec $\Pr(\Delta t_{K,i}^{Dispo} \leq x) = 1 - e^{-\nu_i x}$ pour $x \geq 0, i = 1, 2, \dots, n, K = 1, 2, \dots$ et des taux d'arrivées $\nu^A = (\nu_1^A, \nu_2^A, \dots, \nu_i^A, \dots, \nu_n^A)$. Les durées de réparation sont estimées à partir de la durée moyenne d'indisponibilité et générées à l'aide d'une distribution uniforme $\Delta t_{1,i}^U, \Delta t_{2,i}^U, \Delta t_{3,i}^U, \dots, \Delta t_{K,i}^U, \dots$

En combinant ces deux processus avec celui de la durée moyenne d'indisponibilité nous pouvons déterminer le statut de disponibilité pour chaque unité à un instant T :

$$\Omega_T(\lambda^{Disp}) = (\omega_{T,1}, \omega_{T,2}, \dots, \omega_{T,n})$$

Avec $\omega_{T,i} = 0$ si à T l'unité est indisponible et $\omega_{T,i} = 1$ si à T l'unité est disponible

Graphique 2.2.1: Arrivées de Poisson des indisponibilités fortuites ($\lambda=0.03$)

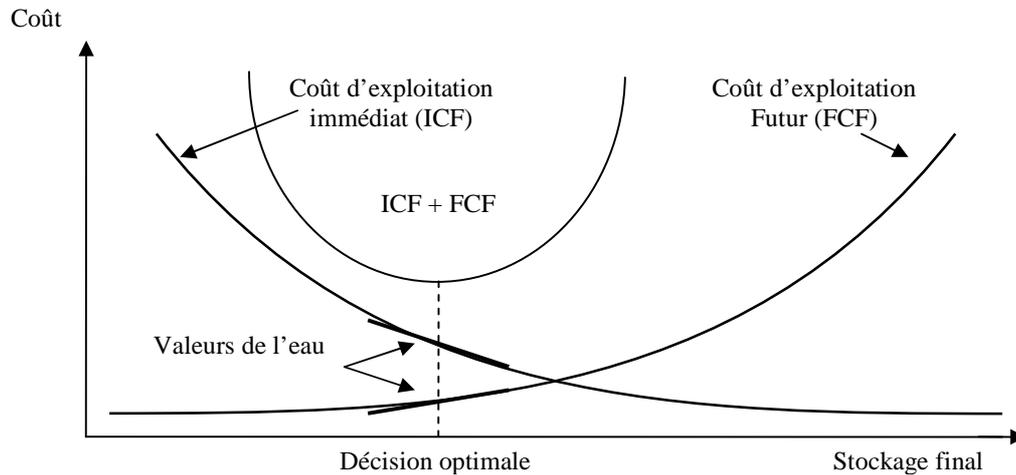


2.2.2 Le modèle mathématique du dispatching hydro - thermique

Nous considérons que le parc de production est constitué de moyens de production thermiques (nucléaires et thermique à flamme) et d'une réserve hydraulique. La réserve hydraulique, donne la possibilité de stocker l'eau. Il existe un arbitrage intertemporel entre l'utilisation de l'eau aujourd'hui (qui permet de réduire les coûts « immédiats ») et une utilisation demain qui permet de réduire les coûts futurs. L'utilisation de l'eau va dépendre de la demande et du coût des unités thermiques nécessaires pour y répondre. La fonction de coût « immédiat » est liée aux coûts de la production thermique requise pour répondre à la demande pour une période t . Quand le niveau final du stock augmente, moins d'eau est disponible pour la production d'énergie à cette période t et donc plus de thermique est utilisé et le coût « immédiat » augmente. Au contraire, la fonction de coût futur (de la date $t+1$ à la dernière période) diminue avec l'augmentation du stockage

final puisque plus d'eau est disponible pour le futur. Le réservoir hydraulique a donc un coût d'opportunité associé aux économies réalisées sur les moyens thermiques aujourd'hui et demain.

Graphique 2.2.2: Programmation hydro – thermique optimale



L'utilisation optimale du stock hydraulique correspond au point qui minimise la somme du coût d'exploitation immédiat et du coût d'exploitation futur (les dérivées de ICF et FCF par rapport au stockage final sont égales). Ces dérivées sont appelées les « valeurs de l'eau ». Les valeurs de l'eau ou valeurs de Bellman (Bellman, 1957) sont déterminées à l'aide d'un modèle de programmation dynamique. L'intervalle $[0, T]$ est divisé en T périodes référencées par un indice t (ex: un pas hebdomadaire). Les commandes indicées en t s'appliquent aux périodes $[t, t+1]$. Le modèle comprend une demande d_0, \dots, d_{T-1} , un stock d'eau initial x_0 , des apports hydrauliques a_0, \dots, a_{T-1} et une fonction de production C des groupes thermiques et nucléaires. Il s'agit d'un problème d'optimisation dont la résolution indique les commandes hydrauliques, et thermiques optimales. L'objectif est de déterminer les niveaux de turbinage hebdomadaire qui minimise le coût d'exploitation immédiat et le coût d'exploitation futur du système hydro - thermique pour satisfaire une demande donnée. Le problème se présente ainsi :

$$\text{Min} \sum_{t=0}^{T-1} C(u_t)$$

$$\text{s.c: } \begin{cases} u_t + v_t = d_t \\ x_{t+1} = x_t - v_t + a_t \\ 0 \leq x_t \leq x_{\max} \\ 0 \leq v_t \leq v_{\max} \\ u_t \geq 0 \end{cases}$$

Où v_t est la commande hydraulique durant la semaine t , u_t est la commande thermique et nucléaire, x_t le stock en eau, d_t la demande et a_t l'apport hydraulique.

1) La première étape consiste à calculer la valeur du stock hydraulique (calcul des valeurs de Bellman) par programmation dynamique en partant de la dernière étape (résolution à rebours)⁴⁹. La fonction de Bellman au stock x et à la période t correspond au coût minimum réalisable partant de ce stock.

$$\forall t \in [0, T-1] \quad V_C(x, T) = \min(C(d_t - v) + V_C(x - v + a_t, t+1))$$

$$\text{s.c: } \begin{cases} 0 \leq v \leq v_{\max} \\ x + a_t - x_{\max} \leq v \leq x \\ v \leq d_t \end{cases}$$

- a) Pour chaque étape t un ensemble d'états du stock sont définis. Par exemple des niveaux du réservoir de 100%, 99%, etc... jusque 0%. Le niveau initial du stock est supposé connu. A la fin du jeu, l'eau a une valeur nulle et donc à la dernière étape, cela revient à vider le réservoir : $\forall x \in [0, x_{\max}] \quad V_C(x, T) = 0$
- b) En partant de la dernière étape T le programme de dispatching hydro - thermique est résolu pour chaque niveau du stock et pour chaque niveau de turbinage. Comme nous sommes à la dernière étape les valeurs de Bellman sont nulles.

⁴⁹ Dans le cas stochastique, les apports hydrauliques sont considérés aléatoires. Différents scénarios d'apport (avec leurs probabilités associées) sont utilisés. Pour une description de la méthode de programmation dynamique stochastique le lecteur peut se référer à Pereira, M, Campodominico, N et Kelman, R (1999)

- c) Ce processus est répété pour les autres étapes T-1, T-2, etc. L'objectif étant désormais de minimiser la somme du coût d'exploitation à l'étape T-1 et de la valeur de Bellman calculé précédemment.

2) La seconde étape est la simulation. Elle implique la minimisation du coût du dispatching (cf, 2.1.1) en incluant les valeurs de Bellman (ou valeurs de l'eau) comme coûts marginaux du réservoir.

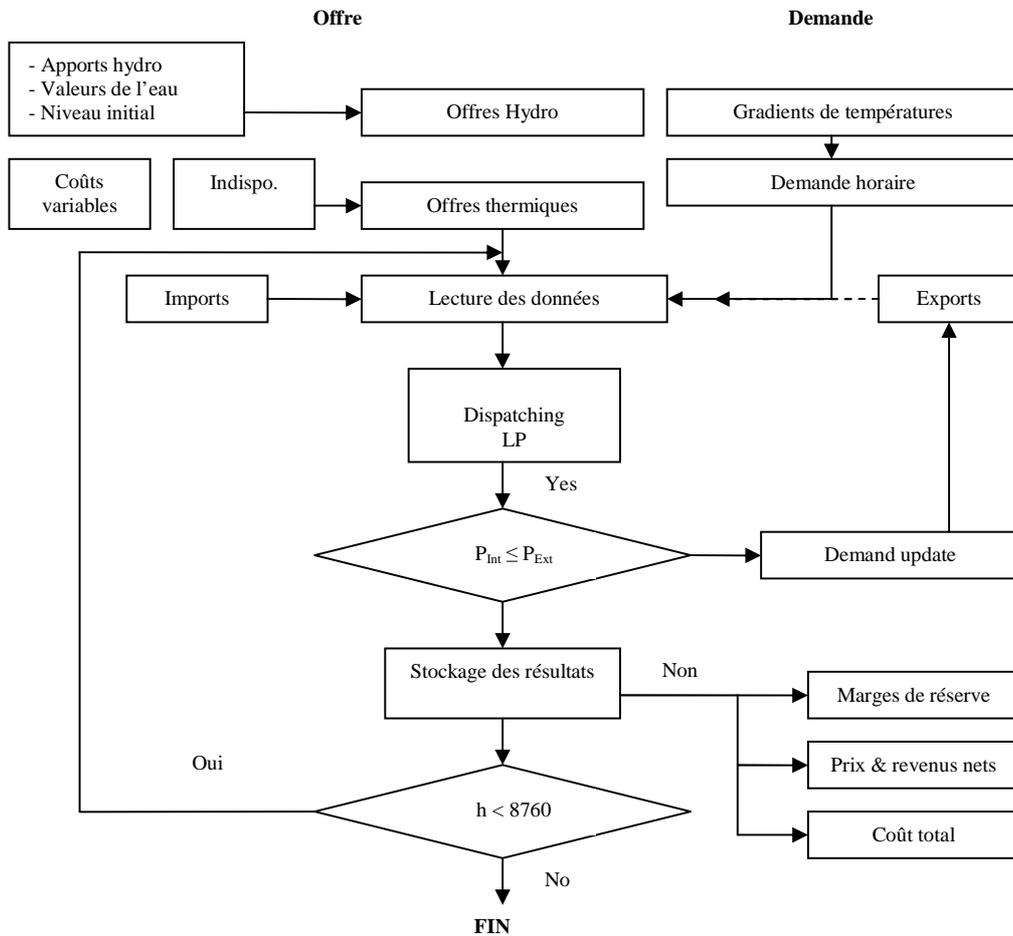
2.2.3 Le « Redispatching »

Pour les échanges, la modélisation consiste en la création de groupes de production dits « étrangers » dont la puissance et le coût sont représentatifs des volumes de puissance disponibles pour un certain prix sur les marchés extérieurs. Ces groupes de production viennent s'insérer dans l'ordre de mérite. Chaque groupe est caractérisé par un couple prix / quantité. Le modèle ne prend en compte que les contraintes de capacité sur les lignes de transmission inter frontalières, et les lois physiques derrière les flux de puissance. Pour chaque frontière, la capacité d'exports et d'imports est basée sur les différentiels de prix entre les pays quand il n'y a pas de contrats de long terme. Une procédure de re-dispatching intervient. La figure 2.2.1 décrit le processus de formation des prix par dispatching et re-dispatching :

Un premier dispatching permet de calculer le prix intérieur. Lorsque le prix « intérieur » (P_{int}) est inférieur au prix des marchés adjacents (P_{ext}), la capacité nette de transport est saturée. Cette procédure de dispatching - redispatching nous permet de prendre en compte l'impact des échanges, et notamment les exports basés sur des différentiels de prix avec les pays voisins, sur les prix spot. Il est important de noter que les échanges et le réservoir hydraulique jouent un rôle similaire en réduisant les variations de prix causées par les variations de l'offre et de la demande. L'eau est utilisée afin de minimiser le coût des unités thermiques et donc plus en hiver et moins en été et au printemps quand les réservoirs se remplissent (pluie+fonte des neiges). Les échanges jouent le même rôle en permettant des imports quand la capacité disponible est faible et/ou la

demande est forte et le prix domestique est élevé (hiver) et des exports quand la capacité disponible est élevée et/ou la demande est faible et le prix domestique est bas.

Figure 2.2.1 : Dispatching et re-dispatching

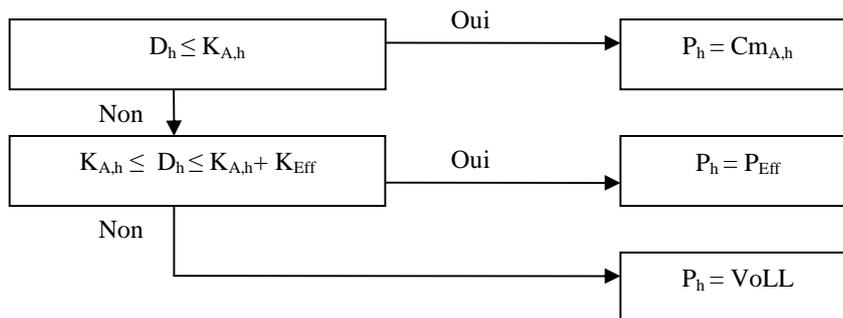


2.2.4 Modélisation des effacements et de la défaillance

Dans une logique d'investissement, il est important que les espérances des prix de marché incluent les situations d'effacement et de défaillance. Les prix autour de la capacité maximale du système jouent un rôle capital sur un marché parce qu'ils donnent une indication sur la fiabilité du système. Le modèle utilisé fonctionne sur un pas horaire en intégrant au dispatching les éléments d'offre à la demande réalisée. Il identifie en outre deux états de marché : un état

« physique » où le prix est égal au coût variable de l'unité marginale et un état de rareté lorsque la demande est supérieure à la capacité disponible et où le prix est fixé par (a) les contrats interruptibles ou (b) par la valeur de la défaillance (VoLL ou du moins son approximation fiabiliste). Dans notre modèle, trois états du marché sont donc possibles :

Figure 2.2.2 : Les différents états de la formation des prix



a) La charge interruptible est modélisée comme une capacité de production additionnelle avec des coûts fixes nuls appelés à des prix prédéterminés. La réponse de la demande fait partie du processus de formation de prix et concurrence les ressources du côté de l'offre⁵⁰. Afin de déterminer une approximation des prix prédéterminés de la ressource de la demande, un modèle de réponse linéaire est utilisé. Quand $d(t) > g_{\max}(t)$ alors, $P_{\text{int}}(t) = MC_{\max} \times \left(\frac{g_{\max}(t) - d(t)}{d(t)e(t)} \right)$ ou $d(t)$ est la demande à l'heure t si le prix est égal au coût marginal maximum MC_{\max} , $g_{\max}(t)$ la capacité maximale à l'heure t, et e le paramètre d'élasticité.

b) Quand la capacité disponible et le potentiel d'effacement sont entièrement épuisés, le système ne peut plus répondre à des augmentations de la demande (par des augmentations de l'offre ou une réponse de la demande). C'est alors que survient la défaillance. La défaillance est modélisée par un groupe de production de très grande capacité avec un coût fixe nul et un coût variable très élevé et égal à la VoLL (son approximation fiabiliste) et qui n'est appelé à produire que pendant la défaillance du système. Quand $d(t) > g_{\max}(t) + g_{\text{int}}(t)$ alors, $P(t) = \text{VoLL}$ Ou $d(t)$ est la demande

⁵⁰ Ce processus est similaire à une option "call". Quand le prix dépasse un certain niveau spécifié, la demande est interrompue

à l'heure t si le prix est égal au coût marginal maximum MC_{\max} , $g_{\max}(t)$ la capacité maximale à l'heure t , $g_{\text{int}}(t)$ la capacité maximale à l'heure t , et la valeur de la défaillance (VoLL).

2.2.5 La décision d'investissement

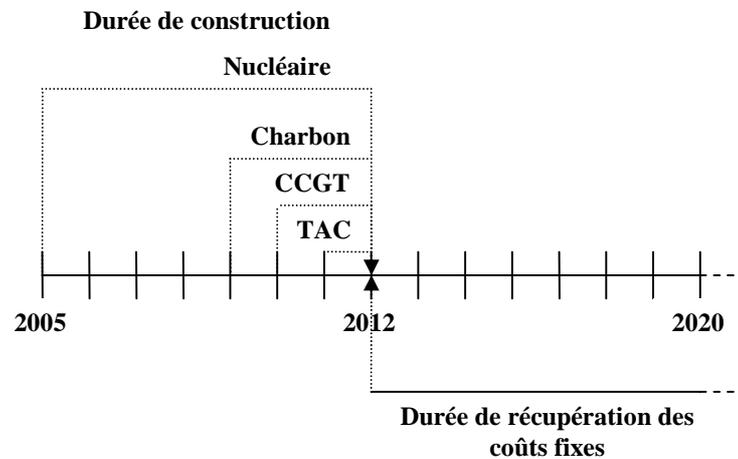
Dans notre modèle les investisseurs possèdent une information parfaite sur les évolutions futures de la demande et des prix des combustibles. Nous formulons l'hypothèse que les investisseurs fondent leurs décisions d'investissement uniquement sur les anticipations des prix futurs. Ils anticipent les prix futurs et décident des augmentations de capacité en fonction de la profitabilité que ces dernières engendrent pour la firme.⁵¹ Les revenus nets R pour l'année n et l'unité j sont la somme des différences horaires entre le prix et les coûts variables de la centrale j .

$$R_{n,j} = \sum_{t=1}^{8760} (P_{t,j} - VC_{t,j})$$

Pour le calcul des prix futurs, nous allons simuler des prix sur un horizon assez lointain pour permettre une entrée substantielle mais assez proche pour garder une continuité dans certaines hypothèses (ex : les coûts fixes). Dans le modèle, il est possible d'investir dans des unités de base, de semi-base et de pointe. Le timing de la décision d'investissement se fonde sur la durée de construction d'une nouvelle unité. La décision d'investissement pour une unité avec un délai de construction supérieur sera prise en priorité. Un investissement nucléaire qui nécessite une durée de construction de 7 ans doit être décidé en 2005 pour une connexion au réseau de transport de haute tension en 2012. En 2012, cette unité additionnelle est ajoutée au mix de production et peut commencer à récupérer ses coûts fixes. Les nouveaux investissements sont ajoutés au parc en unités indivisibles et non de manière incrémentale (par MW) comme dans la théorie des marchés spot. Pour un investissement donné (ex : une unité de 1,5GW nucléaire) le problème d'optimisation est résolu deux fois : avec et sans l'unité de production additionnelle.

⁵¹ Dans les modèles de coût marginal de long terme, l'objectif est de résoudre un problème de minimisation des coûts pour répondre à une demande future connue à un niveau spécifié de fiabilité.

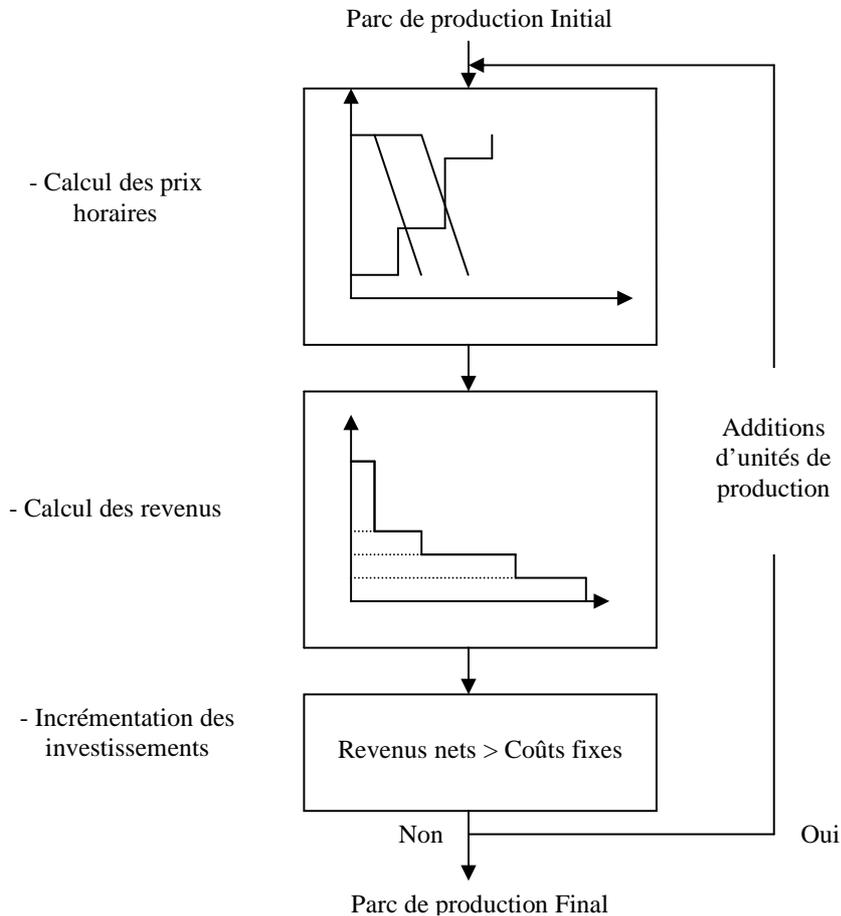
Figure 2.2.3 : Durée de construction et de récupération des coûts fixes



Si un investissement dans un nouveau moyen de production est rentable en espérance il sera réalisé si l'investisseur a un intérêt quelconque à le faire, c'est à dire si cet investissement lui permet d'augmenter ses profits totaux. S'il n'y a pas de barrières à l'entrée aucun investisseur n'a d'intérêt à retarder un investissement qui serait réalisé par des concurrents. De plus, si le marché est concurrentiel et n'est pas concentré aucune firme n'a intérêt à retarder ses investissements pour améliorer la profitabilité de ses centrales existantes. Nous allons donc émettre certaines hypothèses sur l'entrée et notamment dans le cas de l'entrée en base (Nucléaire et CP).

(1) En concurrence parfaite et quand l'entrée est libre, les investissements sont réalisés, jusqu'à ce que les revenus nets espérés pour satisfaire une demande future, soient égaux au coût en capital du nouvel investissement. Tant que les revenus nets sont supérieurs aux coûts fixes pour une technologie donnée, la capacité installée est augmentée. La Figure 2.2.4 ci-dessus décrit le processus d'investissement dans ce cas. Des prévisions des prix horaires et donc des revenus nets futurs sont déterminés pour une année donnée. Si les revenus nets sont supérieurs aux coûts fixes, une unité additionnelle est ajoutée au mix et les nouveaux prix sont déterminés. Ce processus est répété tant que les revenus nets sont supérieurs aux coûts fixes. Quand cette condition n'est plus vérifiée pour aucune unité supplémentaire (dans l'ordre décroissant des durées de construction) le processus se termine. Dans ce cas, il est impossible pour un investisseur de retarder son investissement qui serait effectué par un autre investisseur.

Figure 2.2.4 : Le processus d'investissement sur un marché spot



(2) nous allons supposer qu'aucun investissement n'est possible et que l'entrée est entièrement bloquée sur la période considérée afin d'étudier l'impact des prix sur la rentabilité des différents moyens de production et le paysage de défaillance sur la période 2010-2020. Ce cas est extrême mais il nous permet de quantifier l'effet des barrières à l'entrée sur les différents moyens de production. Avec des barrières à l'entrée en base pour les nouveaux entrants, nous allons supposer que la firme dominante a un droit exclusif à investir dans les unités en base (nucléaire, CP) lorsque les nouveaux entrants n'ont pas accès à de nouveaux sites.

(c) Dans le troisième cas, les barrières à l'entrée sont toujours présentes pour la construction de nouvelles centrales de base pour les nouveaux entrants mais la firme dominante (le monopole)

est remplacée par un pentopole. Chaque firme du pentopole possède des parts égales et peut investir dans des unités additionnelles de base si ces dernières augmentent ses revenus nets totaux.

Afin de simuler les prix spot, nous allons utiliser des données empiriques pour nous rapprocher le plus possible des conditions réelles de fonctionnement du marché électrique durant les années 2003 à 2005. Pour la période 2010-2020 nous formulerons certaines hypothèses sur les déterminants de l'offre et de la demande afin de calculer les espérances des prix spot sur la période considérée notamment, sur les prix des combustibles et la demande (la croissance annuelle et les températures) et sur les additions et des retraits planifiés en France et dans les pays voisins.

2.3. Les données: application au marché de l'électricité en France

Cette partie a pour objectif de présenter les différentes hypothèses envisagées pour calibrer le modèle. Après une brève présentation du marché français de l'électricité, nous étudierons, dans, le parc de production et les caractéristiques de chaque filière en termes de coûts (fixes et variables) et de disponibilité et nous déterminerons les scénarii d'évolution de la demande et dans une quatrième partie les hypothèses concernant les interconnexions et les échanges transfrontaliers (« *crossborder trade* »).

2.3.1 Le marché de l'électricité en France

Avant l'ouverture du marché français de l'électricité (juin 2000), l'ensemble des sites de consommation étaient tous soumis à des tarifs réglementés, fixés par les pouvoirs publics. A partir de juin 2000, tous les sites ayant une consommation annuelle supérieure à 16GWh sont devenus éligibles, c'est à dire qu'ils ont obtenu le droit de quitter leur contrat sous tarif réglementé (a) soit en renégociant leur contrat avec le fournisseur historique (b) soit en changeant de fournisseur. A partir de février 2003, tous les sites ayant une consommation annuelle

d'électricité supérieure à 7GWh sont devenus éligibles puis à partir de juillet 2004, toutes les entreprises et collectivités publiques. L'ouverture des marchés s'est accompagnée de la mise en place d'un marché de gros. Dans tous les systèmes électriques, les transactions « *spot* » qui ont lieu la veille pour le lendemain ou à quelques heures du temps réel doivent être équilibrées pour le gestionnaire du réseau de transport (GRT). Cette responsabilité est assurée auprès du gestionnaire du réseau de transport, par un nombre réduit d'acteurs du marché de gros, les responsables d'équilibre.

- Dans le modèle centralisé du pool obligatoire, le pool est l'unique responsable d'équilibre. Il opère la confrontation entre toutes les offres et toutes les demandes d'électricité programmées la veille pour le lendemain et fixe le prix d'équilibre pour chaque heure (ou chaque demi-heure). Il existe donc 24 (ou 48) prix respectivement.
- Dans le modèle décentralisé, la bourse d'échanges spot et des transactions bilatérales coexistent. Les acteurs optent librement pour l'un ou l'autre des deux types de transactions. En J-1, la bourse opère la confrontation entre les offres et les demandes programmées pour le lendemain et fixe le prix d'équilibre pour chaque heure. Le programme équilibré issu de la bourse est ensuite transmis au GRT.

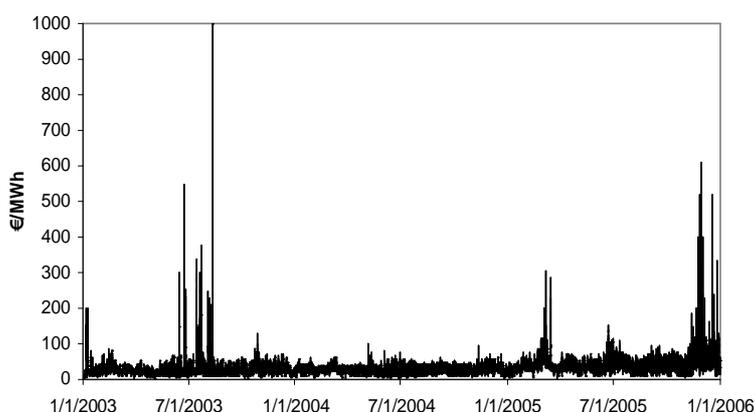
En France, c'est le modèle décentralisé qui a été privilégié. En 2001 un marché de gros facultatif⁵² « coexiste » avec un marché de gré à gré (OTC (*Over The Counter*) à travers des contrats bilatéraux). Powernext SA assure la gestion d'un marché organisé facultatif qui propose des contrats en J-1 pour la gestion du risque volume à court terme sur Powernext *Day-Ahead* depuis le 21 novembre 2001, et des contrats financiers pour la gestion du risque prix à moyen terme sur Powernext Futures depuis le 18 juin 2004⁵³. Les acteurs de ces marchés de gros, qui peuvent prendre différentes formes sont essentiellement les fournisseurs et les négociants (traders) mais il est possible de retrouver de gros consommateurs. Le marché de gros est caractérisé par l'importance des volumes par rapport aux quantités effectivement livrées. Sur le marché de gros français les volumes pour livraison en France ont crû de façon régulière au cours des quatre

⁵² Qui n'inclut pas de paiements pour la capacité, uniquement pour l'énergie.

⁵³ Powernext opère sous le contrôle de l'Autorité des Marchés Financiers (AMF) et de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE).

dernières années. Pendant le 1er trimestre 2005, le volume total des transactions sur le marché de gros livrées sur la plaque France est estimé à 55TWh, soit environ 34% des injections ou soutirages sur le réseau électrique français au cours de la période. En France, comme dans le reste de l'Europe (sauf sur NordPool, le marché scandinave), les volumes échangés sur les bourses restent limités par rapport aux volumes échangés entre acteurs sur le marché de gré à gré, que ce dernier soit intermédié (par des sociétés de courtage) ou non (entre acteurs bilatéralement) au travers de transactions OTC directes ou via des intermédiaires. Les volumes sur Powernext *Day-Ahead* sont en constante progression. Le marché spot de Powernext a progressé de 89% en un an, passant de 7,48TWh en 2003 à 14,18TWh en 2004. Cette tendance se poursuit en 2005 et 2006. Au 2 novembre 2005, Powernext *Day-Ahead* comptait 48 membres, parmi lesquels on retrouve la plupart des producteurs et fournisseurs d'électricité français et européens. Le prix Powernext *Day-Ahead* est déterminé par un fixage (c'est-à-dire une enchère journalière). Le jour de négociation, tous les ordres d'achat et de vente sont agrégés par tranche horaire (les participants ont aussi la possibilité de soumettre des ordres « blocs » liant entre elles des heures individuelles de la journée). L'algorithme de fixage détermine par interpolation linéaire le prix d'équilibre (« *Market Clearing Price* ») uniforme⁵⁴ et le volume d'équilibre (« *Market Clearing Volume* »). Sur le marché *Day-Ahead* l'électricité est négociée pour livraison le lendemain sur 24 tranches horaires. Le graphique ci-dessous (Graphique 2.3.1) montre l'évolution du prix horaire Powernext J-1 de 2003 à 2006.

Graphique 2.3.1: Evolution du prix horaire J-1 sur Powernext de 2003 à 2006



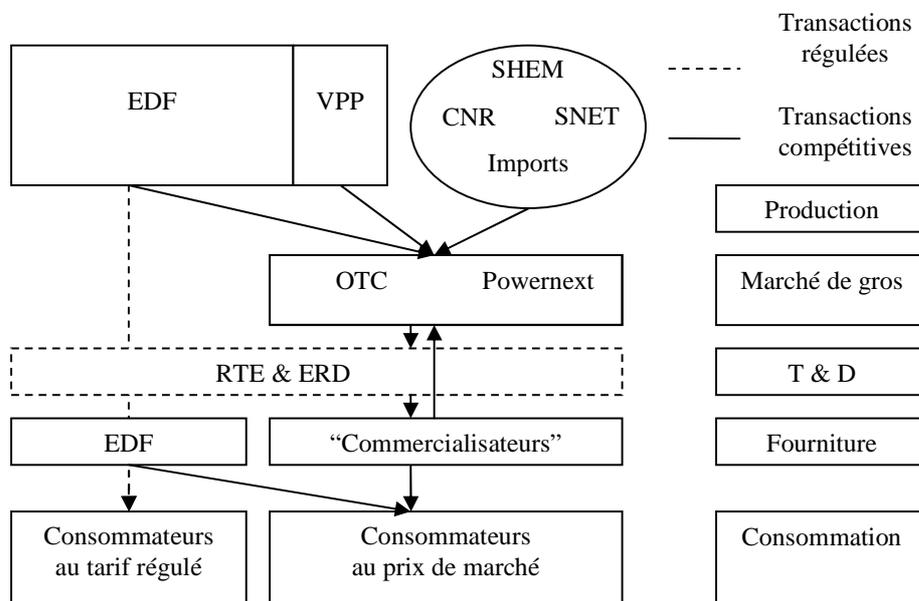
Source : Powernext

⁵⁴ Tous les vendeurs et tous les acheteurs font leurs transactions à ce prix

En contrepartie de la prise de participation d'EDF dans le capital de l'électricien allemand EnBW, la Commission de Bruxelles a demandé à EDF de céder 6GW de puissance installée. En pratique EDF reste l'opérateur chargé de faire fonctionner les centrales mais le produit de celles-ci ne lui appartient plus. Il s'agit donc de droits de tirage pour la quantité de puissance acquise. Les VPP (*Virtual Power Plants*) sont mis aux enchères sous la forme de trois produits: VPP base, VPP pointe et les PPA (*Power Purchase Agreements*: 1,000 MW exercés au prix de marché).

Le schéma ci-dessus résume la nouvelle organisation du marché de l'électricité en France. La concurrence a été introduite dans les segments amont (production) et aval (fourniture) de la chaîne de valeur. L'ouverture est encore partielle et une partie des consommateurs est toujours confrontée à des tarifs régulés. Les segments concurrentiels sont centrés autour du marché de gros qui comprend le marché de gré à gré (OTC) et le marché facultatif Powernext sur lesquels interviennent les producteurs et les « commercialisateurs » (y compris EDF) pour fournir les consommateurs éligibles.

Figure 2.3.1: Le marché de l'électricité en France



2.3.2 Les moyens de production existants et programmés

2.3.2.1 Hypothèses sur les moyens de production existants

Le parc de production français comprend des moyens de production centralisés et des moyens de production décentralisés. Les moyens de production centralisés incluent des centrales nucléaires, des centrales thermiques à flamme et les centrales hydrauliques (barrages, fil de l'eau, éclusées)⁵⁵. Les moyens de production décentralisés comprennent les centrales hydrauliques de petite et moyenne puissance, les cogénérations, les moteurs diesel, les éoliennes, les panneaux solaires, et l'autoproduction thermique.

(a) Le parc nucléaire comprend 58 réacteurs nucléaires en service (62,000MW de capacité installée) en unités de 900 -1,300 et 1,450MW exploités par EDF (Electricité de France) qui est détenue à 85% par l'Etat Français. Ces centrales ont été mises en service de 1977 à 1999.

(b) Le parc thermique comprend des centrales au charbon des centrales au fioul et des turbines à combustion Il a été construit en quatre phases :

- De 1962 à 1971, mise en service de nombreuses tranches de 250MW au charbon
- Série de centrales au fioul lourd à partir de 1977.
- Cinq centrales au charbon de 600MW au début des années 90
- Depuis, des turbines à combustion ainsi que deux chaudières à LFC (lit fluidisé circulant) de 125 et 250MW ont été construites.

Les centrales thermiques à flamme sont exploitées par EDF et la SNET (Société Nationale d'Electricité et de Thermique) qui possède 2,50GW de centrales au charbon. Comme il apparaît sur le tableau A.2.1 en annexe, une grande partie des centrales thermiques en 2003 (environ le tiers) était en réserve. Il est important de noter qu'une partie des groupes charbon a été mise hors service en 2004 et 2005 et comme nous le verrons par la suite, une partie considérable de la

⁵⁵ Le tableau 1 en annexe indique la capacité installée et la capacité de réserve pour chaque moyen de production en 2003. En 2004 et 2005, les mises en/hors service se sont intensifiées pour les groupes charbon et fioul..

capacité en réserve ainsi que des centrales actuellement en service devraient être définitivement fermées à partir de 2008. En 2004, deux unités au fioul (sous cocon) ont été réintégrées dans la capacité installée. Nous retenons pour le modèle une capacité de 5,5GW, 5,5GW et 850MW respectivement pour les groupes charbon, fioul et TAC. En 2005, 800MW CCGT⁵⁶ ont été raccordés au réseau et deux unités de 800MW CCGT sont prévues pour 2008.

(c) Les centrales hydrauliques en France sont exploitées par EDF⁵⁷, par la CNR (Compagnie Nationale du Rhône) et la SHEM (Société Hydroélectrique du Midi). La CNR (Compagnie Nationale du Rhône) possède 2,5GW d'hydraulique fil de l'eau, et la SHEM (Société Hydro Electrique du Midi) 750 MW de réservoir hydraulique. Dans notre modèle, 5GW d'hydraulique au fil de l'eau et 3GW) ont été ajoutées. La capacité de stockage totale en termes d'énergie est de 10TWh et la capacité maximale de turbinage hebdomadaire est de 8% du stockage total (maximum historique).

(d) L'observatoire de l'énergie a recensé environ 1600 groupes de production décentralisée. La moitié correspond à des moteurs Diesel utilisés pour la super pointe. Le parc comprend aussi des installations fonctionnant aux gaz industriels, de la cogénération au charbon et au fioul et au gaz naturel⁵⁸. Finalement, la production décentralisée comprend aussi 9 groupes au biogaz, deux fermes éoliennes et 33 usines d'incinération d'ordures. Dans le modèle nous retenons une capacité de 3GW pour la production décentralisée qui est retirée de la demande⁵⁹.

Selon RTE, la production nette d'électricité en France a atteint 546.6TWh en 2004 (2004/2003 : 1.1%). Cette production se répartit en 426.8TWh (2004/2003 : 1.7%) d'électricité nucléaire soit 78,1%, 64.5TWh d'hydraulique (2004/2003 : 0.4%) soit 11.8% de la production et 55.3TWh de thermique classique (2004/2003 :-2.1%) soit 10.1% de la production nette.

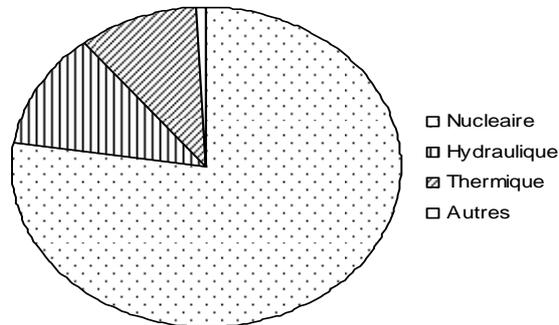
⁵⁶ Dunkerque

⁵⁷ La majorité des ouvrages hydroélectriques d'EDF sont exploités sous forme de concessions dont le renouvellement est soumis à la concurrence. Cependant, la quasi totalité de ces ouvrages dispose encore de plus de vingt ans de concession. Les concessions qui arrivent à échéance d'ici 2020 représentent moins de 20% de la capacité hydro.

⁵⁸ La cogénération à partir de gaz naturel a connu une croissance considérable à partir de 1997 grâce à la mise en place de tarifs d'achat préférentiels (DGEMP, 2003).

⁵⁹ Depuis 2003, RTE inclut environ 3,000 MW de cogénération et d'éolien dans le calcul de la consommation.

Graphique 2.3.2: Répartition de la production d'électricité en France en 2004



Source : RTE

Le tableau 2.3.1 ci-dessous résume les parts des différents producteurs en France. Du côté de la production la concentration est restée à des niveaux très élevés avec une firme dominante qui possède plus de 90% de la capacité installée.

Tableau 2.3.1 : Parts de production

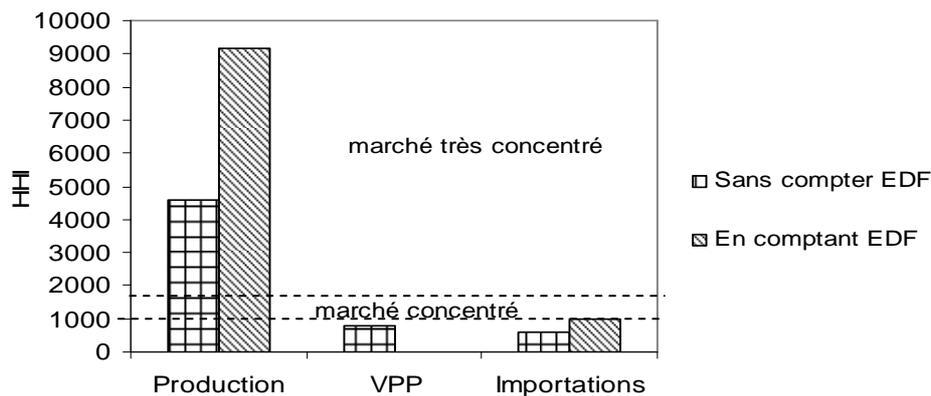
	<i>Parts de marché</i> (%)	<i>Type</i>
EDF	91	Nucléaire, Hydro, charbon, HFO, autres
Autoproduction	3.0	Essentiellement co-génération
CNR	2.8	Hydro
SNET, Soprolif, Sodelif	1.2	Charbon
SHEM	0.3	Hydro
Petits producteurs hydro	0.6	Hydro
Autres	1.1	Divers

Source : AIE (2003)

Parmi les injections, l'indice HHI, qui est calculé comme la somme du carré des parts de marché, est particulièrement élevé pour la production, ce qui reflète le faible nombre de grands producteurs français. Sur les VPP, et les importations, les parts de marché sont équilibrées entre les acteurs. On considère généralement qu'un marché est peu concentré si son HHI est inférieur à 1000, et très concentré s'il est supérieur à 1800. Comme le rappelle la CRE (2005), étant données les spécificités des marchés de l'électricité, cet indice ne doit être utilisé comme un indicateur du

degré de concurrence qu'avec précaution. En effet, comme nous l'avons vu précédemment, dans le cas de l'électricité, concentration et concurrence ne sont pas liées de façon aussi directe que sur la plupart des marchés.

Graphique 2.3.3: HHI de la production d'électricité en France
(injections)



Source : CRE (2005)

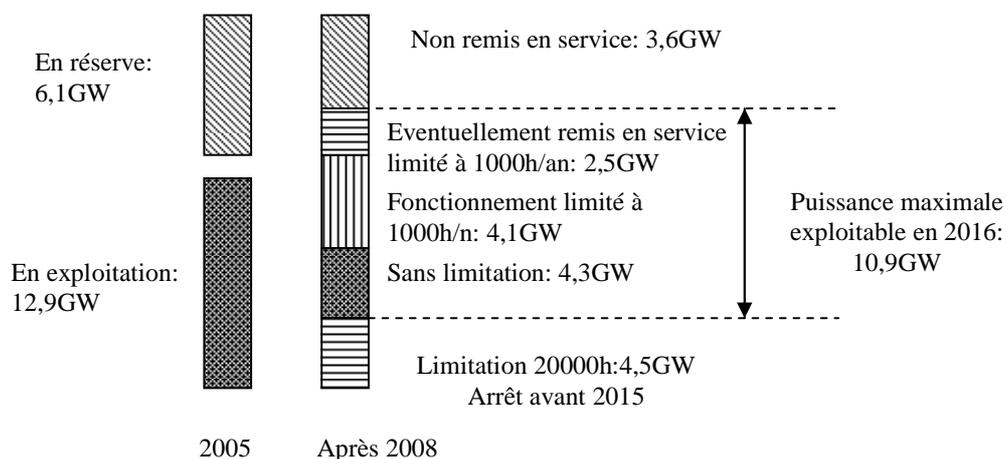
2.3.2.2 Hypothèses sur les additions et retraits planifiés de capacité

En 2005, EDF a annoncé la construction d'un réacteur nucléaire de 1,5GW (EPR prototype de Flamanville) qui devrait être raccordé au réseau en 2012. Si l'on considère une durée de construction de 7 ans, ce réacteur devrait être opérationnel dans le courant 2012. Le remplacement du stock existant de centrales nucléaires n'est pas pris en compte dans le modèle puisque le programme de retrait devrait débiter après 2020 (pour une durée de vie des centrales existantes de 50 ans).⁶⁰ En 2005, la construction de deux unités de 800MW CCGT a été annoncée (par Poweo et GDF) ces unités devraient être prêtes en 2008. Pour les installations thermiques classiques centralisées, comme le rappelle RTE la puissance exploitable évoluera en fonction des ajouts de capacité nouvelle et des retraits d'exploitation. Les décisions de retrait sont en grande partie liées à des contraintes environnementales (Figure 2.3.2) mais elles peuvent être

⁶⁰ Comme le notent Glachant et Finon (2005), de nombreux observateurs considèrent qu'une durée de vie de 50 ns est assez raisonnable à condition que certains investissements secondaires soient réalisés et que les composantes qui ne peuvent être remplacées continuent de satisfaire les normes de sécurité.

influencées par des considérations économiques motivant des retraits plus précoces que ne l'exigerait l'application de la loi⁶¹.

Figure 2.3.2: Incidence des réglementations environnementales sur le parc thermique classique



Source : RTE (2005)

Pour les unités au charbon existantes de 250MW et quelques unités au fioul qui ont été construites à la fin des années 60, le délai prévu de retrait expire à la fin 2015, et certaines unités devront être retirées dès le début 2010. A l'aide des données RTE, un calendrier indicatif des fermetures peut être mis en place

- 1350MW entre Janvier 2005 et l'été 2009
- 1000MW de l'été 2010 l'été 2012
- 2450MW de l'été 2013 à la fin 2015 (dont 2100MW de groupes charbon affectés).

2.3.1.1 Les coûts variables

⁶¹ L'arrêté du 30 juillet 2003 qui transpose les directives 2001/80/CE et 2001/81/CE codifie les limites d'émissions (SO₂ et Nox) des groupes thermiques. Les groupes construits avant 1985 doivent se munir d'équipements de dépollution coûteux pour continuer à fonctionner au delà de 2008. Néanmoins certaines dérogations sont possibles pour les groupes au charbon dont le fonctionnement est limité et interdit au delà de 2015.

Afin de déterminer les coûts variables des différents moyens de production, il est nécessaire d'estimer leur efficacité (taux de combustion) ainsi que les prix des différents combustibles utilisés pour produire l'électricité.

a) Le coût des combustibles

Le taux de combustion est le nombre de BTU nécessaires pour produire 1 kWh d'électricité. Il mesure l'efficacité des unités de production pour convertir le contenu énergétique du combustible primaire en électricité. Dans des conditions idéales (absence d'inefficacité), il faudrait 3412 Btu pour produire 1 kWh d'électricité. Le taux de combustion sert à estimer les coûts de combustible nécessaires pour produire une unité d'électricité. Si le prix du combustible est : $P_{Combustible}(\frac{\$}{Btu})$ alors, le coût pour la production de 1 kWh d'électricité est :

$$Coût_combustible_{Electricité}(\frac{\$}{kWh}) = Taux_combustion(\frac{Btu}{kWh}) \times P_{Combustible}(\frac{\$}{Btu})$$

Tableau 2.3.2 : Hypothèses sur les taux de combustion des différentes filières

Type	Combustible	Date de mise en service	Capacité	Efficacité (%)
CCGT	Gaz naturel	2005	400	0.55
OCGT	Gaz naturel	2010	40 MW ou plus	0.375
Oil turbine	Pétrole	-	40 MW ou plus	0.297
Gas engine	Gaz naturel	-	40 MW ou plus	0.35
Moteur diesel	Pétrole	-	40 MW ou plus	0.33
Nucléaire	Uranium	-	Toutes	0.33
Charbon pulvérisé	Charbon	1965	150	0.315

a) Pour les cycles combinés, si la date de mise en service est antérieure à 1996, le taux d'efficacité est de 47%. Si la date de mise en service est postérieure à 2010, le taux d'efficacité est de 59%, sinon le taux d'efficacité est égal à $47\% + 0.8\% * (Date\ de\ mise\ en\ service - 1995)$.

b) Pour les turbines à combustion, si la date de mise en service est antérieure à 1996, le taux d'efficacité est de 30%, si la date de mise en service est postérieure à 2010, le taux d'efficacité est de 37.5%, sinon, le taux d'efficacité est de $30\% + 0.5\% * (\text{Date de mise en service} - 1995)$.

c) Pour les centrales au charbon, si la capacité K de la centrale est inférieure à 100MW, si la date de mise en service est antérieure à 1955, le taux d'efficacité est de 25%. Sinon, le taux d'efficacité correspond au minimum entre 0.3 et $((\text{date de mise en service} - 1955) * 0.003 + 0.25)$, Si $K < 300 \text{ MW}$, et si la date de mise en service est antérieure à 1955, le taux d'efficacité est de 28%. Sinon, le taux d'efficacité correspond au minimum entre 0.35, et $((\text{Date de mise en service} - 1955) * 0.0035 + 0.28)$, Si $K > 300 \text{ MW}$, si la date de mise en service est antérieure à 1955, le taux d'efficacité est de 30%, sinon le taux d'efficacité correspond au minimum entre 0.38, et $((\text{Date de mise en service} - 1955) * 0.0035 + 0.3)$

b) les prix observés des combustibles

L'évaluation du coût de production des différentes filières nécessite de formuler des hypothèses sur l'évolution des prix des combustibles sur la durée de vie des équipements considérés. Entre 2003 et 2005, il y a eu des variations significatives dans les prix des combustibles, gaz et pétrole notamment et dans une moindre mesure charbon. Le charbon présente l'avantage d'être une ressource abondante, bien répartie géographiquement et facilement stockable. Son coût est plus bas et moins volatil que celui du gaz ou du pétrole ce qui peut s'expliquer par la faible concentration du marché du charbon, par opposition au marché pétrolier (DIDEME, 2003). L'inconvénient majeur du charbon est que sa combustion émet beaucoup plus de CO₂ que le gaz pour une même production d'énergie, ce qui devrait pénaliser sa compétitivité dans l'hypothèse d'une internalisation du coût externe de la tonne de CO₂. Le prix du charbon a connu une forte augmentation à partir de 2003 du fait d'une demande croissante. Cette hausse renchérit le prix de l'électricité produite à partir de ce combustible. En 2004 les prix du charbon ont dépassé 60 €/tonne à Newcastle. Les prix de l'uranium sont restés relativement stables durant les dernières années (Ceci pourrait s'expliquer par la grande part de réserves qui maintient les prix proches des

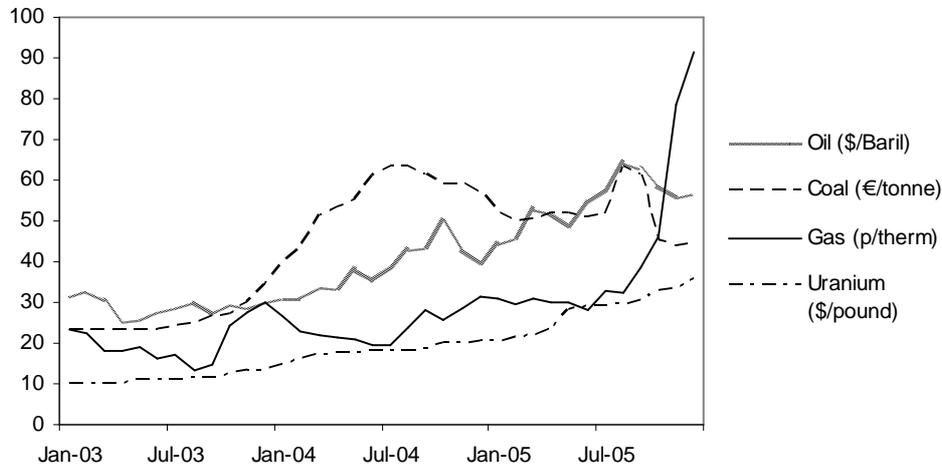
coûts de production⁶²). Les prix du pétrole ont augmenté significativement durant ces dernières années. La corrélation entre le gaz naturel et le fioul s'explique par l'indexation des prix du gaz sur les produits pétroliers, usuelle dans les contrats de long terme. Cette indexation est fondée sur la concurrence des deux énergies pour les usages thermiques. Les évolutions des prix du gaz et du pétrole peuvent être décalés dans le temps à cause de cette indexation, les mécanismes contractuels utilisés l'appliquant parfois avec un retard de quelques mois. Les dernières années: des *hubs* gaziers ont fait leur apparition et proposent des références de prix au niveau international.

Un *hub* est un site qui regroupe une demande potentielle de transactions physiques de gaz, des canalisations multiples, des capacités de stockage de pointe et une gamme de services organisée par le gestionnaire du *hub*. En Europe⁶³, on distingue deux *hubs* de taille satisfaisante : le NBP (*National Balancing Point*) au Royaume-Uni et le *hub* de Zeebrugge (Belgique). Le volume des échanges physiques sur le NBP représentait au quatrième trimestre 2002 près de 40% de la consommation moyenne du Royaume – Uni, ce qui rend ces marchés assez liquides. Zeebrugge est un *hub* de type physique qui occupe une place privilégiée au carrefour de plusieurs infrastructures. Les transactions progressent régulièrement mais restent modestes. Même si les prix du gaz sont étroitement liés aux prix du pétrole, les prix du gaz (NBP) ont connu une augmentation spectaculaire en 2005 et ont atteint 90 p/therm durant l'hiver. Le graphique 2.3.4 montre l'évolution mensuelle des prix du charbon du gaz, du pétrole et de l'uranium de 2003 à 2005.

⁶² L'uranium est présent en grandes quantités dans le monde. Selon l'Agence de l'énergie nucléaire, les ressources connues récupérables à des prix inférieurs à 130 \$/kg (50 \$/lb) sont de 3,93 MtU₄₃, (environ 60 ans de consommation, et 110 ans de production aux rythmes actuels et avec les technologies actuelles, dont 2,1MtU récupérables à moins de 40 \$/kg (15,4 \$/lb - 33 ans de consommation). (Coûts de Référence, DIDEME (2003)).

⁶³ Le « *Henry Hub* » (sur le *New York Mercantile Exchange*) aux États-Unis, et le AECO au Canada.

Graphique 2.3.4 : Prix du gaz, du pétrole, de l'uranium et du charbon de 2003 à 2005



Source: Heren, Bloomberg

La production d'électricité à partir des moyens thermiques à flamme a provoqué l'émission de polluants atmosphériques et en particulier des gaz à effet de serre. Cet effet externe peut être internalisé en attribuant un prix aux émissions de polluants. Suite au protocole de Kyoto, l'Union européenne s'est engagée à réduire les émissions de gaz à effet de serre avec la mise en place d'un système de quotas d'émissions de type « *cap and trade* ». Des plans nationaux d'allocation de quotas (PNAQ) déterminent la quantité totale de quotas d'émissions de CO₂ que les Etats membres attribuent à leurs entreprises et couvrent la première période 2005-2007. S'ils dépassent les droits que leur confèrent leurs certificats, les émetteurs de CO₂ doivent acquérir des quotas sur le marché d'échange européen. Pour les unités thermiques à flamme, une composante CO₂ est incluse dans les coûts variables. Cette composante dépend du taux d'émission de CO₂ de chaque unité et du prix de la tonne de CO₂. Ces coûts sont généralement cotés en euros par tonne de polluants atmosphériques émis (CO₂).

$$\text{Pr ix}_{CO_2} \left[\frac{\$}{MWh} \right] = \frac{\text{Taux}_{combustion}}{1000} \left[\frac{MMBtu}{MWh} \right] \times \text{Taux}_{CO_2} \left[\frac{\text{livres}}{MMBtu} \right] \times \frac{1}{2000} \left[\frac{\text{Tonne}}{\text{livres}} \right] \times \text{Pr ix}_{NOx} \left[\frac{\$}{\text{Tonne}} \right]$$

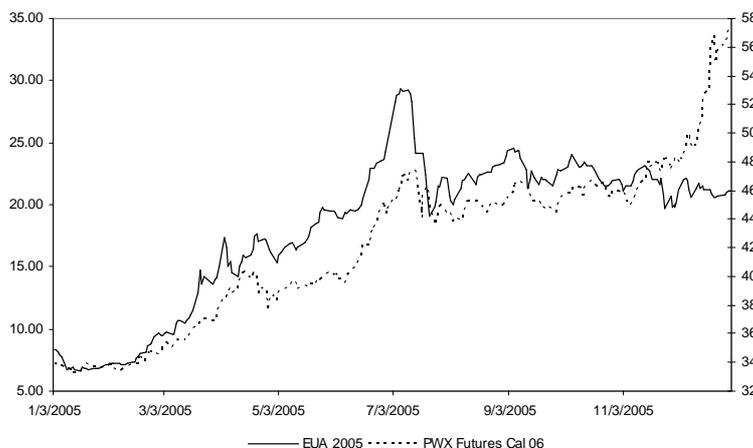
Afin de déterminer le coût du CO₂, nous avons émis certaines hypothèses sur les taux d'émission de CO₂ des centrales thermiques.

Tableau 2.3.3: Hypothèses sur les émissions de CO2 des centrales thermiques à flamme

Type	Combustible	Contenu en Carbone	Fraction de carbone oxydée	Taux d'émissions de CO2 (tCO2/MWh)
CCGT	Gaz naturel	15.3	0.995	0.365364
TAC	Gaz naturel	15.3	0.995	0.5358672
Fioul	Pétrole	21.1	0.99	0.9284
Moteur diesel	Pétrole	21.1	0.99	0.83556
Nucléaire	Uranium	0	0	0
Charbon	Charbon	25.8	0.99	1.014434043

Il existe différents marchés organisés de quotas de CO2 en Europe : EEX, ECX (*European Climate Exchange*) en association avec IPE (*International Petroleum Exchange*), Powernext, APX et NordPool. Pour nos calculs, nous utiliserons les prix de Powernext *Carbon* qui est un marché au comptant de tonnes d'équivalent dioxyde de carbone (Quotas) exprimées en euros. Le lieu de livraison est l'Europe des 25.

Graphique 2.3.5: Le prix de la tonne de CO2 (€/tonne de CO2)



Source : EUA, Powernext

Le graphique ci-dessus décrit l'évolution du prix de la tonne de CO2 en 2005 sur *Powernext Carbon*. De janvier à fin mai 2005, le prix du permis d'émission est passé 9 et 20 € par tonne.

c) Hypothèses sur les prix futurs des combustibles

Il existe une forte incertitude sur le niveau des prix du pétrole et du gaz dans le futur. Cependant, cette hypothèse joue un rôle fondamental dans la formation des prix futurs si les CCGT et les TAC sont les unités marginales sur une grande partie du temps. Comme nous l'avons vu, les prix du gaz ont connu des augmentations considérables en 2004 et 2005. De plus, si l'on suit l'AIE, les prix du gaz pourraient passer de 4 \$/MMBTU à 7 \$/MMBTU; sachant qu'aux USA, après avoir été à peine au dessus de 2 \$ dans les années 90, en 2005 ils ont atteint des niveaux proches de 6 \$).

Tableau : 2.3.4 : Hypothèses sur les prix des combustibles fossiles dans le scénario de référence AIE

\$ par unité	unité	2000	2005	2010	2015	2030
Réal (prix base 2005)						
Imports pétrole brut (AIE)	Baril	31,38	50,62	51,50	47,80	55,00
Gaz naturel						
Imports US	Mbtu	4,34	6,55	6,67	6,06	6,92
Imports Europe	Mbtu	3,16	5,78	5,94	5,55	6,53
Japon (LNG)	MBtu	5,30	6,07	6,62	6,04	6,89
Nominal						
Imports pétrole brut (AIE)	Baril	28,00	50,62	57,79	60,16	97,30
Gaz naturel						
Imports US	Mbtu	3,87	6,55	7,49	7,62	12,24
Imports Europe	Mbtu	2,82	5,78	6,66	6,98	11,55
Japon (LNG)	MBtu	4,73	6,07	7,43	7,59	12,18

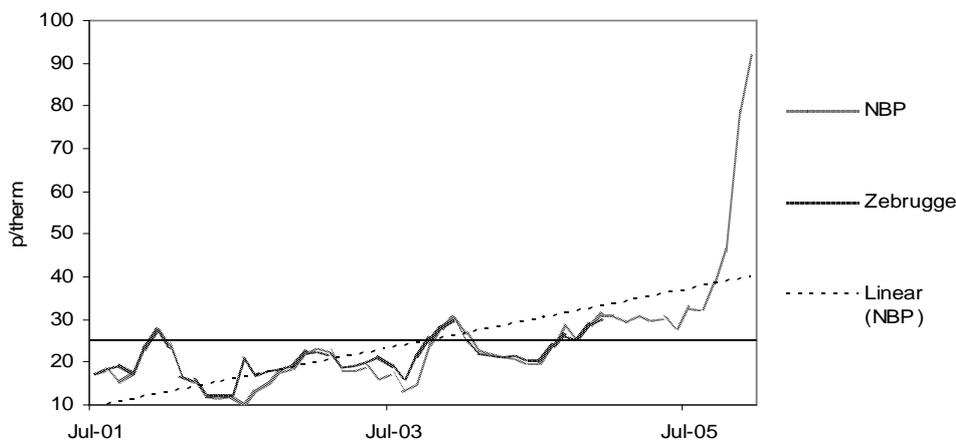
Source : World Energy Outlook (2006)

Comme le rappelle l'AIE (2006): *“Prospects for Oil prices remain extremely uncertain. The price assumptions described above are significantly higher than assumed in the last edition of the Outlook. This revision reflects the continuing recent tightness of crude oil and refined – product markets...Natural gas prices are assumed broadly to follow the trend in oil prices, because of the continuing widespread use of the oil-price indexation in long term gas supply contracts and because of inter-fuel competition in end-use markets”*

Nous retenons deux hypothèses sur les prix du gaz futurs :

- (a) Une hypothèse de croissance linéaire par rapport à 2003-2004
- (b) Une hypothèse de prix du gaz constants sur la période considérée (2010 – 2020) à 25p/therm (moyenne NBP 2004).

Graphique 2.3.6: Evolutions des prix du gaz de NBP et Zeebrugge sur 2003 - 2005 et hypothèses retenues sur la période 2010-2020



Source : Heren

La mise en place des quotas d'émissions pénalise les centrales aux combustibles fossiles. Des prix du CO2 de 20 €/t CO2 semblent être une hypothèse réaliste compte tenu de ce qui devrait être décidé dans le cadre de « l'après Kyoto » (c'est à dire un durcissement des contraintes par rapport aux objectifs de 2010). Nous arrivons à un coût complet d'une unité CP (charbon) de 60 €/MWh⁶⁴.

c) Les coûts d'opération et de maintenance (O&M)

Il est nécessaire de faire des hypothèses sur les coûts d'opération et de maintenance fixes (en €/kW) et variables (en €/MWh) pour les différentes filières. Le tableau suivant (tableau 2.3.5) résume les hypothèses retenues :

⁶⁴ Sous réserve de son acceptabilité et de son déploiement industriel, les estimations des coûts d'une centrale avec capture stockage du CO2 utilisant le charbon pourraient se situer entre 70 et 100 €/MWh (Bouttes, 2005)

Tableau 2.3.5 : Coûts d'opération et de maintenance (O&M)

<i>Type</i>	<i>Fuel</i>	<i>Coûts fixes O&M</i> (€/kW)	<i>O&M variable costs</i> (€/MWh)
CCGT	Gaz naturel	10	2
TAC	Gaz naturel	8	2.8 – 10**
Fioul	Pétrole	8	2.3 – 16***
Moteurs Diesel	Pétrole	50	5
Nucléaire	Uranium	50	0.5
Charbon *	Charbon	30	2.3

* Pour une unité charbon à Lit Fluidisé Circulant (LFC): 39 (€/kW) et 1.8 (€/MWh)

** 2.8 €/MWh (2.3 €/MWh) pour la semi-base et 10 €/MWh 16 (€/MWh) pour 250 heures (100 heures)

Le coût variable représente donc la somme des coûts de combustible, des coûts variables d'opération et de maintenance variables (*O&M*) et des coûts du CO₂ pour les unités thermiques à flamme. Le tableau 2.3.6 suivant donne quelques exemples d'estimation des coûts variables pour différents types d'unités pour une heure donnée.

Tableau 2.3.6 : Exemple de coûts variables d'unités existantes

Co	Début d'opération	K MW	Type	Taux de combustion Btu/kWh	Coût combustible €/MWh	Coûts	Taux d'émission tCO ₂ /MWh	Coût	Coût
						variables O&M €/MWh		variable €/MWh	variable €/MWh
								100%	5%
EDF	1981	900	Nucléaire	11006	7.567	1	0.000	10.56	10.56
EDF	1983	600	Charbon	8978	17.958	2.3	1.014	39.84	25.64
GDF	2005	800	CCGT	6203	36.850	2	0.365	46.15	41.04
EDF	1995	200	TAC gaz	11373	67.558	2.8*	0.536	80.27	72.77
EDF	1977	700	Fioul	10339	94.778	2.3**	0.836	113.48	101.791

2.3.1.2 Le réservoir hydraulique

Pour le réservoir hydraulique, nous utilisons les valeurs de l'eau comme coûts variables du stock hydraulique (les valeurs de l'eau sont calculées sur un pas hebdomadaire).

Graphique 2.3.7 : Variations du réservoir hydraulique « Lac France »
(Début janvier à fin décembre)



Le principal aléa qui affecte la production hydraulique concerne les apports naturels aux barrages. Afin de calculer les valeurs marginales de l'eau il est nécessaire d'utiliser les séries chronologiques des apports hydrauliques sur le « lac France » (un réservoir unique en France). Les données d'apports hydrauliques sont présentées sous forme de chroniques. Il s'agit de l'agrégation des débits moyens hebdomadaires dans chaque réservoir du parc hydraulique français. Les apports moyens sur la période 1990-2000 sont utilisés⁶⁵. L'apport moyen est censé représenter des conditions hydrauliques normales⁶⁶.

2.3.1.3 La disponibilité

Chaque unité de production centralisée est caractérisée par un programme de maintenance et un taux de disponibilités fortuites :

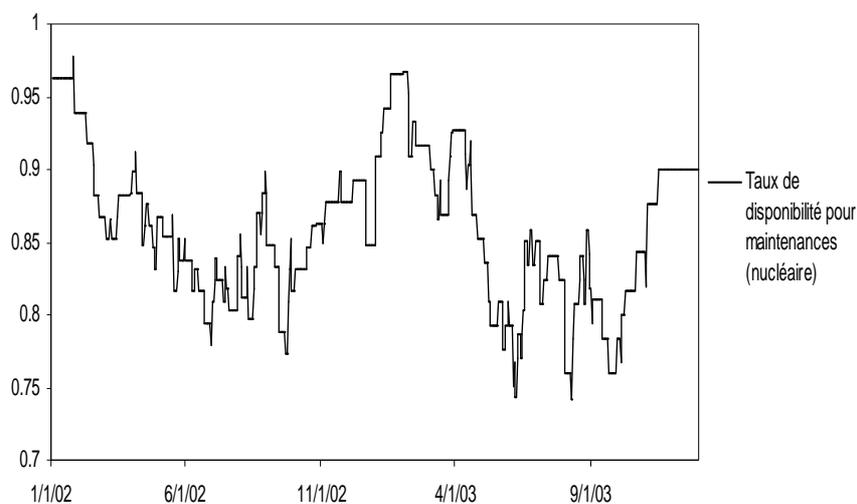
a) Les maintenances

⁶⁵ Les apports hydrauliques moyens sur la période 1990 – 2000 sont des données confidentielles fournies par EDF. Afin de respecter les clauses de confidentialité avec EDF nous ne présenterons pas les chroniques historiques d'apports hydrauliques.

⁶⁶ La corrélation entre les apports hydrauliques et la probabilité d'une sécheresse n'est pas prise en compte

Nous utilisons un programme de maintenance passé pour chaque unité de production. Ce programme doit permettre d'avoir le plus faible nombre d'unités en maintenance en hiver quand la demande est supérieure avec une augmentation graduelle jusqu'en été avec un maximum d'unités en maintenance en août⁶⁷.

Graphique 2.3.8 : Indisponibilité des centrales nucléaires pour maintenance en 2002-2003



Source: Autorité de Sûreté Nucléaire

b) Les indisponibilités fortuites

Comme les données statistiques sur les indisponibilités fortuites sont confidentielles en France, elles ont été estimées à partir de la base de données NERC GADS (nombre d'occurrences/an et intervalles d'indisponibilité). Le Tableau A.2.3 en annexe montre le nombre moyen d'heures d'indisponibilité (intervalle moyen d'indisponibilité) pour chaque type de centrale et le nombre moyen d'occurrences de 1999 à 2003.

⁶⁷ Par exemple, le 25 février 2002, 5 centrales étaient hors service (Blayais1, ChoozB1, Cruas1, Gravelines3 et Tricastin3). Le 25 juillet 2002, 13 centrales étaient hors service (Belleville2, Blayais4, Bugey2 et Bugey3, ChinonB3, Cruas2, Dampierre3, Fessenheim1, Gravelines1, Paluel2, Penly1, Saint-Alban2, et Tricastin2).

2.3.3 Les nouveaux moyens de production

Plaçons-nous dans la logique d'un investisseur privé. L'investissement privé est jugé en fonction de sa rentabilité. Une hypothèse médiane de 10 % donnant une idée du retour sur investissement recherché par des investisseurs privés. Le modèle du CAPM (*Capital Asset Pricing Model*) donne une estimation de la rentabilité exigée d'un actif financier R_f à partir du taux de rendement R d'un actif sans risque, du taux de rentabilité exigé en moyenne par le marché R_m , et d'un facteur mesurant la volatilité de l'actif par rapport à la volatilité du marché :
Modèle du CAPM: $R_f = R_m + \beta(R_m - R)$.

Tableau 2.3.7 : Le Bêta de certaines entreprises de production électrique⁶⁸

Utilities	β
Edison Int'l	0.218
ENDESA (Spain)	1.014
E.ON (Germany)	0.329
ENEL (Italy)	0.56
SUEZ (France)	1.702
PG&E (US)	0.524
AEP (US)	0.416
Beta Industrie	0.680

Le « bêta » des entreprises de production électrique était relativement faible à la fin des années 1990. Il était de 0,81 pour ENDESA, la plupart se trouvant autour de 0,6⁶⁹. En 2004, le Bêta des entreprises de production électrique était de 0.68 en moyenne. Certaines entreprises ont des Bêta nettement supérieurs (Suez de 1.702, ENDESA 1.014). Avec un taux sans risque de 3%, et une prime de 4% un rendement de 10% semble une hypothèse assez réaliste.

Les coûts fixes annuels actualisés sont calculés à l'aide des "overnight costs" en €/kW pour les différents moyens de production. Les investisseurs ont le choix entre quatre technologies: Du nucléaire pour la base, des cycles combinés au gaz (CCGT) et des unités au charbon pulvérisé

⁶⁸ Les Bêtas sont calculés à l'aide d'une régression des rendements des différentes entreprises sur les rendements du marché global de 1990 à 2003 (S&P500).

⁶⁹ (Eon 0,61, RWE 0,58, Electrabel 0,54, Iberdrola 0,62, Hidrocantabrico 0,66

(PC) pour la semi-base et des turbines à combustion (TAC ou OCGT) pour la pointe. Le Tableau 2.3.8 résume les hypothèses sur les coûts fixes qui sont utilisées dans cette étude. Elles ont été essentiellement basées sur l'étude des coûts de référence de la DIDEME (DGEMP)⁷⁰.

Tableau 2.3.8 : Coûts fixes retenus pour les investissements futurs

	<i>Délai de construction</i> (mois)	<i>Capacité</i> MW	<i>Durée de</i> <i>vie</i> (années)	<i>Coût</i> <i>d'investissement</i> €/kW	<i>Coûts fixes</i> M€/an
Nucléaire	72	1500	60	1800	275
CP	36	800	35	1200	99
CCGT	26	800	25	450	43
TAC (gaz)	12	300	25	350	12

2.3.4 La demande

2.3.4.1 La demande passée

La mesure de la consommation est faite par RTE de manière indirecte et correspond à la somme des productions des centrales (nucléaires, thermiques à flamme, hydrauliques et la production décentralisée⁷¹), dont on retranche le solde des exports sur les lignes d'interconnexion⁷².

$$\text{Consommation (avec pertes)} = \text{Production} + \text{Imports} - \text{Exports}$$

Le graphique suivant montre les monotonies de puissance en France pour 2003 – 2005. Le comportement de la demande de base est resté relativement stable durant ces trois années contrairement à la demande de pointe qui a connu une forte augmentation en 2005 suite à un hiver rigoureux. La différence entre la demande en base et la demande en pointe est considérable.

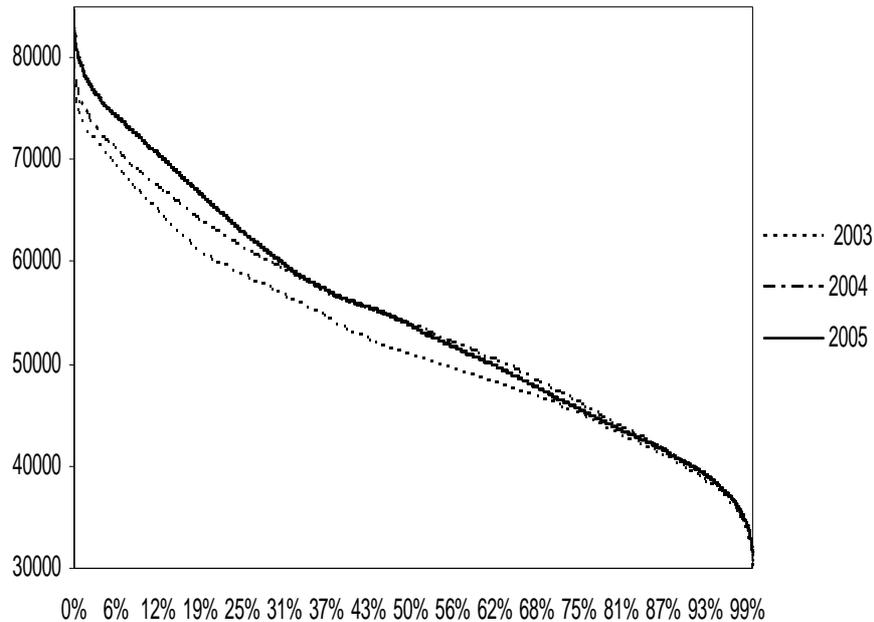
⁷⁰ Direction Générale de l'Energie et des Matières Premières, (2003), Coûts de référence de la production électrique, Paris

⁷¹ A partir de 2003, le calcul de la consommation intérieure intègre l'ensemble des productions "décentralisées".

⁷² En effet la production comme les transits sur les lignes d'interconnexion sont mesurés continûment par des capteurs, alors que la consommation est essentiellement connue a posteriori par relève des compteurs (RTE)

Par exemple, en 2005 la demande intérieure est passée de 30,811MW (minimum d'été) à 84,706MW (maximum hivernal).

Graphique 2.3.9 : Monotones de puissance en France de 2003 à 2005
(MW)

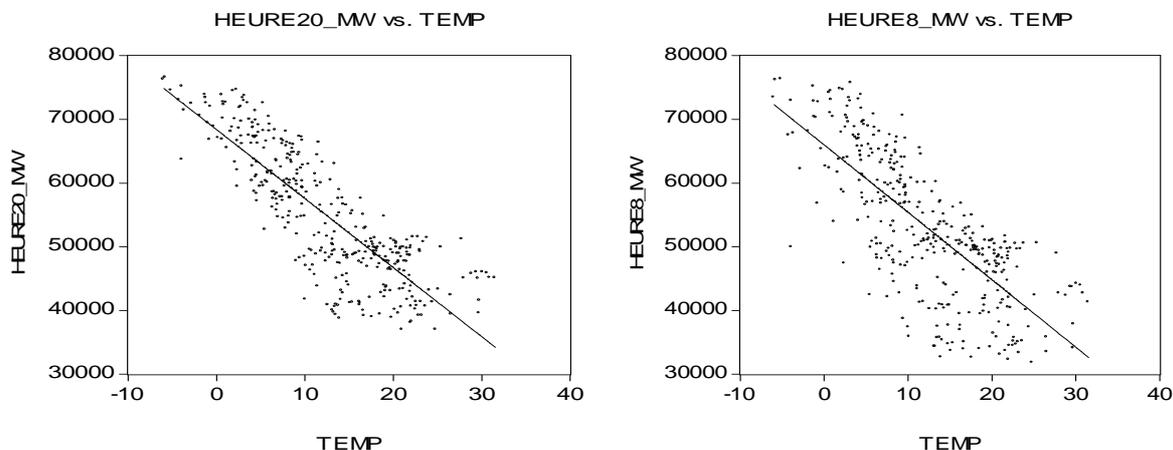


Source: RTE

La demande de pointe est extrêmement sensible aux variations de la température⁷³. Le graphique suivant (graphique 2.3.10) montre la relation entre la demande intérieure et les températures en 2003 pour l'heure 8 et l'heure 20. La relation est plus forte pour les heures de pointe. Il est possible de prendre en compte la thermosensibilité de la demande à l'aide des gradients de température. Le gradient est obtenu par une régression de l'écart des températures journalières à la moyenne trentenaire sur la demande. Il permet de déterminer la variation de la demande pour une variation de 1°C par rapport à la moyenne trentenaire. En 2003, en moyenne, en France, la demande a augmenté de 1,5GW pour un écart des températures de 1°C par rapport à la moyenne trentenaire.

⁷³ Cette forte thermosensibilité de la demande est due à la large part du chauffage électrique.

Graphique 2.3.10: Corrélation entre la demande d'électricité (MW) et la température (°C)



2.3.4.2 Hypothèses sur la demande future

Afin de réaliser des estimations de la demande d'électricité à l'horizon 2010 - 2020, il est nécessaire de faire des hypothèses sur la croissance annuelle et sur les températures (en termes d'énergie appelée et en termes de puissance appelée à la pointe).

a) Hypothèses sur la croissance annuelle en à l'horizon 2020

Le bilan prévisionnel de RTE décline des scénarios d'évolution économique, sociale et politique à long terme. Un scénario de croissance forte (scénario 2) et un scénario de croissance faible (scénario 3 : efficacité énergétique et maîtrise de l'énergie) s'articulent autour d'un scénario de référence (scénario 2). Dans le scénario médian RTE, prévoit un taux de croissance annuel moyen de 1,5% sur la période 2002-2010 et de 1,1% sur la période 2010-2020. Sur la période 1996 : 2002, le taux de croissance de la consommation est de 1.75%. Pour les besoins de l'étude, nous allons retenir une croissance de 1.5 % sur 2005-2010 et une croissance de 1% sur 2010-2020 scénario le plus crédible de RTE.

Tableau 2.3.9 : Prévisions de consommation en énergie annuelle

<i>Prévisions de consommation en énergie annuelle</i>								
(TWh)	2002	2003	2004	2010	2015	2020	TCAM 2002-2010	TCAM 2010-2020
R1	-	-	-	515	534	569	1,7%	1,3%
R2	453,6	461,0	468,5	508	522	552	1,5%	1,1%
R3	-	-	-	494	499	518	1,2%	0,7%

En 2020, la demande espérée en France est de 552TWh, même si en 2016, une durée de défaillance de 12 heures associée à une probabilité de défaillance de 32% est prévue si aucun investissement n'est réalisé (RTE 2004, R2 médian). Dans le bilan prévisionnel de RTE, si les simulations font apparaître une durée moyenne de défaillance inférieure à trois heures par an en espérance l'offre est suffisante et il n'y a pas besoin d'en rajouter davantage. Sinon, les simulations sont reprises en rajoutant de nouveaux moyens d'offre jusqu'à ce que la moyenne des durées de défaillance soit ramenée à trois heures par an. Comme le montre le tableau suivant ce critère est atteint à partir de 2010 (RTE ne prend en compte aucun nouvel investissement thermique à cette échéance). Au-delà de 2010, RTE prend en compte l'arrivée de l'EPR et l'arrêt de EURODIF, mais aussi la fermeture de certains groupes thermiques. En 2016, la durée de défaillance espérée dans le scénario R2 médian est de 12GWh.

Tableau 2.3.10 : Paysage de défaillance pour les scénarios R2 et R2 Médian
à l'horizon 2010 et 2016

<i>Paysage de défaillance 2010 et 2016</i>	<i>2010</i>		<i>2016</i>	
	R2 Bas	R2 Médian	R2 Bas	R2 Médian
Scénarii				
Probabilité de défaillance (%)	13,6	10,1	67	32
Energie de défaillance en espérance (GWh)	9,9	5,	38	12
Espérance de durée de défaillance (h)	4,8	3,1	38	12
Puissance manquante (GW)	-	1,2	7,3	3,4

Source : RTE (2004), Bilan prévisionnel

RTE a modélisé les moyens devant fonctionner plus de trois mille heures par an avec les caractéristiques technico-économiques des cycles combinés à gaz (sachant que le charbon

pourrait aussi remplir ce rôle)⁷⁴. Le complément éventuel étant modélisé par des TAC. Dans le scénario R2, le risque de défaillance dépasse légèrement le critère de 3 heures par an à partir de 2011. Dans le scénario moyen de RTE, le besoin de moyens supplémentaires à installer avant la fin 2015 est de 7,3GW.avec un minimum de 4,5GW en base ou semi-base (le solde pouvant être constitué de moyens de pointe). La trajectoire de référence fondée sur le scénario R2 et sur les dates de retrait aujourd'hui annoncées fait apparaître trois périodes. Un besoin de 1GW en 2011 puis une pause en 2012 et 2013 (avec l'arrivée de l'EPR de Flamanville et l'arrêt d'EURODIF) suivie d'une reprise au rythme de 2GW par an en 2014 et 2015 pour suivre la croissance de la demande et compenser l'arrêt des derniers groupes charbon concernés par la date butoir de 2015. Les soldes exportateurs sont inférieurs aux soldes récents dans la mesure où des moyens de production charbon, très utilisés actuellement, vont se trouver déclassés et les moyens au fioul n'ont pas le même niveau de compétitivité et n'ont pas vocation à produire sur un grand nombre d'heures. Le simple développement des moyens de production aujourd'hui programmés et l'arrêt de EURODIF⁷⁵ ne suffisent pas pour que le critère de défaillance soit respecté.

b) Hypothèses sur les températures et la puissance en pointe

Les températures influencent significativement la consommation d'électricité en France au moment des pointes hivernales. Le tableau suivant résume les prévisions de puissance appelée à la pointe dans le scénario R2 de RTE. La pointe à la température normale correspond à la prévision (ou aux observations corrigées de la température et des effacements pour 2003 et 2004) de la consommation atteinte en janvier vers 19h dans des conditions climatiques normales. La pointe maximale atteinte (avec une chance sur dix) correspond à la valeur atteinte à partir de conditions climatiques froides, susceptibles d'apparaître une année sur dix (statistiquement)⁷⁶.

⁷⁴ RTE suppose dans son évaluation que les groupes charbon et gaz installés en France ou à l'étranger demeurent à des niveaux de compétitivité très voisins. RTE signale la fragilité de cette hypothèse : un prix élevé de la tonne de CO2 sans renchérissement du prix du gaz améliorerait la compétitivité relative des CCGT et réduirait la production charbon au profit de la production gaz. Ces résultats dépendent de l'ordre d'appel des moyens de production en France et dans les pays voisins. Comme le rappelle RTE, les évolutions de certains des paramètres fixant l'ordre d'appel (les prix du gaz, du charbon et du CO2) sont imprévisibles et donc les résultats énergétiques sont frappés d'incertitudes.

⁷⁵ L'arrêt de EURODIF (*European Gaseous Diffusion Uranium Enrichment Consortium*) est prévu pour 2012. La consommation annuelle de Eurodif est proche des 15TWh.

⁷⁶ Dans les deux cas les puissances prévues par RTE sont exprimées hors effacement.

Les prévisions de puissance de pointe de RTE font apparaître une puissance appelée en pointe de 88,5GW avec des températures normales et 100GW à une chance sur dix en 2016.

Tableau 2.3.11 : Prévisions de puissance appelée à la pointe

<i>Prévisions de puissance appelée à la pointe</i>					
(GW)	2002-2003	2003-2004	2009-2010	2015-2016	2019-2020
Pointe à la température normale	76,6	77,6	84,0	88,5	92,3
Pointe atteinte à 1/10	87,2	88,2	95,2	100,1	104,1

Source : RTE (2004), Bilan prévisionnel

Nous utilisons les chroniques passées des températures journalières moyennes (températures réelles observées sur les dix dernières années) afin d'avoir des données plus ou moins représentatives des conditions climatiques susceptibles d'être rencontrées aux différents horizons retenus. Afin de prendre en compte l'effet des températures, nous allons utiliser des gradients de température. Le gradient est obtenu par une régression linéaire de la demande intérieure observée sur la différence entre la température et la moyenne trentenaire des températures⁷⁷. Chaque heure de la journée est modélisée séparément. En utilisant la méthode des moindres carrés, la tendance de la demande est retirée des données historiques. Les données sont corrigées des variations saisonnières (par différenciation hebdomadaire) et des températures (gradients). Le résidu peut être modélisé à l'aide d'un processus ARMA. Un AR(1), MA(7). Le modèle final obtenu est un ARIMA saisonnier (1,0,7)×(0,1,0)₇. L'estimation du modèle final pour chaque heure (l'exemple de l'heure 10 est donné dans le tableau B.1 en annexe) montre que les coefficients sont significativement différents de 0 avec des fonctions qui ont les caractéristiques d'un bruit blanc. Le corrélogramme en annexe indique que les fonctions d'autocorrélation et de corrélation partielle du résidu. La probabilité de la statistique Q⁷⁸ est toujours au dessus de 0.05 et tous les termes du corrélogramme sont dans l'intervalle de confiance indiquant qu'il s'agit d'un bruit blanc. Pour les simulations futures afin de représenter l'aléa climatique, cinq scénarios de demande sont échafaudés à partir des écarts des températures des dix dernières années à la moyenne trentenaire à l'aide de la méthode des percentiles (on définit le x-pourcentile comme

⁷⁷ Par exemple, durant l'hiver 2003 en moyenne une différence de températures de 1°C par rapport à la moyenne trentenaire mène à une augmentation de la consommation intérieure d'environ 1,5GW.

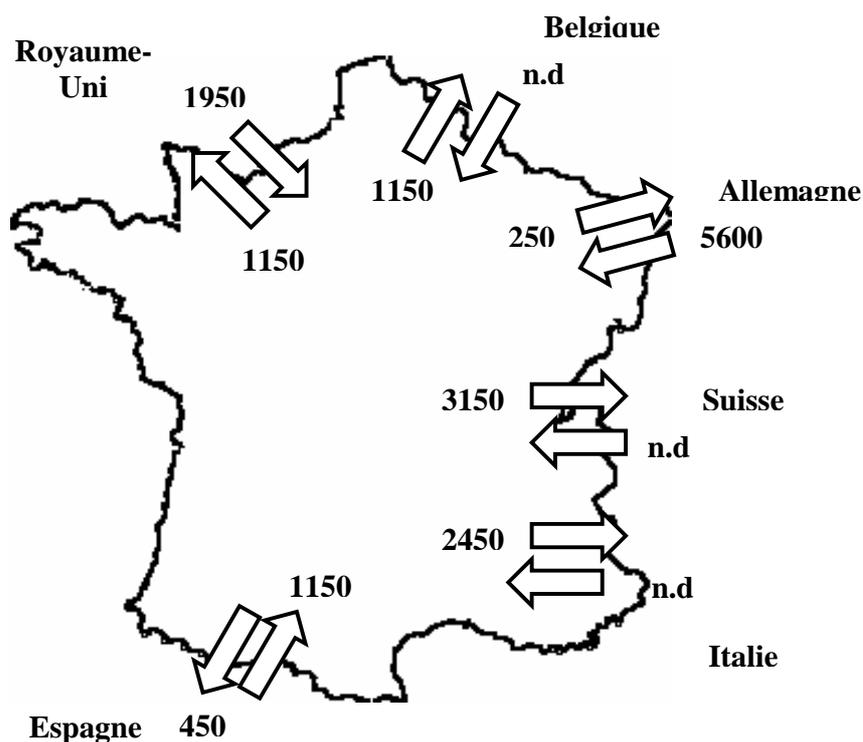
⁷⁸ Ljung et Box Q- statistiques

la valeur pour laquelle x% de la population sont inférieures ou égales)⁷⁹. Chaque scénario représente la probabilité que les températures (et donc la demande) dépassent la moyenne trentenaire d'un certain niveau sur une heure donnée.

2.3.5 Les échanges

Les échanges de la France avec les pays frontaliers sont déterminés en grande partie par les différentiels de prix et la capacité d'interconnexion (NTC : *Net Transfer Capacity*⁸⁰). Pour les années passées (2003-4-5) nous avons utilisé les capacités nettes de transport (NTC) avec les différents pays voisins et les prix spot sur les marchés étrangers (quand cela était possible).

Figure 2.3.3 : NTC moyenne pour les imports et les exports en 2004 (MW)



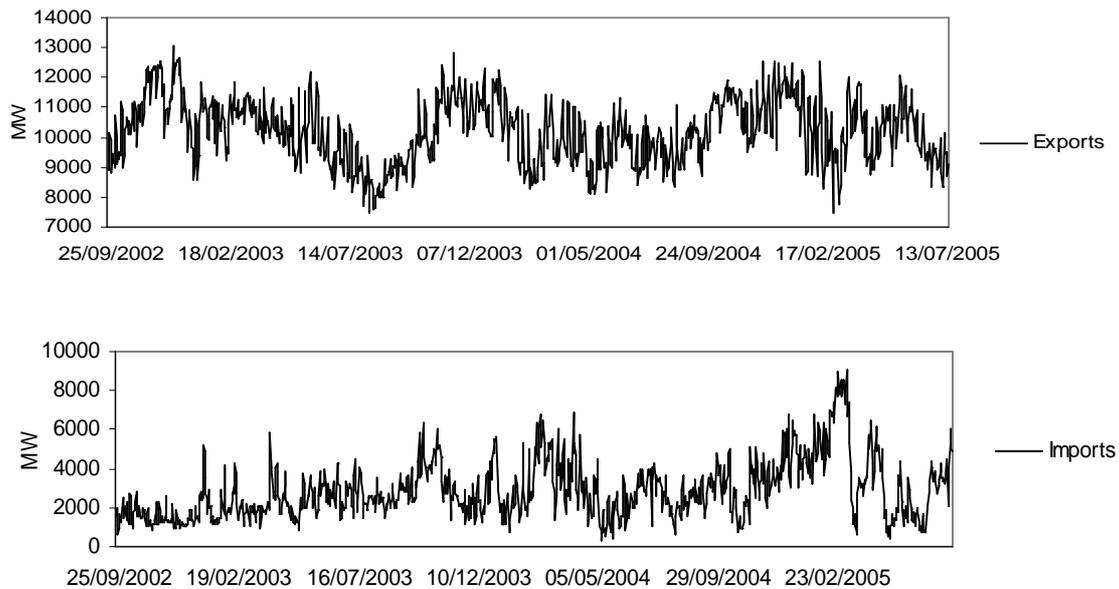
Source : CRE

⁷⁹ Respectivement, des probabilités de 5%, 20%, 50%, 80% et 95%

⁸⁰ Capacité annoncée par le transporteur comme disponible en J-2 après réservation par les contrats de long terme et les enchères explicites annuelles et mensuelles

Les interconnexions avec les pays importateurs d'électricité sont couramment congestionnées dans le sens exportateur. Le graphique ci-dessous nous montre les imports et les exports pour la France de novembre 2002 à juillet 2005 :

Graphique 2.3.11 : Moyenne journalière des imports/exports de la France



Source : RTE

Les exportations oscillent en moyenne autour des 10GW alors que le niveau moyen des imports se situe autour de 2,8GW (graphique 2.3.11). De mai 2004 à mai 2005, le prix moyen de l'électricité était de 34 €/MWh en France, 39 €/MWh en Belgique, 35 €/MWh en Allemagne, 32 €/MWh en Espagne et 50 €/MWh en Italie. Les imports viennent des pays où les niveaux de prix sont les plus proches de ceux du marché français : ils viennent surtout des pays où les prix sont les plus bas. L'Annexe B.5 montre les soldes des échanges entre la France et ses voisins.

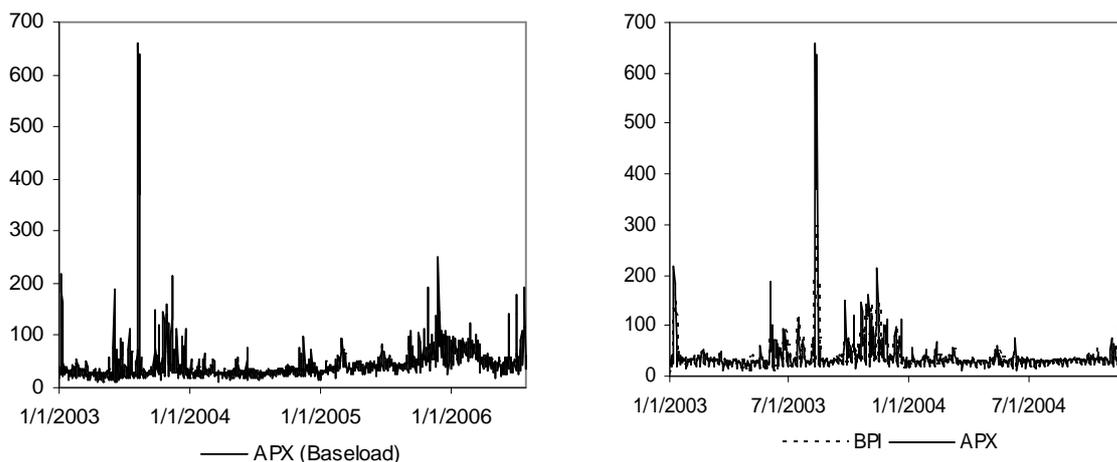
2.3.5.1 Les échanges observés aux différentes interconnexions

Les éléments décrits dans ce point reflètent le cadre contractuel des échanges et ne prennent pas en compte les évolutions récentes (mise en place du *market coupling* France-Benelux et d'enchères explicites sur les frontières France – Allemagne, France – Espagne et France - Italie)

a) Frontière France- Belgique :

L'interconnexion entre la France et la Belgique a une capacité totale de 2828MW. Les exportations vers le Benelux restent largement majoritaires même si des importations non négligeables sont parfois programmées, comme on a pu l'enregistrer en juillet et août 2004. Le graphique B.5 en annexe montre le solde entre la France et la Belgique. Les échanges dans le sens France – Belgique, étaient de 9.40TWh en 2003. Les exportations variant entre 700 et 2 650 MW, mais étant inférieures à 950MW que six heures dans l'année. Le marché belge ne possède pas de bourse de l'électricité. Dans notre modèle, afin de relier la capacité d'interconnexion avec la Belgique à un prix fixé par un marché de gros, nous allons utiliser le prix néerlandais de APX. Nous pouvons estimer qu'il existe un lien fort entre les prix du marché néerlandais et le prix de l'électricité en Belgique qui n'explique bien sûr pas parfaitement la formation du prix de l'électricité belge mais qui peut nous donner une approximation. Electrabel publie sur son site Internet l'historique de prix BPI (*Belgium Price Index*), qui peut être considéré comme une bonne référence sur la période considérée. On constate que le BPI est effectivement aligné sur APX sur 2003 et 2004 (graphique 2.3.12 (b)).

Graphique 2.3.12 : (a) Prix de la base sur APX (1999 – 2006) et (b) comparaison BPI - APX



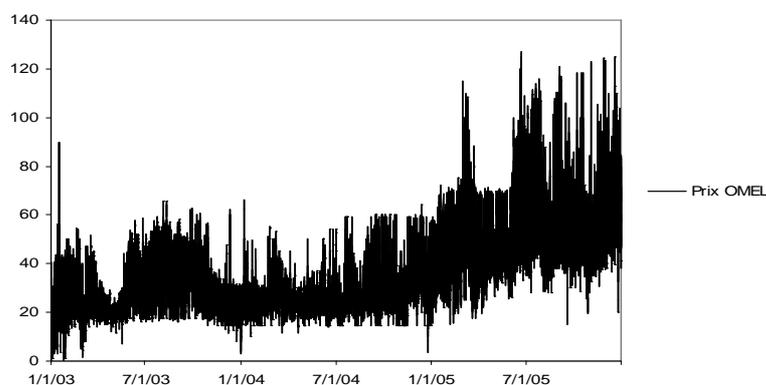
Source : APX, BPI

b) Frontière France- Espagne :

L'interconnexion entre la France et l'Espagne a une capacité totale de 3129. En 2003 les échanges dans le sens France - Espagne étaient proches de 6.4TWh. La méthode d'allocation de la capacité d'interconnexion utilisée par RTE repose sur une liste de priorité dans le sens France - Espagne, et sur une allocation au pro rata des demandes dans le sens Espagne – France quand celui-ci est congestionné (CRE, 2005). Comme le montre le solde France – Espagne en annexe (graphique B.5) , les exportations connaissent un plancher à 500MW qui peut correspondre à un contrat de long terme, mais les exportations ont tout de même été inférieures à ce plancher durant 1000 heures en 2003. Pendant 5500 heures par an, les exportations sont supérieures à ce plancher et vont jusqu'à 1200 MW.

Le marché espagnol OMEL est un pool (obligatoire). Afin de s'adapter à l'ensemble des demandes, le marché organisé OMEL propose un marché spot (jour pour le lendemain et infrajournalier). Il est donc un bon indicateur du prix de l'électricité et des échanges effectués par les différents acteurs. Le prix de l'électricité est hausse en niveau au cours des dernières années mais reste relativement peu volatile. Entre 2001 et 2005, le prix pour de l'électricité en base était de 32 €/MWh. Depuis fin 2004, les exportations se sont accélérées en raison d'une hausse des prix espagnols, due à de mauvaises conditions hydrauliques dans la péninsule ibérique. Les échanges nominés en infrajournalier sont importants à cette interconnexion, stimulés par les volumes élevés sur OMEL.

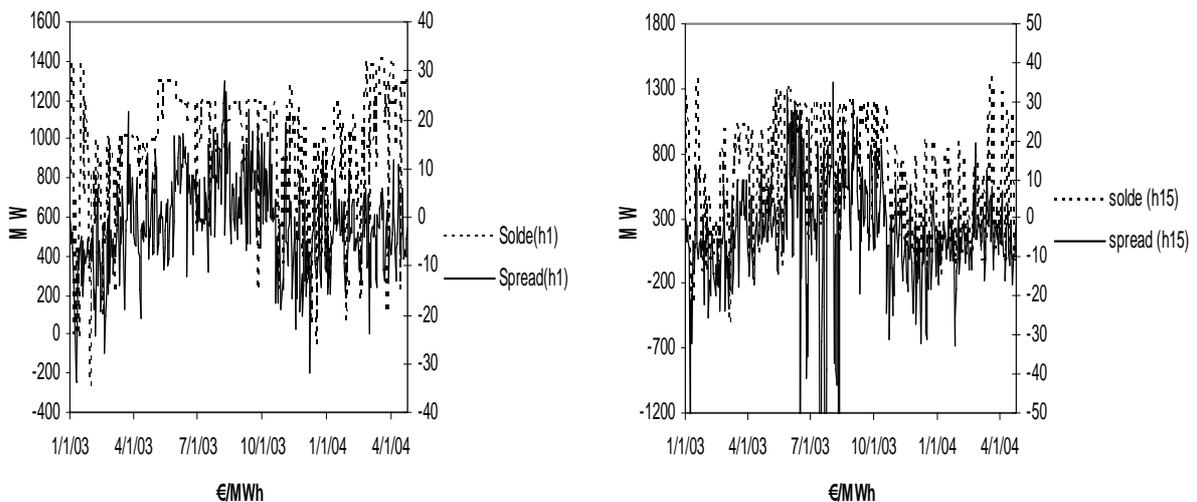
Graphique 2.3.13 : Les prix J-1 sur OMEL de 2003 à 2005



Source : OMEL

Le graphique ci-dessous (graphique 2.3.14) montre dans le cas de la frontière espagnole, le lien entre le solde des échanges et le différentiel de prix (ici l'heure 15) entre le pool espagnol OMEL et le marché organisé français Powernext.

Graphique 2.3.14 Comparaison entre le solde France – Espagne et le spread OMEL-Powernext (h15)



Source : RTE, OMEL, Powernext

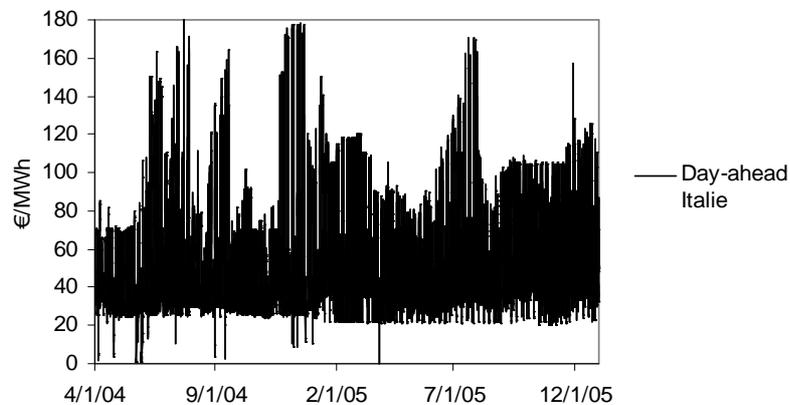
Le flux d'énergie reste en moyenne dirigé vers l'Espagne mais comme le montre le graphique l'orientation du flux entre la France et l'Espagne est cohérente avec les différences de prix entre les deux marchés.

c) Frontière France- Italie :

L'interconnexion entre la France et l'Italie a une capacité totale de 3500 MW. En raison d'un déficit de moyens de production en Italie, la totalité de la capacité disponible est utilisée pour des exportations vers l'Italie. Jusqu'en 2004, la capacité était attribuée annuellement au pro rata des demandes des consommateurs italiens. En 2005, une nouvelle méthode d'allocation, fondée sur des enchères explicites, a été introduite concernant une partie de la capacité commerciale (CRE,

2005). En 2003, les échanges étaient de 18.03 TWh dans le sens France – Italie. Le graphique en annexe (graphique B.5) montre le solde des échanges entre la France et l’Italie de 2002 à 2005. Les prix très élevés en Italie expliquent qu’aucune importation n’en provienne. Sur la frontière italienne, les exportations s’établissent quasiment en permanence à 2 650MW en hiver et 2 400 MW en été. Le niveau de prix sur IPEX (*Italian Power Exchange*)⁸¹, la bourse de l’électricité en Italie qui a été mise en place en juin 2004, est bien supérieur à celui des autres marchés européens, du fait des coûts de production très élevés en Italie.

Graphique 2.3.15 : Prix de gros de l’IPEX



Source : GME

Comme nous ne disposons pas d’historiques de prix pour 2003 pour le marché *Day-Ahead* de l’électricité en Italie, nous supposons que les exportations vers l’Italie se font à un prix constant de 75€/MWh qui reflète le prix moyen payé par les gros consommateurs d’électricité en Italie en 2003 selon la Commission Européenne⁸²).

d) Frontière France- Allemagne :

L’interconnexion entre la France et l’Allemagne a une capacité totale de 5906 MW. En 2003, la France a fait transiter environ 20.23TWh vers l’Allemagne. C’est dans ce sens que l’on trouve les principales congestions. En 2004, contrairement aux années précédentes, cette interconnexion a

⁸¹ Gestore del Mercato Elettrico (GME), l’opérateur du marché électrique italien est responsable de l’organisation et de la gestion de l’IPEX.

⁸² Commission Européenne (2004)

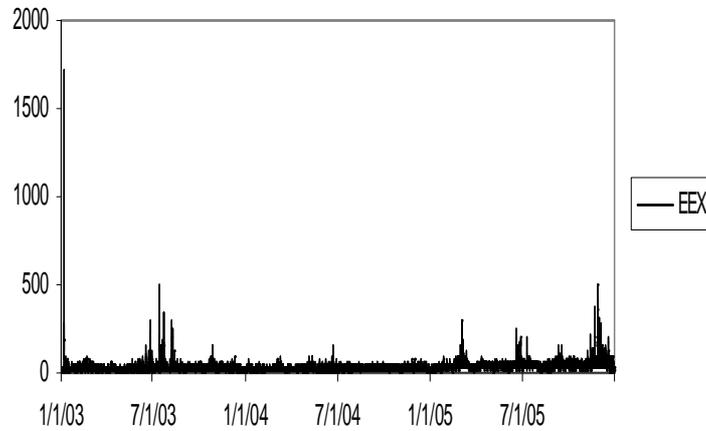
principalement été utilisée pour des importations depuis l'Allemagne. Comme le montre le graphique en annexe (solde France – Allemagne) les flux dans le sens Allemagne - France sont assez volatils. Ils peuvent atteindre des niveaux très élevés, en particulier les jours où la production éolienne est importante outre-Rhin. Dans ces situations, des contraintes techniques apparaissent sur le réseau allemand (CRE, 2005)⁸³. L'allocation des capacités d'exportation ayant lieu avant la notification par les acteurs du niveau de leurs importations, RTE est contraint de se référer à une prévision sur la puissance importée, pour décider du niveau de capacité d'export à allouer aux acteurs. Cela conduit à une sous utilisation de la capacité réellement disponible. De plus, la méthode d'allocation utilisée par RTE, fondée sur une liste de priorité. De plus, la nature des méthodes d'allocation et la non coordination de ces dernières entre RTE et RWE Netz a empêché de nombreux acteurs du marché d'avoir accès à la NTC⁸⁴.

En Allemagne, une bourse facultative, EEX (*European Energy Exchange*) a été mise en place en 2001. Sur la bourse EEX, on trouve des produits Day-Ahead (horaires ou blocs) et des cotations pour des contrats à terme allant jusqu'à l'année n+5. Il existe actuellement des prix pour un ruban d'électricité livré en 2010. Mais en pratique, seulement les contrats pour (n+1) et (n+2) sont échangés. Ce sont donc les contrats les plus liquides qui représentent moins d'un quart de la consommation annuelle (133,5TWh). Le prix du marché spot et du marché à terme a connu une forte hausse depuis 2002, avec une hausse de près de 30% uniquement sur l'année 2003.

⁸³ En fin d'année, à la demande du gestionnaire de réseau de transport allemand RWE Netz, les flux programmés en J-1 ont dû être réduits ponctuellement au pro rata des quantités que les acteurs souhaitaient faire transiter. (CRE 2005)

⁸⁴ L'absence de régulateur investi de pouvoirs appropriés en Allemagne a empêché la CRE d'établir une coopération de même nature que celle qui a été développée avec les régulateurs des Etats membres voisins.

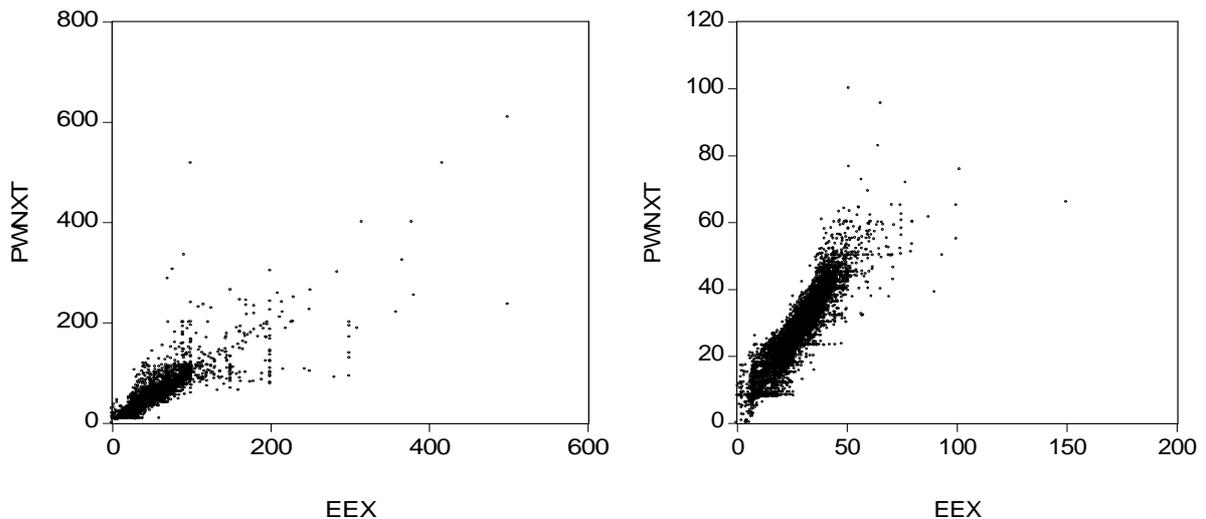
Graphique 2.3.16 : Prix de l'électricité en Allemagne (en €/MWh) sur EEX



Source : EEX

La corrélation entre le marché de l'électricité en France et en Allemagne est très importante. Cette corrélation comme nous allons le voir par la suite s'explique en très grande partie par les échanges entre les deux pays notamment la grande capacité d'import depuis l'Allemagne et les prix sur le marché Allemand. Le graphique ci-dessous illustre cette relation entre les prix de l'électricité en France et en Allemagne en 2004 et 2005.

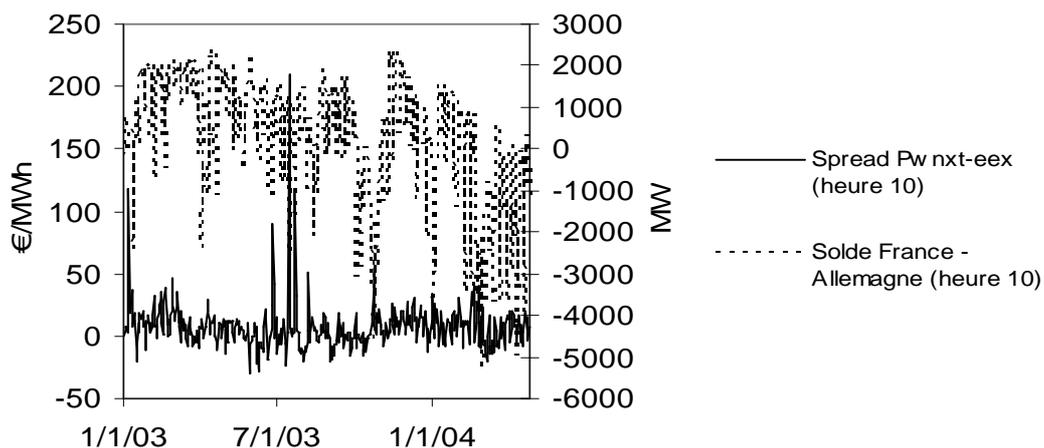
Graphique 2.3.17 : Relation entre les prix Powernext et EEX en 2004 et 2005



Source : Powernext, EEX

Néanmoins dans le cas de l'Allemagne, le lien entre le solde des échanges et le différentiel de prix est beaucoup moins évident que pour d'autres pays (le Royaume – Uni et l'Espagne par exemple). Le graphique ci-dessous compare le solde France - Allemagne et le différentiel de prix entre EEX et Powernext pour l'heure 15. En toute logique, les soldes devraient refléter les écarts de prix entre les deux pays. Dans le cas de l'interconnexion France - Allemagne ce n'est pas toujours le cas. Le différentiel de prix reste stable et plutôt faible, sauf dans des circonstances exceptionnelles (été 2003) alors que le solde de la France n'a cessé de décroître sur la période considérée.

Graphique 2.3.18 : Comparaison entre le solde France – Allemagne et la différence PNXT – EEX (heure 10)



Source : RTE, Powernext, EEX

e) Frontière France- Suisse :

L'interconnexion entre la France et la Suisse a une capacité totale de 6GW. Le graphique en annexe (graphique B.5) montre l'évolution du solde France – Suisse sur la période 2005. Les échanges commerciaux dans le sens France - Suisse restent importants et l'interconnexion est fréquemment saturée (CRE, 2005). Les flux orientés de la Suisse vers la France ont atteint un

volume élevé en 2004⁸⁵. Les échanges en 2003 dans le sens Suisse – France étaient de 1.46TWh, et dans le sens France - Suisse : 11.69TWh. Sur la frontière Suisse, les exportations sont toute l'année supérieures à 1,5GW variant la plupart du temps entre un plancher de 2GW et un maximum de 3,5GW. L'interconnexion entre la Suisse et l'Allemagne permet un arbitrage des prix entre le marché électrique Allemand et le marché électrique Suisse. Des capacités sont souvent disponibles sur ces interconnexions, et l'arbitrage est possible. Dans notre modèle, comme nous ne disposons pas de prix spot pour la Suisse, nous allons utiliser les prix Allemands pour paramétrer le moyen étranger « Suisse ».

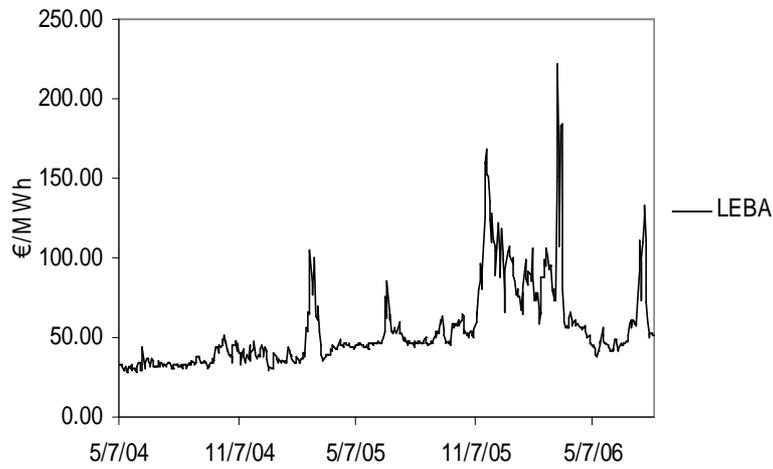
f) Frontière France- Royaume-Uni :

L'interconnexion entre la France et le Royaume-Uni a une capacité totale de 2000 MW. Les échanges en 2003, dans le sens Angleterre – France, étaient de 2.98 TWh, et dans le sens France – Angleterre de 5.3TWh. Le graphique en annexe (graphique B.5) montre l'évolution du solde France – Angleterre de 2002 à 2005. L'interconnexion France – Angleterre (IFA) est surtout utilisée pour des exportations de la France vers l'Angleterre, même si la volatilité des flux est très importante et ces derniers sont parfois susceptibles de s'inverser. Dans les deux sens de circulation, RTE et NGC attribuent la capacité par des enchères organisées à différentes échéances (de l'annuel au journalier)⁸⁶. Le graphique suivant montre l'évolution de l'indice LEBA (*London Energy Broker's Association*) du marché de l'électricité au R-U. Le LEBA a été mis en place en 2003 et regroupe des *brokers* de l'énergie basés à Londres (APX, GFI, ICAP, Tullet Prebon, Spectron, TFS, etc.). L'indice journalier est calculé comme la moyenne pondérée par les volumes des prix des échanges réalisés en J-1 chez les brokers qui y contribuent.

⁸⁵ Il s'agit pour partie de transactions correspondant à l'activation d'offres à la hausse proposées par des acteurs suisses dans le cadre du mécanisme d'ajustement français (CRE, 2005).

⁸⁶ Des échanges intrajournaliers commerciaux et d'ajustement sont possibles entre la France et l'Angleterre. Ils sont conditionnés à l'obtention de capacité lors des enchères amont, ce qui est une source d'inefficacité (CRE (2005)).

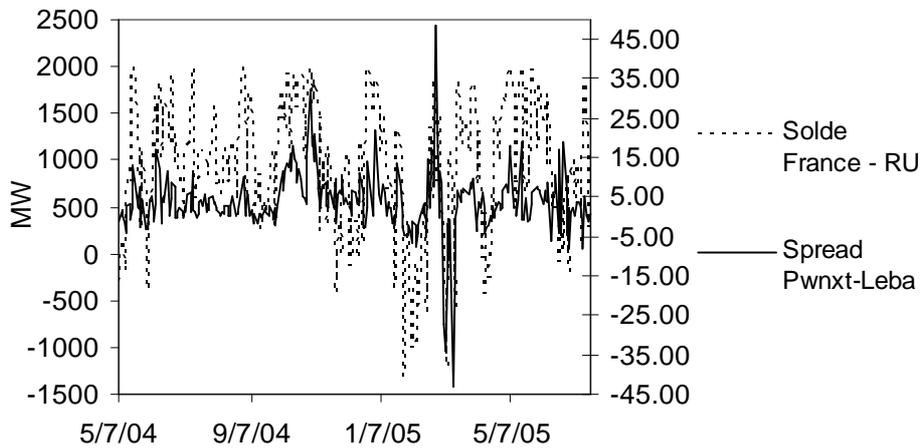
Graphique 2.3.19 : Prix *Day-ahead* de l'électricité au Royaume - Uni (en €/MWh)



Source : LEBA

De manière générale, ces flux sont cohérents avec les différences de prix observés entre les marchés anglais et français⁸⁷.

Graphique 2.3.20 Comparaison entre le solde France-Royaume Uni et le spread LEBA-Powernext (h15)



Source: Powernext, LEBA, RTE, NGC

2.3.5.2 Les contrats d'exports de long terme

⁸⁷ Ce point est confirmé par la CRE dans son rapport annuel de 2005

Une partie de la capacité d'interconnexion est destinée à des contrats de long terme avec les pays voisins. Il existe une incertitude sur la quantité de ces contrats de long terme et sur leur flexibilité. Selon le Rapport d'enquête de l'Inspection générale des Finances et du Conseil Général des Mines (2004) sur les prix de l'électricité, les exportations depuis la France étaient supérieures à 5GW toute l'année 2003. Elles constituent donc une base de consommation inélastique qui correspond en grande partie aux contrats de long terme. Notre étude retient les capacités suivantes. Ces flux constants vont être modélisés comme une augmentation de la demande intérieure. En 2003, 2004 et 2005 nous retenons une capacité de 5000, 4500 et 4GW respectivement de contrats de long terme qui est retirée de la NTC de chaque interconnexion et ajoutée à la demande intérieure.

2.3.5.3 Hypothèses sur les échanges futurs

La plupart des pays européens ont opté en faveur des CCGT pour satisfaire leur demande future (et le charbon dans une moindre mesure en Allemagne). Certains se sont montrés particulièrement réticents à la construction de nouvelles centrales nucléaires (Italie, Allemagne, Suisse, etc.). Le tableau ci-dessous montre la somme des projets en construction, approuvés et proposés dans les pays frontaliers de la France. Les annonces d'investissement proposées et approuvées dans les pays voisins de la France concernent exclusivement des installations thermiques fossiles (des CCGT et du charbon dans une moindre mesure en Allemagne). Dans notre modèle nous allons supposer que le prix sur les marchés voisins est déterminé par des CCGT. Cette hypothèse semble assez réaliste même pour l'Allemagne en considérant l'évolution des prix futurs. Comme le montre Redl (2006) les coûts variables des CCGT jouent un rôle capital dans la formation des prix allemands:

“According to econometric analyses, generation costs of CCGT plants and moving 12 month spot market price averages provide a very good explanation for the year-ahead baseload futures trades at the EEX. This shows a stronger influence of the CCGT technology on the electricity futures price compared to hard coal power plants.”

Tableau 2.3.12 : Projets d'investissement en construction, proposés et autorisés
de 2004 à 2010

<i>(GW)</i>	<i>Statut</i>	<i>Nucléaire</i>	<i>CCGT</i>	<i>Charbon</i>
	Construction	0	2	0
Allemagne	Approuvé	0	1	2
	Proposé	0	5	3
	Construction	0	2	0
Royaume-Uni	Approuvé	0	1	0
	Proposé	0	8	0
	Construction	0	14	0
Italie	Approuvé	0	3	0
	Proposé	0	0	0
	Construction	0	2	0
Benelux	Approuvé	0	0	0
	Proposé	0	0,4	0
	Construction	0	13	0
Espagne	Approuvé	0	2	0
	Proposé	0	14	0

Source : Platts

Aucune modification n'est apportée à la capacité d'interconnexion depuis 2005. Cependant, au delà de 2005 nous faisons l'hypothèse qu'il n'y a plus de contrats de long terme entre EDF et les pays voisins et donc que la capacité totale des interconnexion est destinée à des échanges en fonction des prix relatifs des pays frontaliers. Les capacités correspondant à chaque contrat de long terme sont réintégréées au NTC de chaque frontière.

2.3.6 Hypothèses sur les effacements de puissance

Les effacements sont modélisés d'une manière simplifiée par des groupes de production appelés groupes d'effacement dont le coût est très élevé et qui ne sont appelés à produire que dans des

conditions très difficiles pour le système⁸⁸. Le bilan prévisionnel RTE, indique qu'il est possible d'effacer 4,5GW de consommation en hiver dont 3GW auprès des clients non éligibles sur signal EJP⁸⁹ (les EJP représentaient environ 6GW dans les années 90 selon RTE) et 1,5GW auprès des clients éligibles. L'ouverture à la concurrence s'est traduite par une érosion sensible des effacements. Comme l'ouverture pour les consommateurs, le 1^{er} juillet 2004, est susceptible d'avoir eu un impact sur les effacements, nous retenons une hypothèse prudente de possibilité d'effacement de 3GW sur la consommation intérieure. La capacité interruptible correspond donc à environ 3% de la capacité installée (3GW). Elle a été modélisée comme deux unités de production supplémentaires, chacune avec 1,5GW de capacité, déclenchées à un prix prédéterminé. Notre modèle suppose donc qu'au-delà des TAC il existe des moyens de pointe dont le coût variable est de 150 et 350⁹⁰ €/kWh et qui représentent les effacements de consommation. Le « *call* » de ces moyens a été modélisé à un prix prédéterminé qui correspondrait à une élasticité de la demande de -0.05 et de -0.1 pour le second bloc.

Comme l'indique RTE dans le Bilan prévisionnel, il est possible qu'une partie du potentiel perdu au cours des années passées puisse être regagné par (a) La négociation commerciale entre consommateurs et fournisseurs qui peut être stimulée par des prix élevés de la pointe, (b) La participation des gros consommateurs au mécanisme d'ajustement (la symétrie entre l'effacement et l'augmentation de la production peut permettre aux gros consommateurs de faire des offres à la hausse sur le mécanisme d'ajustement. Cette possibilité existe mais n'est que très peu appliquée aujourd'hui (RTE, 2005) et (c) la contractualisation d'effacements par RTE directement auprès des consommateurs. Face aux incertitudes concernant la capacité d'effacement de la consommation dans le futur (2010-2020) nous retenons une hypothèse prudente similaire à RTE d'un potentiel d'effacement (toutes catégories de consommateurs confondus) de 3GW en 2010 et d'un maintien à ce niveau jusqu'en 2020.

⁸⁸ De plus, des clauses tarifaires de type EJP ou Tempo (l'effacement du tarif vert EJP représente une capacité d'effacement de 22 périodes de 18 heures par an) sont proposées par les fournisseurs aux clients pour les inciter à réduire leur consommation les jours de forte demande.

⁸⁹ Des clauses tarifaires de type EJP ou Tempo (l'effacement du tarif vert EJP représente une capacité d'effacement de 22 périodes de 18 heures par an) proposées par les fournisseurs aux clients pour les inciter à réduire leur consommation les jours de forte demande.

⁹⁰ Ces niveaux étant particulièrement difficiles à appréhender ils ont été approximativement évalués à partir de différentes études dont celle de Taylor, Cochell et Schwarz (2002) auprès des clients industriels de Duke Energy

2.3.7 Hypothèses sur la valeur de la défaillance

La valeur de l'électricité en situation de défaillance est déterminée par un calcul de fiabilité à l'aide des coûts fixes d'une centrale de pointe (TAC). Avec un critère de fiabilité de 3 heures par an (une espérance d'une défaillance acceptée de 3h/an) une TAC avec des coûts fixes de 42 €/MWh nécessiterait 14,000 €/MWh durant chacune de ces trois heures⁹¹. Ceci n'est pas une estimation de la valeur de la défaillance (VoLL) mais du prix requis pour investir suffisamment afin de réduire la durée de défaillance au niveau acceptable pour les consommateurs de trois heures par an en espérance.

⁹¹ Pour Hirst, E et Hadley (1999), le critère d'un jour tous les dix ans est équivalent à une approximation de la VoLL de 21000\$/MWh (basé sur 2.4 heures /an de défaillance et des coûts fixes annualisés de \$50/kW pour une turbine à combustion).

CHAPITRE 3 : RESULTATS DES SIMULATIONS NUMERIQUES

Le modèle décrit dans la partie 2 est utilisé pour calculer les prix spot passés et les espérances de prix futurs qui vont nous permettre de caractériser les signaux envoyés par les prix spot passés en France mais aussi de déterminer les incitations à investir en France dans le futur. Dans une première partie, à l'aide de données empiriques (1) nous simulerons les prix concurrentiels pour les années 2003-2004-2005 avec le mix optimal et le parc actuel afin d'analyser les effets des déséquilibres dans le mix de production sur les prix spot et déterminer le signal optimal puis (2) nous comparerons les prix concurrentiels avec le parc actuel et les prix réellement observés (Pownext) et nous analyserons les écarts entre le signal prix pour l'investissement envoyé par ces derniers et le signal optimal. Dans une deuxième partie nous simulerons les prix futurs en utilisant des espérances des prix des combustibles et de la demande (donc pour un mix optimal donné) et analyser les incitations à investir quand l'entrée est libre mais aussi quand des barrières à l'entrée sont présentes et que le marché est concentré pour comprendre quelles sont les conditions qui peuvent faire dévier l'équilibre de l'optimum sur le plus long terme.

3.1 Simulations de prix historiques sur 2003-2005

Les simulations des prix historiques sont réalisées à l'aide de données empiriques sur le système afin de représenter au mieux la formation du prix sur un marché concurrentiel avec les conditions

réellement observées. Nous voulons d'abord isoler l'effet des éventuels déséquilibres dans le mix de production durant les années 2003, 2004 et 2005 pour caractériser le signal optimal qui devrait être envoyé aux investisseurs avec le parc actuel. L'écart entre les prix avec le mix optimal et le parc actuel nous permet de comprendre quelles sont les unités qui devraient faire des profits (quantité < quantité optimale), quelles devraient enregistrer des pertes (quantité > quantité optimale) et lesquelles devraient être au seuil de rentabilité (quantité optimale) et donc quel est le signal optimal qui devrait être envoyé. Dans une deuxième partie, nous comparerons les prix concurrentiels simulés avec le parc actuel et les prix observés sur Powernext pour étudier les écarts et donc les distorsions éventuelles du signal Powernext par rapport au signal optimal.

3.1.1 Prix avec le mix optimal et avec le parc actuel

Nous commençons par simuler les prix concurrentiels avec le mix optimal (qui minimise le coût pour répondre à une demande donnée). Les courbes de « *screening* », les monotones de puissances et le mix optimal sont représentés sur le graphique en annexe (graphique C.2). Comme le montrent les monotones de puissance, les exports augmentent considérablement la demande du système. Il existe une boucle entre le mix optimal de production et la demande ajustée aux exports qui rend la détermination du mix optimal plus difficile. Pour un niveau donné d'exports sans le mix optimal, le niveau d'exports avec le mix optimal peut être plus faible ou plus élevé en fonction des prix aux interconnexions. Avec le mix optimal, une plus grande part de nucléaire augmente le solde des échanges⁹². Cependant, données les très grandes variations de la demande durant l'année (causées en grande partie par la dépendance au chauffage électrique en hiver) et de la structure du parc il semblerait presque impossible que le solde moyen annuel des échanges durant l'année devienne négatif ou nul.

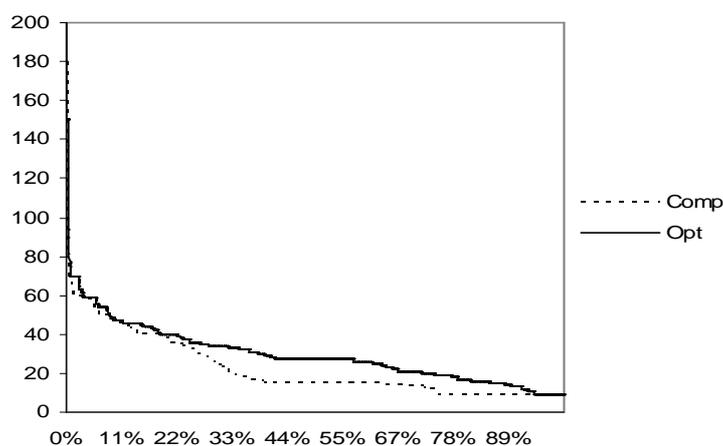
En 2003, quand les exports sont pris en compte, le mix optimal (graphique C.2) comprend moins de nucléaire, plus de CCGT et de TAC. Avec les prix moyens des combustibles fossiles sur 2003, il y a 50GW de nucléaire dans le mix optimal. Avec une disponibilité moyenne de 55GW il y a toujours 5 GW de surcapacité. Des déséquilibres dans le mix peuvent aussi être identifiés

⁹² En 2003 avec le mix optimal le solde est toujours largement positif (52TWh) mais inférieur à celui réellement observé en 2003 (70TWh).

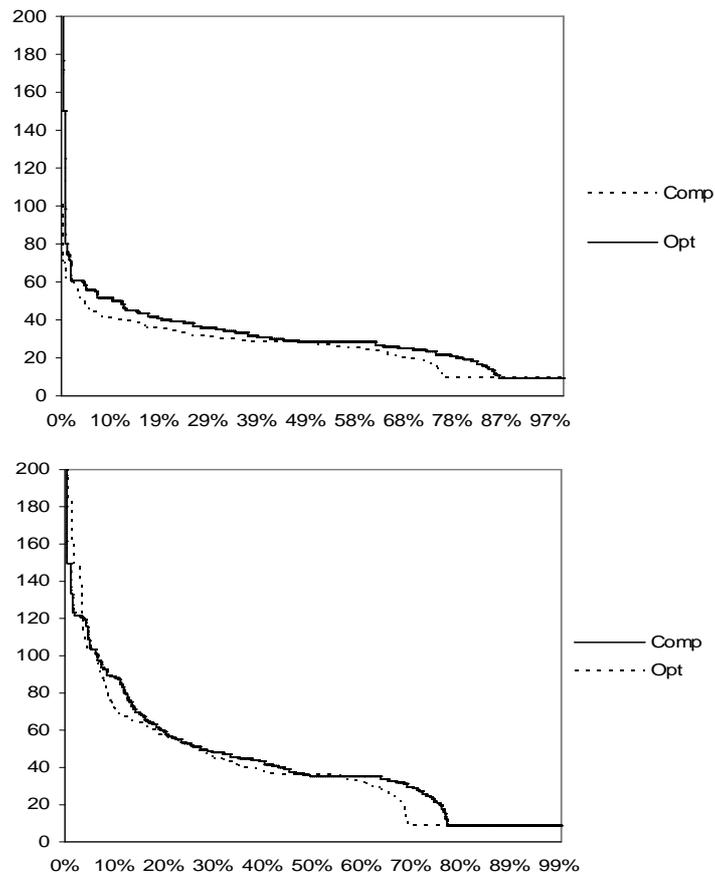
pour les autres technologies. En 2003, il y a 4GW de charbon et 15GW de CCGT et 8GW de TAC alors que le parc comprend 5GW de charbon, 0GW de CCGT et 1GW de TAC.

En 2004 et 2005 avec l'augmentation de la demande d'électricité et l'augmentation des prix des combustibles fossiles, le mix optimal comprend 53 et 62GW respectivement de nucléaire. Avec une disponibilité moyenne de 55GW, il devrait y avoir 2GW de moins en 2004 mais 7GW de plus de nucléaire dans le mix en 2005. Les prix élevés du charbon en 2004 et la composante CO2 intégrée en 2005 font du charbon une technologie dominée dans le mix optimal durant ces deux années (il y a 0MW de charbon dans le mix optimal) alors que le parc comprend 5GW. Pour les unités au gaz, leur part augmente légèrement en 2004 (comme la part du charbon baisse) mais diminue fortement en 2005 avec l'augmentation des prix du gaz naturel (14GW pour les CCGT et 7GW pour les TAC). Comme nous pouvons le voir sur les courbes de « *screening* » même si les premières années étudiées sont marquées par une surcapacité en base, la part relative des CCGT est trop faible et ce sont les imports qui permettent de combler ce déficit (le potentiel d'import est d'environ 11GW), de plus cette surcapacité tend à disparaître avec les augmentations de la demande et des prix des combustibles fossiles. Le graphique (graphique 3.1.1) ci-dessous montre les monotones des prix simulés avec le parc actuel et avec le mix optimal en 2003, 2004 et 2005.

Graphique 3.1.1 : Monotones de prix concurrentiels simulés avec le parc actuel et le mix optimal en €/MWh pour 2003, 2004 et 2005⁹³



⁹³ Les prix de la défaillance ne sont pas représentés sur le graphique pour maintenir une certaine « visibilité ».

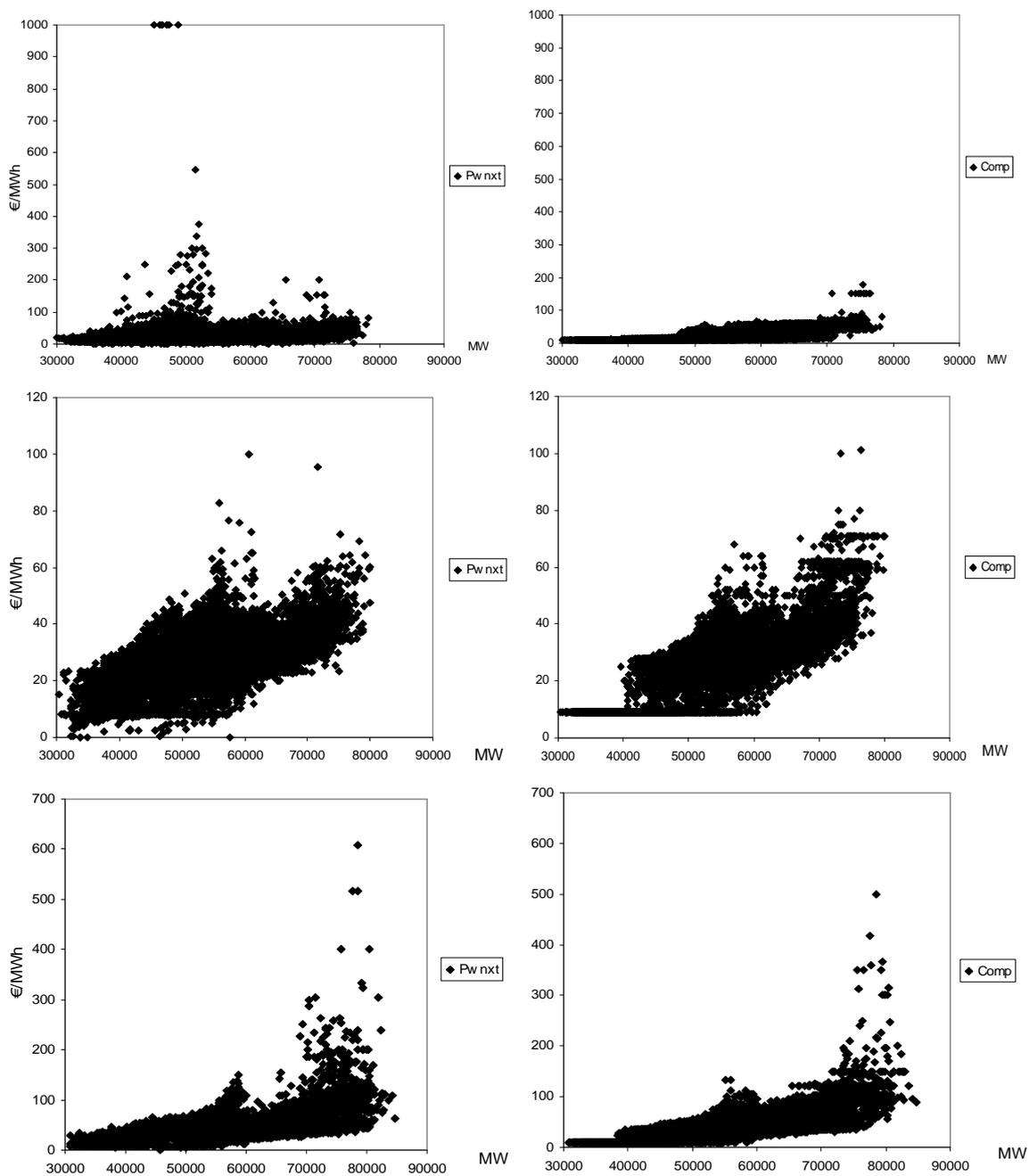


En 2003, 2004 et 2005 le mix n'était pas optimal. Comme le montre l'analyse graphique, les déséquilibres du mix ont un impact important sur les prix spot. Avec le parc actuel, le signal envoyé par les prix doit refléter ces déséquilibres dans le mix de production. Dans notre cas, les prix concurrentiels simulés envoient le signal optimal qui permet aux investisseurs de mettre en évidence ces déséquilibres. C'est ce signal que nous allons comparer avec le signal envoyé par les prix Powernext.

3.1.2 Prix avec le parc actuel et prix observés

Avant de comparer les prix concurrentiels simulés avec le parc actuel et les prix observés Powernext deux précisions s'imposent :

Graphique 3.1.2: Consommation Vs. Prix en 2003, 2004 et 2005



Source: RTE, Powernext et simulations

1) La canicule de août 2003 a entraîné l'arrêt d'un grand nombre d'unités nucléaires⁹⁴ (pour limiter les rejets d'eau à des températures trop élevées) qui ne sont pas pris en compte dans notre modèle. Des pics des prix Powernext ont été observés pour des niveaux de demande relativement faibles. Le graphique suivant montre la relation entre les prix (Powernext à droite et les prix concurrentiels simulés à gauche) et la demande intérieure. L'effet canicule sur Powernext est visible sur le graphique 3.1.1 (haut à gauche)

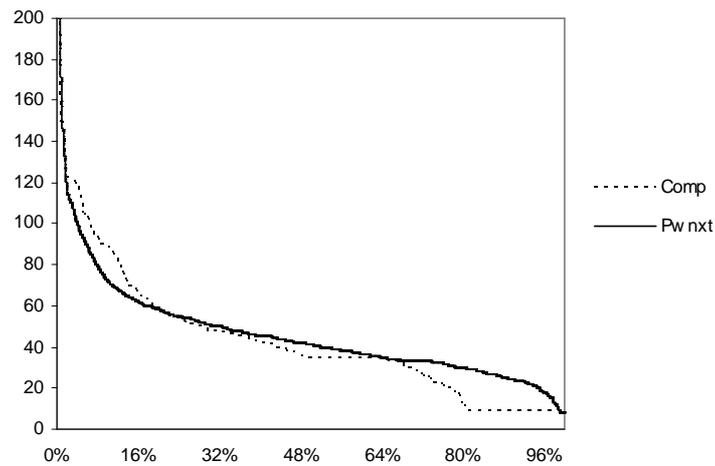
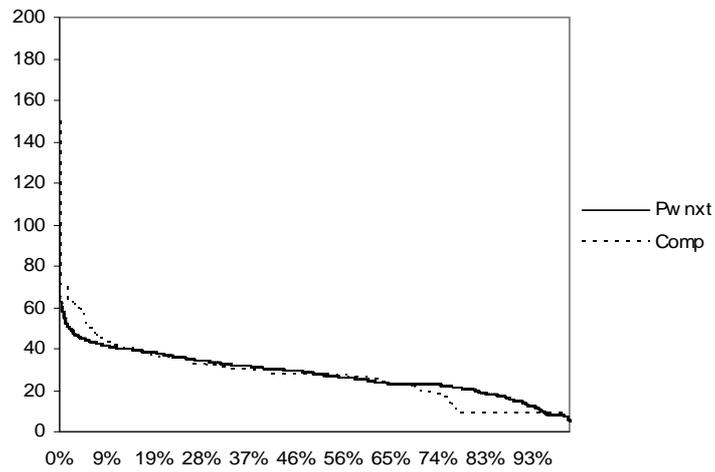
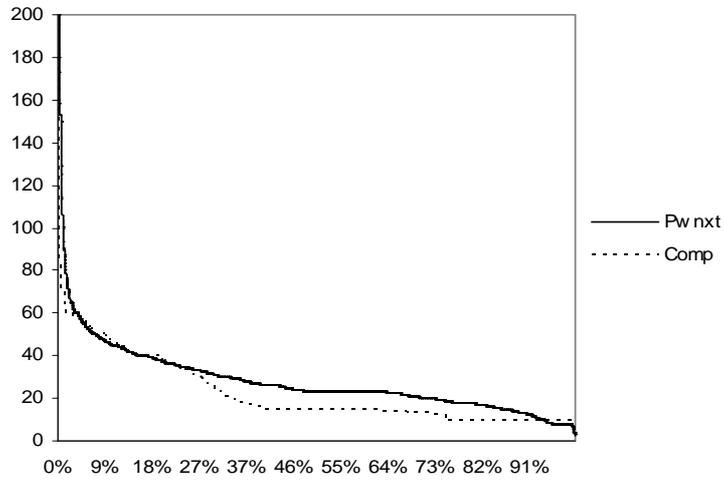
2) Dans notre modèle, nous supposons que le marché est un « *Pool* » obligatoire et donc que tous les MW sont échangés sur ce pool. A ce point, il est important de rappeler que les prix spot Powernext sont basés sur des volumes plus faibles (une partie des consommateurs étant à des tarifs régulés et une partie sur l'OTC). Seule une faible partie de la demande est traitée sur Powernext. Même si le résultat devrait être similaire (l'unité marginale détermine le prix uniforme) les prix Powernext sont plus sensibles aux variations de l'offre et de la demande. Sur quelques heures, une plus faible liquidité (à cause d'un plus faible nombre de transactions) et donc une résilience limitée peuvent entraîner une plus forte sensibilité des prix à une demande additionnelle durant certaines heures).

Les graphiques suivants (graphique 3.1.3) comparent la monotone de prix Powernext en 2003, 2004 et 2005 et la monotone des prix concurrentiels simulés avec le parc actuel. Pour 2004 et 2005, lorsque l'on compare les deux courbes, on observe une forte symétrie sur les heures de semi-base – plus de 45% du temps – et des différences marquées sur la base et l'extrême pointe⁹⁵, respectivement 15 et 20% des heures les moins/plus chères. Sur la pointe, on constate que les prix de Powernext Day-Ahead sont en dessous de ceux du benchmark compétitif pour les 1500 heures les plus chères. Cela suggère qu'il manque de l'argent sur les heures de pointe

⁹⁴ Malgré les dérogations accordées, la capacité nucléaire disponible était très faible durant les mois de juillet et août 2003

⁹⁵ Il est important de noter que le modèle ne prend pas en compte les coûts de démarrage des centrales mais selon plusieurs études leur effet aurait tendance dans la réalité à augmenter les prix de pointe et diminuer les prix en base. Ce qui devrait exacerber le problème que nous avons soulevé (c'est à dire que les prix de pointe sont trop faibles et les prix de la base sont trop élevés).

Graphique 3.1.3 : Monotones de prix concurrentiels simulés avec le parc actuel et Powernext en €/MWh pour 2003, 2004 et 2005



Source: Powernext et simulations

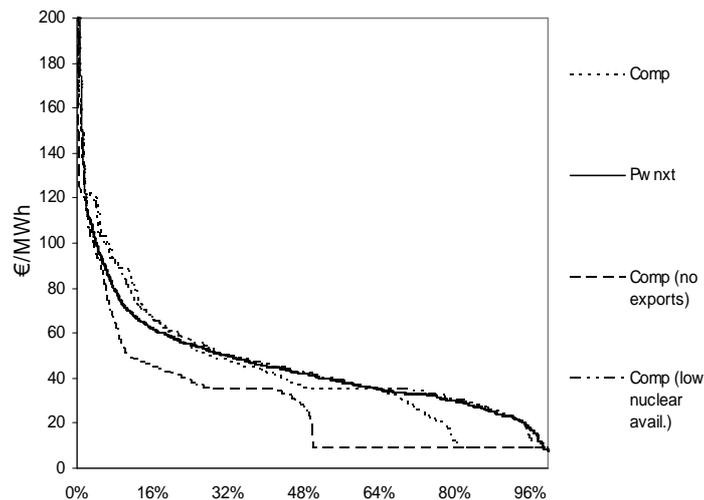
a) Ecart sur la semi-base : pour la semi base, en 2004 et 2005 il semblerait que le degré de concurrence ou contestabilité soit le plus fort. Les imports provenant de l'Allemagne (du pays voisin avec les prix les plus faibles et une importante capacité d'export), jouent un rôle fondamental dans la formation du prix en France. La grande capacité d'import garantit que les prix allemands sont marginaux pour un grand nombre d'heures dans notre modèle (c'est un fonctionnement normal du marchés qui reflète les échanges entre les deux pays). La capacité d'import dans le sens France – Allemagne et le niveau des prix allemands (le pays voisin au plus bas prix) garantit que les prix en France sont déterminés pour une grande partie du temps par les prix Allemands (plus de 3000h/an). Dans le cas de marchés concentrés, les imports permettent une plus forte concurrence mais, ils rendent les prix en France très sensibles aux variations des prix étrangers. Si du pouvoir de marché est exercé, il se reflète à travers les deux prix). Notre modèle n'a aucun moyen de nous indiquer le pouvoir de marché exercé par les producteurs étrangers. Cependant, l'étude de Schwartz et Lang (2006) montre qu'en Allemagne, les marges prix – coûts étaient importants en 2003 mais ont diminué sensiblement durant les années suivantes. Suivant leur modèle, la marge prix – coût marginal représentait 30% du prix total en 2003, 14% en 2004 et 16% en 2005 (la marge annuelle moyenne était la même en 2004 et 2005)⁹⁶. Ceci est consistant avec nos résultats. Avec un prix uniforme tous les producteurs sont capables de bénéficier de l'exercice de pouvoir de marché des autres producteurs (« *free-riding* »). D'autres raisons peuvent expliquer cette contestabilité des prix de la semi base en France comme la présence très majoritaire de l'Etat dans EDF mais aussi la menace de l'entrée ou la menace d'une intervention du régulateur (Wolfram, 1998). Par exemple, a) la peur d'un démantèlement de la firme dominante ou comme nous allons le voir par la suite b) la peur que le gouvernement permette le maintien de tarifs régulés sans augmentation de ces derniers.

b) Ecart sur la base : sur la base, les prix de Powernext ressortent nettement au dessus des prix concurrentiels avec le parc actuel qui donnent pour environ 20% des heures un prix de 9€/MWh, le coût variable des unités nucléaires. Ces prix apparaissent lorsque la demande est si faible que le nucléaire devient marginal dans l'ordre de mérite. Or, les prix de Powernext *Day-Ahead* ne

⁹⁶ Une raison possible avancée par ces auteurs est que les producteurs Allemands ayant anticipé que 2005 serait l'année étalon pour le second plan national d'allocation des quotas de CO2 qui est passé dans le milieu de 2006, ils avaient une incitation d'augmenter la production des unités thermiques fossiles et donc des émissions de CO2 pour récupérer un grand nombre de quotas.

reflètent pas les prix concurrentiels simulés sur ce point. La question essentielle qui se pose est celle de la durée de marginalité de l’outil de production nucléaire de la firme dominante. Si les offres sont faites de manière concurrentielle le nucléaire est marginal en France quand la demande (y compris les exports) est inférieure à la somme de la capacité hydraulique au fil de l’eau et de la capacité nucléaire disponible. Si les exports ne sont pas pris en compte (ni les contrats de long terme avec les pays étrangers ni les échanges basés sur les prix), le nucléaire devient marginal sur une durée beaucoup plus importante. Les unités nucléaires sont marginales pour moins de 5% du temps dans le cas de Powernext⁹⁷ comme le montre le graphique ci dessous.

Graphique 3.1.4 : Prix concurrentiels simulés en €/MWh avec le parc actuel avec et sans exports et avec une faible disponibilité du nucléaire



Source: Powernext et simulations

Les exports augmentent les prix de base et diminuent la durée de marginalité du nucléaire et les imports diminuent les prix de semi-base et de pointe et garantissent que l’Allemagne est le moyen marginal pour la France pour une grande durée. Les consommateurs situés dans la zone de production à faible coût voient le prix augmenter et les consommateurs situés dans la zone de production à coûts élevés vont bénéficier d’un prix plus faible. Quand les exports réduisent la durée de marginalité du nucléaire en France, les consommateurs français perdent mais les

⁹⁷ Dans Spector (2006) le nucléaire est marginal 10 % du temps pour une capacité nucléaire disponible moyenne de 52 GW.

consommateurs allemands ne « gagnent » pas beaucoup (le nucléaire n'est jamais marginal en Allemagne)⁹⁸. Sans les exports le nucléaire est marginal en France presque 50% du temps. Avec les exports, le prix est déterminé par le voisin au plus faible prix (Allemagne) plus de 50% du temps. Ceci entraîne des transferts de revenus des consommateurs en France vers les producteurs. Néanmoins, les exports n'expliquent pas l'écart de 10% entre la durée de marginalité du nucléaire des prix simulés et de Powernext. Dans le modèle, il n'existe aucune limitation sur les quantités de combustible. Dans la réalité, une partie de la capacité nucléaire de EDF est utilisée en fonction de sa valeur d'usage (pour un stock limité d'uranium)⁹⁹. Ce stock est préservé durant les périodes de faible demande et utilisé de manière plus intensive quand la demande (et donc les prix) est élevée. Comme la part du nucléaire qui est utilisée à sa valeur d'usage est inconnue, il est difficile de déterminer dans quelle mesure le modèle surestime la durée de marginalité du nucléaire. Néanmoins on peut intégrer de manière très simplifiée l'effet des valeurs d'usage du nucléaire par une plus faible disponibilité du nucléaire en été (quand les valeurs d'usage du nucléaire sont faibles). Comme le montre le graphique, quand les exports et une faible disponibilité du nucléaire sont pris en compte, la marginalité du nucléaire disparaît comme dans le cas de Powernext. Alors que les échanges reflètent un fonctionnement normal des marchés, l'utilisation du nucléaire reflète un certain manque de concurrence sur les prix de base et crée une distorsion du prix et donc du signal envoyé aux investisseurs. En réalité, dès lors que chaque producteur maximise à chaque instant son prix de vente d'électricité et que la concurrence n'existe pas sur l'outil de production qui fait la différence avec l'étranger, à savoir le nucléaire, le marché français n'a « pas de raison » de se situer en dessous du niveau proposé par les concurrents étrangers les moins chers disposant d'importantes capacités d'exportation vers la France.

c) Ecart sur la pointe : pour les prix de pointe, en 2004 et 2005 notre analyse suggère que malgré l'excès de capacité de pointe (la capacité n'est pas encore adéquate et aucune défaillance n'a été observée ni en réalité ni dans le modèle), il y a un problème de “*missing money*” sur les prix Powernext mais dans un sens un peu différent de celui de Cramton et Stoft (2006). En effet, dans notre cas la capacité installée du parc actuel n'est ni optimale ni adéquate (il n'y a aucune

⁹⁸ Comme le rappelle Lévêque, F (2006) par la vertu de l'échange, les premiers perdent cependant moins que les seconds gagnent.

⁹⁹ Le modèle ORION est utilisé par EDF pour déterminer les valeurs d'usage de l'outil nucléaire

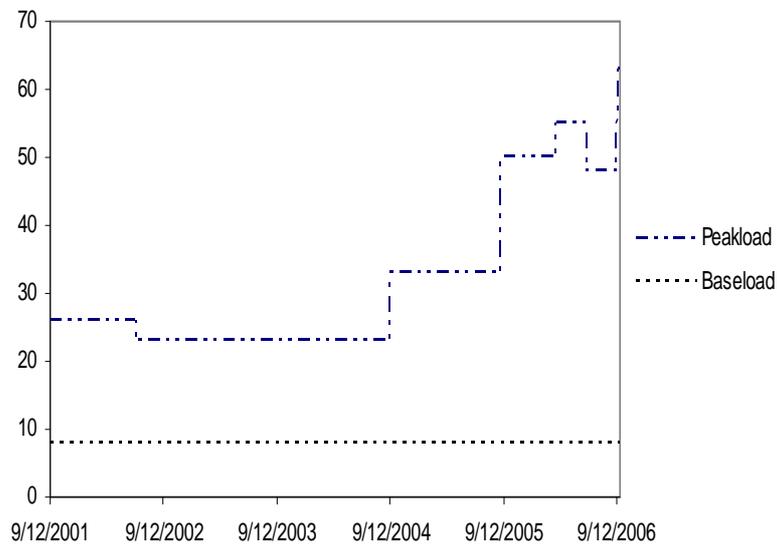
défaillance). Cependant les prix concurrentiels sont plus élevés que les prix observés pour une partie de la demande de pointe. Cela suggère que quand la capacité est adéquate, les revenus issus des prix de pointe risquent d'être toujours inférieurs aux prix optimaux. Cette définition de « *missing money* » est donc une définition au sens large qui indique que les prix sont inférieurs à leur niveau « normal ». Trois causes probables pourraient expliquer la différence entre les deux courbes sur la pointe. Les deux premières relèvent de la méthodologie de simulation.

a) Le modèle considère les contrats de long terme comme une capacité fixe d'exportation alors que, en réalité, EDF disposait à l'époque de clauses d'effacement. Deuxièmement, les arrivées de Poisson des indisponibilités fortuites utilisées dans le modèle sous estiment les incitations des opérateurs à faire fonctionner leurs centrales durant les périodes de pointe (Hirst et Hadley, 1999). Une analyse de sensibilité sur ces deux critères tend à rejeter ces deux arguments. Tout d'abord, lorsque l'on fait varier la capacité des contrats de long terme de 20% (de 5000 à 4000MW), le prix sur les 1500 heures les plus chères (la pointe) diminue d'environ 1%.

b) On peut adopter la même analyse pour le degré de disponibilité des centrales en période de pointe. Lorsque l'on fait fonctionner la totalité des moyens de pointe lors des périodes de demande correspondantes, on observe une diminution du prix de seulement 1% par rapport à la simulation qui elle, intègre les indisponibilités fortuites (les prix concurrentiels pour les 1000 heures max passe de 106.5 à 105.8 €/MWh).

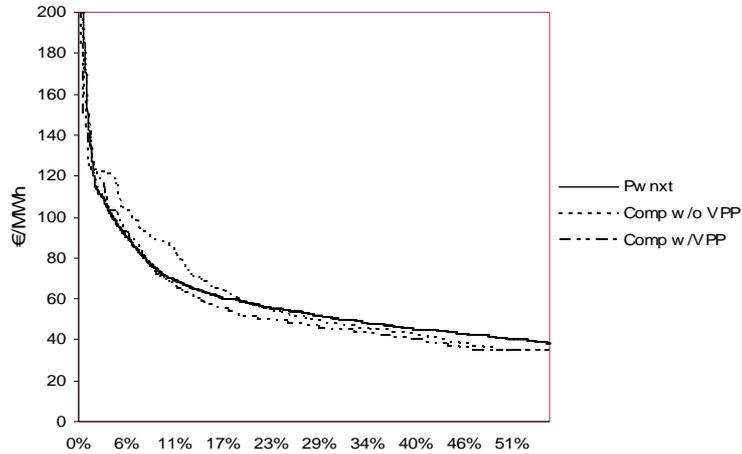
c) Une dernière explication réside dans l'impact des VPP. Mise en place en contrepartie de la prise de participation d'EDF dans le capital de l'électricien allemand EnBW, le dispositif des centrales virtuelles (*Virtual Power Plants*) est une forme de régulation asymétrique qui oblige l'opérateur historique à céder une partie de ses actifs. EDF reste l'opérateur chargé de faire fonctionner les centrales mais le produit de celles-ci (des kWh) ne lui appartient plus. Le produit vendu peut être assimilé à une option d'achat dont le détenteur paie une prime mensuelle fixe (couvrant les coûts fixes d'EDF) afin d'acquérir de l'électricité de base ou de pointe à un prix prédéterminé (le prix d'exercice) fixé lors de l'enchère initiale et représentant les coûts variables.

Graphique 3.1.5 : Evolution du prix d'exercice des VPP pointe et base en €/MWh durant les 21 rondes d'enchères du 9/12/2001 au 9/13/2006



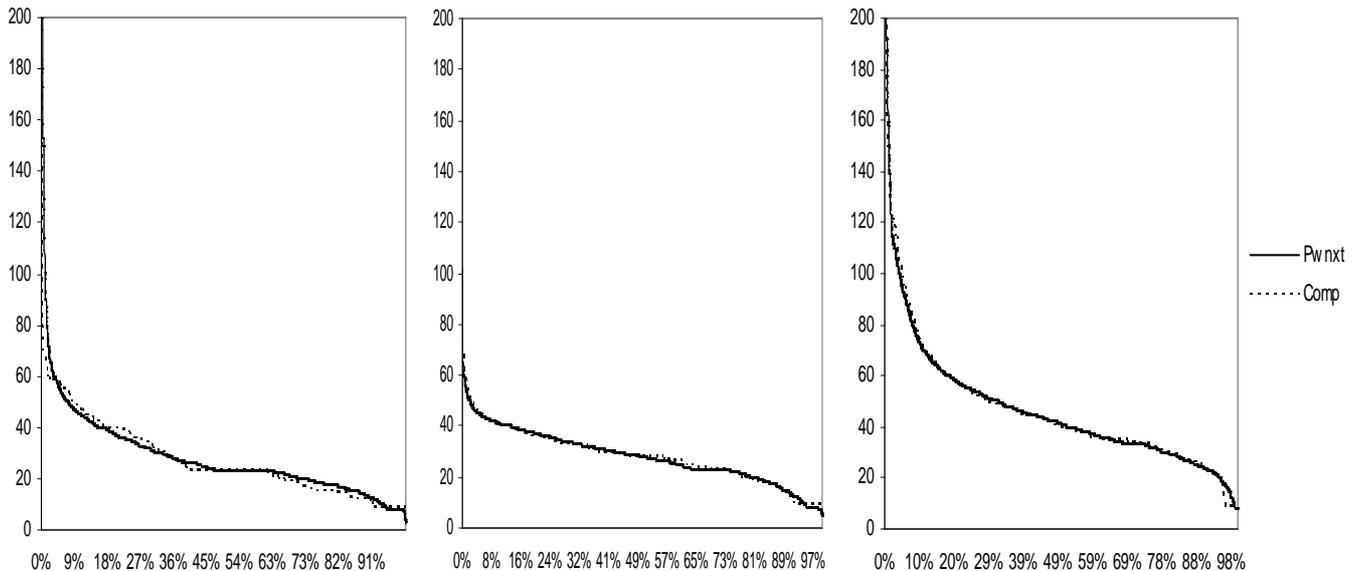
Le graphique ci-dessus décrit l'évolution des prix d'exercice des produits VPP base et pointe durant les 21 rondes d'enchères du 9/12/2001 au 9/13/2006. L'option d'achat est exercée lorsqu'elle se trouve « dans la monnaie » i.e. lorsque le sous-jacent (le prix *Day-ahead*) se trouve au dessus du prix d'exercice. Cependant, dans la mesure où les prix d'exercice sont fixés au cours de chaque enchère (une tout les trois mois) et ce pour l'ensemble des produits à acquérir lors de l'enchère (produits ayant des maturités de 3 à 36 mois), il subsistera toujours une différence entre le prix d'exercice et ce qu'il représente (le prix du combustible) si ce dernier augmente. Cet effet retard implique que les acheteurs de VPP pointe soumettent leurs produits au moins au niveau du prix d'exercice alors que le coût réel de l'exercice (le prix du combustible) est en réalité plus élevé, puisque le charbon, le gaz et le pétrole ont augmenté sur la période 2003-2005. Lorsque l'on ajuste le benchmark compétitif de ce critère (les VPP Pointe sont considérées comme des capacités de production appelées non pas en fonction de leurs coûts variables mais du prix d'exercice déterminé lors de l'enchère), les deux courbes se rapprochent nettement sur la pointe Les prix compétitifs pour les 1000 plus hautes heures baissent de 106.5 à 103.3 €/MWh. Le graphique suivant montre les prix Rwernext et les résultats de la simulation des prix compétitifs avec et sans les contrats VPP pour les 5000 prix max.

Graphique 3.1.6 : Prix concurrentiels simulés avec et sans contrats VPP en €/MWh pour les 5000 heures les plus élevées



Pour toutes les années, la forte disponibilité des unités de pointe et la prise en compte des contrats de long terme n'améliorent pas les résultats de manière significative. Cependant, la faible disponibilité du nucléaire et l'intégration de l'effet VPP pointe ont un effet considérable sur les prix. Le graphique 3.2.7 ci dessous compare les monotones de prix résume ce résultat.

Graphique 3.1.7 : Monotones de prix Powernext, simulés avec VPP et faible disponibilité en €/MWh pour 2003, 2004 et 2005



Source: Powernext et simulations

Tableau 3.1.1 : Régression des prix Powernext sur les prix concurrentiels simulés*

	COMP		Contrats LT		Disponibilité. (Pointe)		VPP		Disponibilité. (Base)		Disponibilité + VPP	
	C	Pente	c	Pente	c	Pente	c	Pente	c	Pente	c	Pente
2003	20.8 (0.641)	0.37 (0.023)	19.42 (0.671)	0.45 (0.03)	20.99 (0.643)	0.38 (0.023)	9.21 (0.680)	0.69 (0.020)	9.21 (0.680)	0.70 (0.020)	3.16 (0.713)	0.96 (0.023)
R ²	0.03		0.03		0.03		0.12		0.12		0.17	
2004	12.19 (0.153)	0.59 (0.005)	12.44 (0.152)	0.60 (0.005)	11.88 (0.152)	0.63 (0.005)	10.62 (0.156)	0.67 (0.005)	5.67 (0.127)	0.81 (0.004)	0.98 (0.035)	0.97 (0.001)
R ²	0.61		0.61		0.62		0.64		0.81		0.98	
2005	14.50 (0.288)	0.76 (0.006)	14.55 (0.300)	0.77 (0.006)	14.36 (0.288)	0.77 (0.006)	14.44 (0.283)	0.79 (0.006)	6.017 (0.302)	0.84 (0.005)	-0.48 (0.077)	1.01 (0.001)
R ²	0.69		0.67		0.69		0.70		0.74		0.98	

* t-statistiques entre parenthèses

La régression des prix Powernext (comme variable dépendante) sur les prix compétitifs (variable indépendante) avec la méthode des moindres carrés ordinaires nous permet de quantifier les différences entre les prix observés et simulés. Quand les prix observés et les prix compétitifs sont égaux, la constante est nulle et la pente est égale à 1. Quand une plus faible disponibilité est prise en compte pour les heures d'été et que les produits VPP pointe sont pris en compte dans notre calcul, la différence entre les prix Powernext et les prix concurrentiels diminue considérablement (0.05 €/MWh pour 2004 et 0.2 €/MWh pour 2005).

3.1.3 Le signal d'investissement

Quand le mix est optimal, toutes les technologies sont au seuil de rentabilité. Ceci doit être valable tous les ans. Avec le mix optimal, sans contrats interruptibles (effacements), tous les revenus des TAC viennent des heures de défaillance. Avec 3 heures de défaillance valorisée à 14000 €/MWh, le prix permet à toutes les unités induisant les TAC d'atteindre le seuil de rentabilité. Environ 10GW de capacité de pointe sont nécessaires pour satisfaire cette condition. Sans VoLL, si le prix maximal était constamment déterminé par les contrats interruptibles (ex : 350 €/MWh qui correspondent à une élasticité de -0001 dans les conditions actuelles du système), les contrats interruptibles devraient déterminer le prix environ 120 heures (pour respecter la rentabilité des TAC). La récupération des coûts fixes pour toutes les technologies quand le mix est optimal n'est pas étonnante. En incluant les rentes de rareté pour les contrats interruptibles et/ou la défaillance quand le mix est optimal et que la capacité est adéquate, chaque

technologie de production récupère ses coûts fixes et variables¹⁰⁰. Stoft (2002) et Joskow (2006) ont déjà montré ce résultat.

Tableau 3.1.2 : Revenus nets issus des prix concurrentiels simulés avec le mix optimal et avec le parc actuel, en 2003, 2004 et 2005¹⁰¹

Millions d'€		Nucléaire	CP	CCGT	TAC	Prix moyen
		1,500 MW	800 MW	800 MW	300 MW	€/MWh
Coûts fixes annuels		274.88	99.38	42.74	12.60	-
2003	COMP	184.00	49.71	12.29	1.65	22.84
	Optimal	306.12	100.98	43.78	12.99	34.66
2004	COMP	198.69	32.96	32.86	1.53	27.09
	Optimal	305.39	-	52.11	12.90	35.96
2005	COMP	376.71	82.40	44.71	5.71	42.03
	Optimal	304.80	-	58.31	14.99	40.22

Avec le parc actuel, le signal envoyé par les prix concurrentiels simulés est optimal et nous indique les déséquilibres du mix de production. Pour 2003 et 2004 il nous indique que la capacité nucléaire est toujours trop importante, Le marché envoie toujours le signal que trop de capacité de base a été construite durant les années précédentes et le prix moyen est en dessous du coût complet.

Tableau 3.1.3 : Prix concurrentiels avec le parc actuel, Prix Powernext et coûts complets en 2003, 2004 et 2005

€/MWh		Prix Pwnxt et prix compétitifs moyens					Coût complet		
		20 h	5000 h	7000h	8700 h	TAC (20h)	CCGT (5000h)	PC (7000h)	Nucléaire (8700)
2003 ¹⁰²	COMP	123.00	30.90	25.68	22.84	2,120	33.77	32.53	28.23
	Pwnxt	551.24	38.60	33.51	29.30				
2004	COMP	79.85	36.08	31.58	27.09	2,126	37.69	47.79	30.82
	Pwnxt	70.53	35.25	31.79	28.22				
2005	COMP	316.14	61.22	51.27	42.03	2,166	61.03	61.75	34.53
	Pwnxt	327.78	60.40	52.79	46.78				

Les trois graphiques suivants comparent pour 2003, 2004 et 2005 les prix concurrentiels simulés avec le parc actuel, les prix Powernext et le coût complet des différents moyens de production de base et de semi-base (pour différentes durées de fonctionnement). Pour 2003, les tirets indiquent

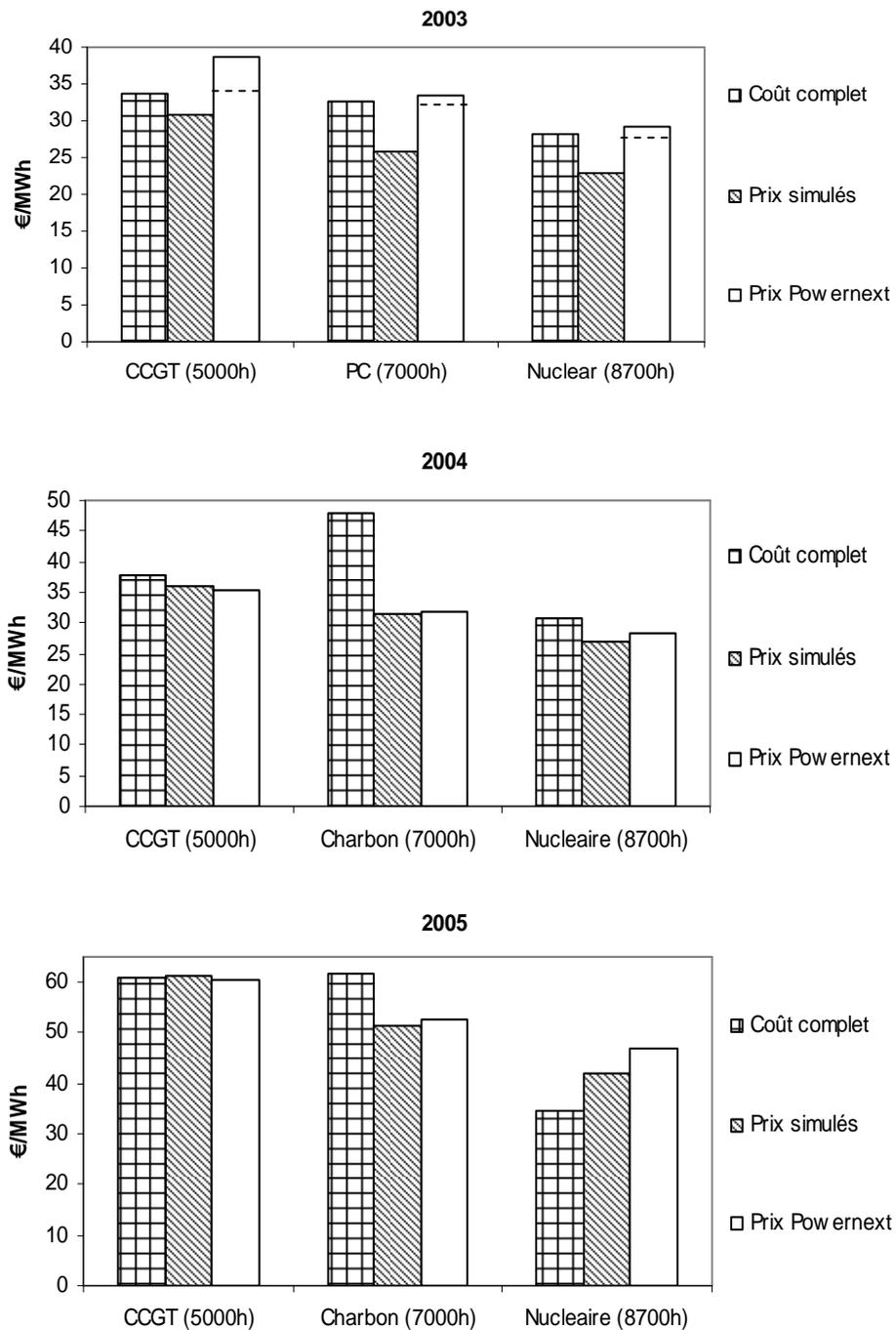
¹⁰⁰ Bien que les deux chiffres doivent être égaux, les imports de pointe créent des différences

¹⁰¹ Les calculs en termes de capacité et d'énergie donnent les mêmes résultats. Dans les deux cas les courbes de screening (linéaires pour la capacité et hyperbole pour l'énergie) se coupent au facteur de capacité ou une technologie devient plus économique qu'une autre pour des coûts fixes et des coûts variables donnés.

¹⁰² Quand les prix élevés (20h) de la canicule sont retirés, le prix moyen passe à 165€/MWh pour les 20 heures suivantes, 35€/MWh pour les 5000 heures, 31€/MWh pour les 7000 heures, et 28€/MWh pour les 7000 heures

le niveau des prix Powernext quand les 20 heures avec les prix les plus élevés de la canicule sont retirés.

Graphique 3.1.8 : Coûts complets et prix moyens (Powernext et COMP simulés)



1) Pour une nouvelle centrale nucléaire, en 2003 et 2004, le prix moyen de Powernext est proche du coût complet (pour 8700 heures), et significativement supérieur en 2005. En 2005, pour la base: une rente de rareté apparaît. Cette rente est cohérente avec le signal optimal (indique que la capacité nucléaire est déjà en dessous de la capacité optimale) et relève d'un fonctionnement normal des marchés mais, comme nous pouvons le voir sur le tableau ci-dessus la rente est majorée sur Powernext (par la faible durée de marginalité du nucléaire comme mentionné dans la partie 3.1.1)

2) Pour les nouveaux CP le prix moyen de Powernext en 2003 est au dessus du coût complet (effet canicule) mais en dessous en 2004 et 2005. Cela s'explique aisément par l'augmentation du prix du charbon en 2004 et les prix du CO2 proches de 20€/tonne en 2005¹⁰³. Ce résultat indique un fonctionnement normal du marché et cohérent avec le signal optimal.

3) Pour les nouveaux CCGT le prix moyen est au dessus du coût complet en 2003 (en partie à cause de l'effet de la canicule) et en dessous en 2004 et 2005. Cependant, le signal optimal indique que les CCGT devraient être rentables en 2005 (la capacité est résorbée) mais le signal est trop faible (effet VPP mentionné dans la partie 3.1.1) et ne permet pas aux CCGT de récupérer leurs coûts fixes. Ce phénomène qui peut être comparé aux problèmes de « *missing money* » semble être causé par les prix d'exercice fixes des enchères VPP dans un contexte de forte variabilité des prix des combustibles.

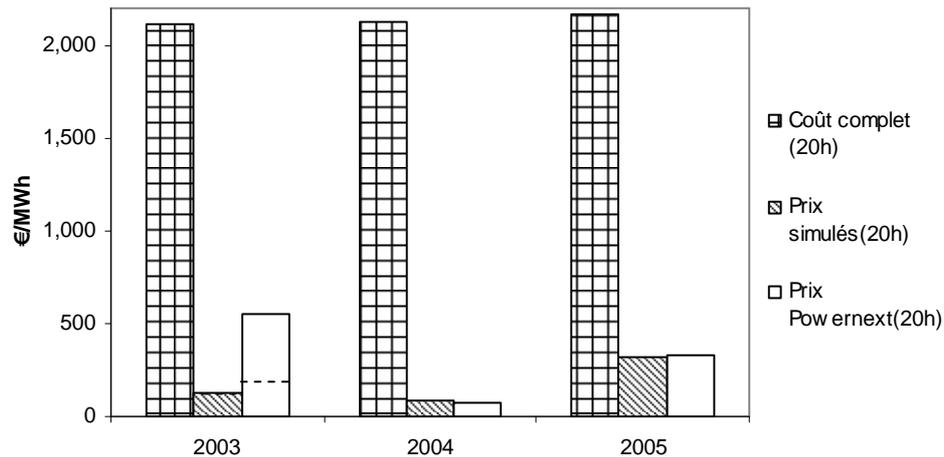
4) Pour les nouvelles TAC, le prix moyen est toujours inférieur au coût complet (si l'on suppose que les coûts fixes annuels sont partagés sur 20h, il faudrait un prix moyen d'au moins 2,000 €/MWh durant ces heures) et nous sommes encore loin des coûts fixes¹⁰⁴. En 2003, on peut observer 7 heures à 1000 €/MWh sur Powernext pendant la canicule mais même dans ce cas, les revenus sont loin de couvrir les coûts fixes des TAC. Le critère de défaillance n'est pas encore atteint. En 2003, 2004 et 2005, il y a encore trop de capacité de pointe. Ceci indique un fonctionnement normal des marchés et il semble qu'il n'y a pas de rétention de capacité des

¹⁰³ Comme le montrent les courbes de « screening » en annexe les CP sont des technologies dominées en 2004-2005.

¹⁰⁴ Selon RTE (RTE, 2005), même si nous supposons que trois heures de défaillance sont compatibles avec 15 à 20 heures de tensions sur le marché, le prix moyen pour ces 20 heures devrait atteindre 2000 à 3000 €/MWh

unités de pointe en France sur la période considérée. De plus, l'effet VPP n'a pas d'impact sur les prix d'extrême pointe.

Graphique 3.1.9 : Coût complet des TAC et prix moyens (Powernext et Compétitifs simulés) pour les 20 heures max



Pour résumer, mis à part les TAC qui ne sont jamais rentables, durant les trois années étudiées (et durant les 7 années depuis la création de Powernext), en 2003 (ajusté à la canicule) et 2004 les deux prix envoient le même signal de surcapacité (même si ce phénomène est plus clair dans les prix simulés). En 2005, lorsque la menace de l'entrée devient plus crédible, le prix Powernext signale bien (a) une rente de rareté pour le nucléaire mais (b) ne permet pas aux CCGT d'être rentables¹⁰⁵. Il semblerait donc que par rapport aux prix simulés les prix Powernext aient tendance à surestimer la rentabilité pour la base (le signal est trop fort par rapport au signal optimal) et sous-estimer la rentabilité pour la semi-base (le signal est trop faible par rapport au signal optimal). Hormis le point décrit ci-dessus, les résultats du modèle valident la pertinence des prix de Powernext par rapport à une situation compétitive. Il convient désormais de comparer les prix du marché avec le niveau des tarifs et de voir dans quelle mesure la coexistence de ces deux variables est possible.

¹⁰⁵ La différence moyenne entre les prix Powernext et les prix concurrentiels avec le parc actuel sur les 5000 heures est de -0.82 €/MWh.

Durant les années considérées, plus de 60% des consommateurs en France paient le tarif réglementé. Au moment de l'ouverture du marché de l'électricité, le tarif était nettement supérieur au prix de gros. Après 2004, le prix de gros passe au dessus du tarif (en 2004 la moyenne des prix Powernext est de 27.09 €/MWh et le tarif réglementé de 28 €/MWh). En 2006, que l'on soit dans le cadre de notre benchmark compétitif ou des prix du marché organisé, il existe une différence fondamentale par rapport au niveau des tarifs. Pour 2005, le prix respectif de ces trois variables est de 43.4, 46.7 et 28€/MWh. Comme nous l'avons évoqué dans la première partie, le niveau des tarifs actuels ne semble plus refléter les fondamentaux de coûts de l'ensemble du parc de production. Le tarif a été établi en partie selon le coût de développement du nucléaire, dans un contexte de surcapacité d'offre de base. Le tarif historique reflète donc la surcapacité historique en base, pas le déficit actuel en pointe. De leur côté, les prix de marché ont augmenté pour plusieurs raisons. Tout d'abord, la consommation continue à croître à un rythme de 1 à 2% par an alors que l'offre est restée constante. Ainsi, les besoins supplémentaires nécessaires en France ont été estimés à 1700MW d'ici 2010 et à 2600MW d'ici 2013. Deuxièmement, le prix des combustibles fossiles (charbon, gaz et pétrole) a fortement augmenté depuis 2003. Ces hausses renchérisent le prix de l'électricité produite à partir de ces combustibles. Enfin, le coût des missions de service public s'est accru.

Si nous supposons, que la demande au tarif et la demande au prix de marché, sont égales mais que les consommateurs au tarif sont servis en premier (comme une procédure de rationnement), uniquement la capacité nucléaire résiduelle sera offerte sur le marché spot. Les revenus nets totaux avec 100% des consommateurs qui paient le tarif et 100% des consommateurs qui paient le prix de marché est représenté dans la deuxième colonne de la Table 8. La troisième colonne montre le cas mixte où une partie des consommateurs est au tarif et le reste au marché. Le cas mixte est censé représenter la situation française actuelle où l'on estime qu'environ 150TWh ne sont plus fournis au tarif en France. Un tarif moyen de 30€/MWh a été pris en considération pour refléter la diversité des tarifs. Quatre faits majeurs peuvent être dégagés de ce tableau :

Tableau 3.1.4 : Revenus annuels totaux, coûts et prix en 2003, 2004 et 2005 dans le cas concurrentiel (tarif à 30 €/MWh)

<i>Millions d'€</i>		2003			2004			2005		
		Tarif	Marché	Mixte	Tarif	Marché	Mixte	Tarif	Marché	Mixte
Nucléaire	Tarif	8,651	0	5,743	8,898	0	5,938	8,972	0	6,012
	Marché	0	7,254	2,369	0	7,920	2,246	0	15,000	3,813
Nucléaire		8,651	7,254	8,111	8,898	7,920	8,184	8,972	15,000	9,825
Fil de l'eau + Cogen		1,704	1,489	1,489	2,097	1,893	1,893	2,097	2,997	2,997
CP		180	307	307	31	263.7	263.7	-194	444	444
CCGT		0	0	0	0	0	0	-46.3	44.7	44.7
Hydro res.		565	698	698	552	699	699	590.9	1,362	1,362
TAC		-13	7	7	-9.79	3.87	3.87	-17.1	13.6	13.6
Fioul		-36	16	16	-15.7	1.4	1.4	-146	60.4	60.4
Diesel		-0.66	0.18	0.18	-0.17	0.02	0.02	-9.2	5.6	5.6
Imports		36	172	172	54.8	189	189	-584	389	389
Effacements		-1.6	0.6	0.6	0	0	0	-18.4	8.7	8.7
Revenus nets totaux		11,084	9,945	10,802	11,607	10,970	11,234	10,645	20,325	15,150
Coût total			5,823			6,029			7,079	
Tarif (€/MWh)			30			30			30	
Prix moyen (€/MWh)			22.84			27.09			42.0	
Prix Pwnxt moyen (€/MWh)			29.30			28.22			46.8	

- 1) En 2004, les revenus nets issus des ventes sur le marché spot dans le cas concurrentiel sont inférieurs aux revenus issus de la vente au tarif réglementé. Si toute la production existante est vendue au tarif, les revenus nets totaux s'élèvent à 8.9 Milliards € contre 7.9 Milliards d'€ sur le marché. Si seule la capacité résiduelle est vendue sur le marché, les revenus nets s'élèvent à 8.1 Milliards € donc toujours en dessous des ventes au tarif. A partir de 2005, il existe un signal de rentabilité fort pour l'outil nucléaire. Ainsi, les prix de marché dépassent le tarif. Cela accroît mécaniquement les revenus du nucléaire qui – dans le scénario d'une fourniture totale au prix du marché – doublent alors que les coûts totaux augmentent de 20%. Comme en France, il existe un monopole de fait pour la production nucléaire, la seule contrainte pesant sur un monopole nucléaire en période de marginalité du nucléaire est le coût marginal de production du moyen immédiatement plus coûteux. Si ce coût augmente, la capacité d'un monopole nucléaire à augmenter ses prix augmente mécaniquement. Le second facteur tient à la structure du parc optimal : plus les énergies fossiles sont coûteuses, plus la part du nucléaire est importante dans le mix optimal. Dans le cas d'une fourniture de tous les clients au tarif, seuls le nucléaire et l'hydraulique sont « rentables ».

- 2) Pour 2005, les chiffres négatifs pour les autres moyens de production impliquent que ces derniers ne peuvent pas récupérer l'ensemble de leurs coûts variables. On voit donc l'apparition de parts de production négatives. Dans le cas d'une fourniture de tous les clients au tarif, si les imports sont achetés au prix de marché du pays exportateur et qu'ils sont vendus au tarif, ils sont « déficitaires ».

- 3) Ce prix élevé signale une rareté des ressources fossiles et un coût environnemental. La forte hausse du prix concurrentiel s'explique par deux phénomènes : la hausse du prix des combustibles (gaz, pétrole, charbon,) et l'impact (à 100% comme défini infra.) des quotas de CO₂ sur les moyens thermiques. Dans la mesure où les moyens thermiques sont souvent marginaux dans notre modèle (environ 3000h provenant des centrales thermiques allemandes via les imports) cet effet n'est pas négligeable. Le maintien de prix administrés inférieurs aux prix de marché détruit donc le signal, le renchérissement des prix de l'électricité étant davantage dû au renchérissement du prix du gaz, à l'intégration des quotas de CO₂, et à la baisse des marges de réserve qu'à du pouvoir de marché.

- 4) Si les fournisseurs sont soumis à des prix de vente réglementés trop bas, ils risquent de ne pas couvrir le montant de leurs approvisionnements et ainsi de mettre en danger leur rentabilité et leur participation au marché. Comme le modèle nous l'indique, on constate que le niveau actuel des tarifs ne permet pas une entrée profitable des moyens de semi base et de pointe. En outre, investir dans le nucléaire, présente aujourd'hui des barrières à l'entrée suffisamment fortes, pour que seul l'opérateur en place soit en mesure de le faire.

Nous avons vu que le marché spot en France envoie un signal proche du signal optimal mais trop fort en base et trop faible en pointe. Cependant, avec les augmentations de la demande des rentes de rareté apparaissent pour « signaler » le besoin pour de nouveaux investissements. Ces nouveaux investissements ne se feront pas parce que les prix passés étaient élevés mais parce que les prix futurs et donc les revenus futurs anticipés seront élevés. Ce sont les anticipations des prix futurs qui déterminent les incitations à investir dans de nouveaux moyens de production. La consommation en France continue à croître à un rythme modéré alors que l'offre est restée

constante. Sur le périmètre Benelux – France, la consommation augmente d'environ 2% par an depuis 10 ans alors que la construction de nouvelles unités de production n'a pas dépassé 1% sur la même période et que les centrales existantes sont vieillissantes et seront éventuellement fermées¹⁰⁶. De nouvelles centrales devraient être nécessaires dans le futur si cette tendance se prolonge (RTE, 2005). Nous avons vu que le comportement « malthusien » de court terme du monopole semble limité. Cependant la concentration extrême de la production soulève certaines interrogations fondamentales sur les incitations d'investissement sur le long terme¹⁰⁷. Même si le signal prix envoyé par le marché est adéquat (le signal optimal), il pourrait y avoir un problème en termes d'incitations si des barrières à la construction de nouvelles centrales de base sont présentes pour les nouveaux entrants. Comme nous allons le voir dans la partie suivante avec des prix du gaz et des prix du CO2 élevés, la menace de l'entrée n'est pas crédible puisqu'elle est très limitée. La firme dominante pourrait donc avoir peu d'incitations à ajouter des unités additionnelles si les revenus nets espérés de la centrale additionnelle sont inférieurs aux revenus nets de sa capacité totale quand l'investissement n'est pas réalisé.

3.2 Simulations des prix futurs sur 2010-2020

Nous allons calculer les espérances de prix futurs et les trajectoires d'investissement dans les différentes technologies pour comprendre dans quels cas les producteurs sont incités à augmenter leur capacité installée et si ces augmentations correspondent avec les investissements requis pour obtenir un mix optimal.. Les résultats qui suivent sont basés sur les simulations des prix futurs et des trajectoires d'investissement dans différents scénarii sur la concentration et la liberté d'entrée sur le marché.

3.2.1 Avec une entrée libre

¹⁰⁶ Selon l'AIE (Agence Internationale de l'Energie), 70% des centrales de charbon ont plus de vingt ans en Europe.

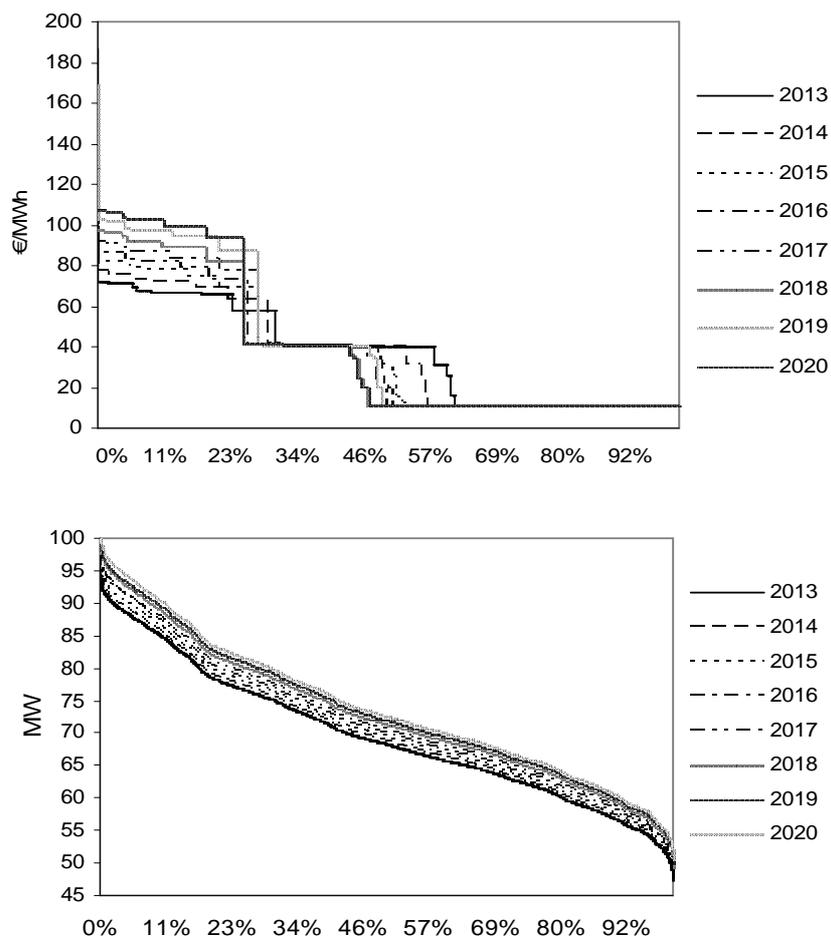
¹⁰⁷ Comme le note Glachant (2005), en 2010-2020, quand les réinvestissements dans le nucléaire vont ouvrir, l'ex-monopole verticalement intégré pourrait être plus privé que public, comment se comportera t-il face à un investissement nucléaire potentiel de 100 Milliards?

Quand l'entrée est libre, les investissements sont réalisés si les revenus nets espérés sont supérieurs aux coûts fixes. Si un investissement est rentable en espérance, il sera réalisé et il est impossible de le retarder puisqu'un autre investisseur pourrait le réaliser à son profit.

3.2.1.1 Prix futurs et investissement

Le graphique suivant illustre l'effet de l'entrée sur les prix sur la période 2013 – 2020. Les investissements nucléaires additionnels font baisser la durée de marginalité des moyens thermiques et des valeurs de l'eau, et augmentent la durée de marginalité du nucléaire.

Graphique 3.2.1 : (a) Prix concurrentiels et (b) monotones de puissance de 2013 à 2020 avec libre entrée



En 2013, avec l'hypothèse de croissance des prix du gaz et de la demande d'électricité, cinq réacteurs additionnels de 1,5GW entrent sur le marché. Dans le cas concurrentiel avec libre entrée nous supposons que les réacteurs peuvent entrer sur le marché à partir de 2013 et ceci explique donc l'arrivée brutale (les unités nucléaires sont déjà rentables depuis 2010).

Table 3.2.1 : Revenus nets espérés/type en 2013 pour chaque unité additionnelle

(Millions €)	+1,5	+3	+4,5	+6	+7,5	+9	Coût d'investissement
	570.08	446.04	426.99	357.20	317.59	279.59	274.88
	0	479.17	418.62	350.15	312.22	274.50	274.88
Nucléaire	0	0	425.96	356.27	317.30	278.46	274.88
(+1,5 GW)	0	0	0	335.37	297.01	259.12	274.88
	0	0	0	0	321.01	280.63	274.88
	0	0	0	0	0	284.84	274.88
CP (800 MW)	128.66	93.14	86.29	62.68	50.16	44.63	99.38
CCGT (800 MW)	51.32	40.51	32.10	21.90	17.45	14.14	42.74
TAC (300 MW)	0.379	0.192	0.147	0.055	0.017	0	10.69

Le tableau ci-dessus montre les revenus nets pour chaque unité nucléaire additionnelle et pour chaque type de centrale existante en Millions d'€. Une centrale nucléaire additionnelle perçoit des revenus nets de 570 Million €. Il est important de noter que lorsqu'une centrale additionnelle est ajoutée toutes les autres unités installées voient leurs revenus nets baisser. Ce processus est répété jusqu'à ce que la dernière unité qui entre sur le marché génère des revenus nets suffisants pour récupérer ses coûts fixes. Si les coûts fixes sont proches des 275 Millions €, 5 unités seront construites, s'ils sont proches des 400 Millions € seulement trois¹⁰⁸. L'incitation à investir dans le nucléaire (forte profitabilité du nucléaire) est fortement influencée par le prix du gaz naturel et donc les coûts variables des CCGT. Ceci est cohérent avec la méthodologie des courbes de « *screening* » qui montrent une augmentation de la part du nucléaire dans le mix optimal. Néanmoins, le marché concurrentiel signale un excès en base qui permet de saturer les

¹⁰⁸ Il existe une forte incertitude sur les coûts fixes d'un nouvel EPR étant donné que les deux prototypes n'ont pas encore été achevés (en Finlande et en France).

interconnexions et donc de maximiser les exports vers les pays frontaliers (Graphique D.4 en annexe). Ceci est cohérent avec un mix optimal qui inclut des interconnexions (pour un prix des marchés étrangers donné).

Table 3.2.2 : Revenus nets espérés pour chaque unité nucléaire additionnelle avec libre entrée

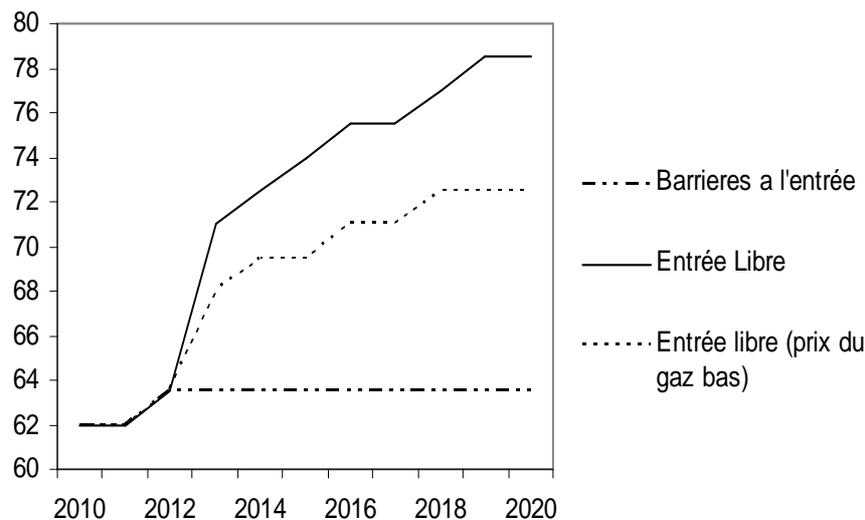
(Million €)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
+1	317.59	309.02	299.37	295.34	330.37	321.32	298.59	346.38
+2	312.22	306.09	307.82	302.35	323.22	316.47	308.19	352.96
+3	317.30	309.35	303.89	308.14	328.48	318.33	312.96	346.38
+4	297.01	288.42	308.31	302.57	304.63	298.76	306.81	351.46
+5	321.01	310.62	286.94	307.22	327.79	319.07	311.66	327.15
Nucléaire (+1500 MW)								
+6	0	315.79	308.06	284.34	333.45	323.99	291.18	350.30
+7	0	0	313.02	313.00	322.70	313.62	312.07	356.22
+8	0	0	0	301.14	320.21	311.13	316.49	344.78
+9	0	0	0	0	0	324.62	305.09	342.17
+10	0	0	0	0	0	0	301.60	355.44
CP (800 MW)	50.16	53.56	58.64	60.49	73.93	73.21	76.16	88.44
CCGT (800 MW)	17.45	15.87	14.40	12.82	15.07	12.60	11.11	11.83
TAC (300 MW)	0.017	0.0002	0	0	0	0	0	0
Prix moyen €/MWh	36.68	35.64	35.63	35.64	37.19	3652	35.86	39.00
Capacité cumulée (MW)	7,500	9,000	10,500	12,000	12,000	13,500	15,000	15,000

Avec une demande et des prix du gaz en augmentation, la part relative du nucléaire augmente rapidement dans le mix optimal et la part des CCGT diminue¹⁰⁹. Quand les prix du gaz sont bas, l'entrée du nucléaire est plus faible. Roques (2006) a estimé à partir d'un modèle d'options réelles la valeur d'un investissement nucléaire comme couverture des risques d'un électricien confronté à l'incertitude des prix du gaz et du CO2 et conclut que valeur de couverture dépend de façon critique du degré de corrélation entre les variations du prix de l'électricité, du gaz et du carbone. Cette étude suggère donc l'existence d'un biais qui conduirait les investisseurs ne pas

¹⁰⁹ Ce point est développé plus en détail dans Roques (2006).

valoriser autant que la société la diversité des technologies de production. Les centrales nucléaires constituent des actifs risqués sur un marché spot où les prix de l'électricité seraient fonction des coûts d'équipements de production au gaz¹¹⁰.

Graphique 3.2.2 : Capacité nucléaire en MW de 2010 à 2020
avec libre entrée



Ces simulations permettent de montrer que les incitations à investir sont en accord avec les courbes de « *screening* » et le mix optimal. Quand les prix du gaz sont élevés ils permettent de saturer les interconnexions sortantes vers les pays étrangers avec des prix plus élevés. La première année, le marché concurrentiel signale un besoin de 7,5GW. Le marché donne des incitations qui devraient permettre de minimiser/maximiser les imports/exports depuis/vers des pays plus chers, et de maximiser /minimiser les imports/exports depuis et vers des pays moins chers (cela se produit essentiellement pendant les heures de pointe). Comme nous pouvons le constater (tableau D.4 en annexe), le prix moyen pour les 8760 heures est juste au dessus du coût complet des centrales nucléaires. Le prix de marché est juste au dessus du CMLT d'expansion du nucléaire (qui est proche de 35 €/MWh dans notre étude). Comme les pays voisins n'ont pas investi dans le nucléaire, pour que les consommateurs en France puissent bénéficier de ce moyen

¹¹⁰ Pour que des investisseurs soient intéressés par le nucléaire sur un marché concurrentiel, il faudra qu'ils aient la conviction qu'en espérance mathématique et sur longue période, celui-ci est moins coûteux qu'un CCGT. Il s'agit d'une condition nécessaire dans la mesure où il apparaît comme plus risqué et présentant d'avantage d'irréversibilité. (Penz et Lescoeur, 1998)

de production l'entrée doit être plus importante mais la synchronisation des prix français et allemands diminue considérablement. Le lien entre les prix dans les deux pays peut diminuer si la capacité nucléaire en France augmente fortement, car les capacités d'interconnexions limitées ne permettent pas l'homogénéisation des prix.

.

3.2.1.2 Parts de marché

Sur un marché très concentré, la libre entrée garantit que les rentes de rareté et/ou de monopole seront éliminées sur le long terme. Si l'on part de la situation actuelle en France avec une part de marché de 85% pour la firme dominante EDF, si ce n'est pas cette dernière qui réalise les investissements nucléaires sa part de marché dans la production passera de 85 à moins de 75%.

3.2.1.3 Paysage de défaillance

Avec l'entrée additionnelle, même dans le scénario de très faible demande, il n'y a pas de défaillances. Le critère de défaillance de 3 heures par an n'est atteint pour aucune année dans ce cas et les TAC existantes ne parviennent pas à récupérer leurs coûts fixes. Ceci signifie que la part relative des unités au gaz est trop élevée. Ceci devrait inciter certaines unités à sortir du marché (ou ne pas être renouvelées) afin de rétablir un critère proche de 3 heures de défaillance par an.

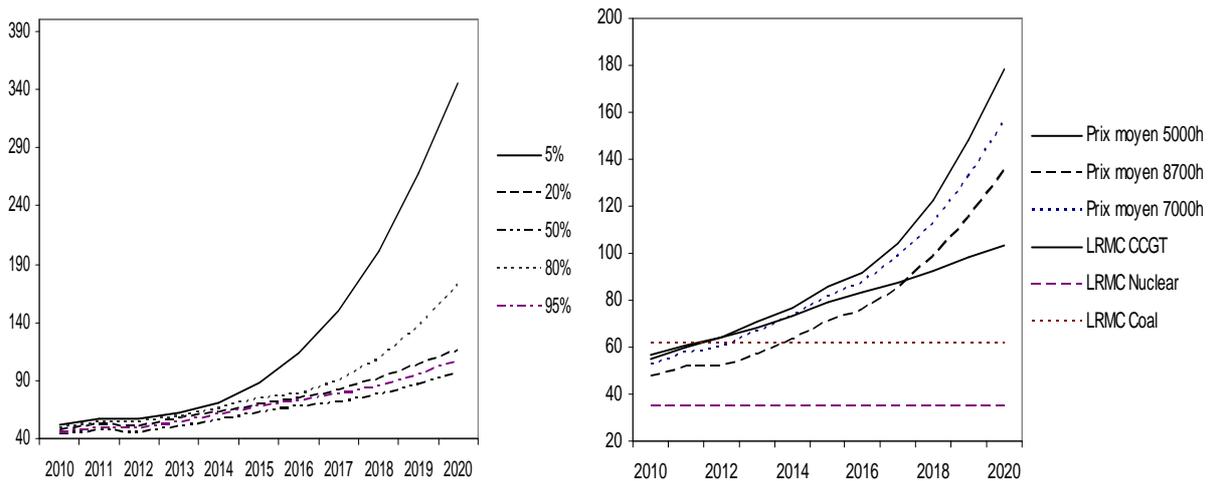
3.2.2 Barrières à l'entrée: le cas sans investissement

Nous avons simulé les espérances de prix futurs dans le cas où des barrières à l'entrée sont présentes pour tous les investissements. Sans pouvoir de marché et sans taxes/subventions, le scénario sans investissement entre 2010 et 2020 est aussi le scénario avec profit maximal – surplus du consommateur minimal. Comme nous allons le voir ce scénario est peu crédible, étant donné les profits énormes attribués par le marché, mais il va nous servir comme référence de la profitabilité quand la firme dominante pratique de la rétention d'investissements pour augmenter la profitabilité de ses centrales existantes.

3.2.2.1 Prix futurs

Le Graphique en annexe (graphique D.2) montre les espérances de prix horaires et les monotones de puissance (incluant les exports) de 2010 à 2020 pour les 8760 heures et pour les 100 plus hautes heures sans investissements, avec des prix du gaz et une demande d'électricité en croissance. Le potentiel de profits sans investissement est si important qu'il devrait assurer des investissements, à moins qu'il n'y ait des barrières qui empêchent toute entrée. Comme nous le verrons plus tard, en 2020 l'espérance de défaillance atteint une durée de 41.6 heures¹¹¹. Le coût complet des CCGT représente une limite supérieure pour les prix jusqu'en 2013 puis il est rapidement dépassé avec l'arrivée des effacements et des défaillances¹¹². Sans investissements, avec des augmentations de la demande les défaillances sont inévitables. Avec les augmentations de la demande et des prix du gaz, le prix de l'électricité est déterminé plus souvent par des unités avec des coûts variables plus élevés. Le prix intérieur augmente et le solde des échanges diminue. L'énergie totale produite par chaque type de centrale entre 2010 et 2020 est montrée dans le tableau en annexe (tableau D.1).

Graphique 3.2.3 : (a) Prix moyen pour chaque scénario de demande sans investissements et (b) comparaison dans le scénario médian du coût complet et du prix moyen



¹¹¹ En termes de défaillances les scénarios moyen et médian diffèrent.

¹¹² Cette arrivée est retardée par l'entrée en 2012 de l'EPR, et la diminution de la demande d'électricité causée par l'arrêt d'EURODIF.

Le tableau ci-dessous montre les revenus nets pour une unité représentative de capacité installée pour chaque type de centrale, les revenus nets pour la capacité nucléaire installée et le prix moyen (base) dans le scénario médian de 2010 à 2020:

Tableau 3.2.3 : Revenus nets pour une unité installée de 2010 à 2020 dans le scénario médian sans investissements

(Millions d'€)	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Nucléaire (1,400 MW)	422.44	467.85	467.79	538.35	598.95	674.04	722.88	811.03	886.43	1,068.70	1,213.55
CCGT (800 MW)	36.99	40.79	44.02	59.31	62.92	69.12	70.26	95.16	102.16	169.51	215.43
CP (800 MW)	62.24	85.60	101.33	141.64	172.32	212.67	237.49	283.89	322.87	420.89	499.04
TAC (800 MW)	0.307	0.553	0.518	0.531	0.997	1.67	2.73	7.94	9.49	32.26	47.39
Revenus nets totaux du nucléaire (Million €)	16,438	18,218	18,746	21,741	24,169	27,217	29,180	32,603	35,617	42,317	47,859
Prix moyen €/MWh	47.12	51.17	51.02	57.88	63.01	69.75	74.09	81.69	88.33	103.30	115.42

Les augmentations de la demande font disparaître la capacité nucléaire excédentaire. Avec nos hypothèses, en 2010, la capacité installée est proche du mix optimal¹¹³. Les courbes de screening en annexe (graphique D.4) illustrent bien l'effet des augmentations du prix du gaz sur le mix optimal, par un déplacement vers la gauche du point d'entrée des centrales au gaz¹¹⁴. Les revenus nets d'une unité de 800MW CCGT s'élèvent à 37 Millions € et donc sont toujours en dessous des coûts annuels en capital (42 Millions €). A ce point, les unités nucléaires font des profits mais les autres unités n'arrivent pas à récupérer leurs coûts fixes et enregistrent donc des pertes. Cela signifie que la capacité nucléaire est inférieure à son niveau optimal et que la somme de la capacité des autres moyens de production (CP, CCGT et de TAC) est supérieure. Si aucun investissement nucléaire n'est réalisé, les augmentations de la demande conduisent nécessairement les autres unités au seuil de rentabilité. Selon nos hypothèses cela se produit en

¹¹³ En 2005 la capacité nucléaire était déjà inférieure à la capacité optimale, mais en raison de prix du gaz "exceptionnels" pour 2005.

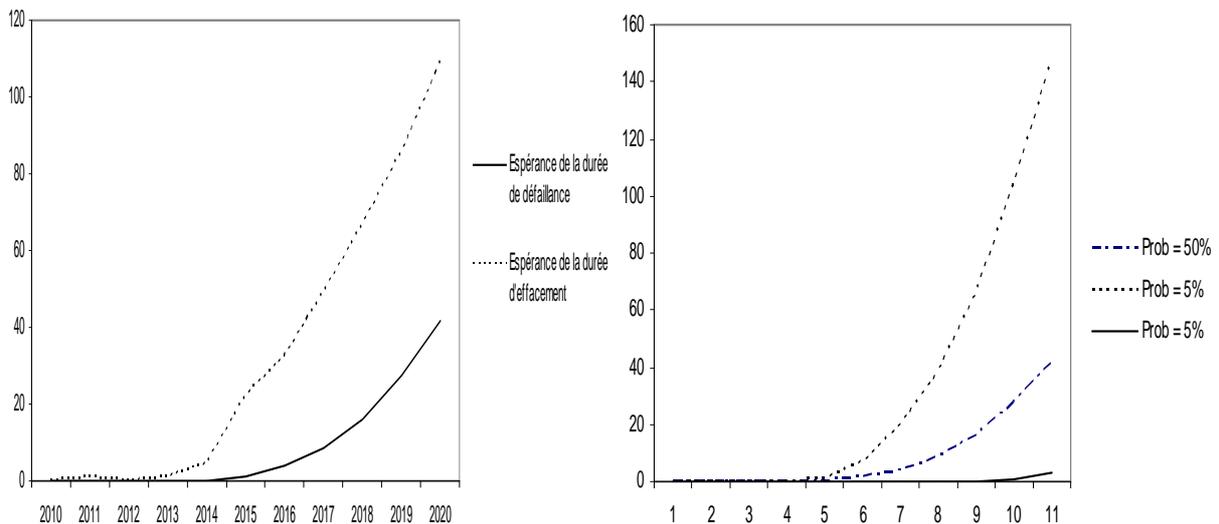
¹¹⁴ Ce n'est pas une coïncidence. Les investissements nucléaires réalisés durant les années 80 et 90 étaient basés sur des scénarios (peut être exagérément optimistes) des prix des combustibles fossiles et de la croissance de la demande d'électricité.

2013 simultanément pour les CCGT et les CP. C'est aussi le laps de temps minimum requis pour réaliser un investissement nucléaire, le délai de construction étant de six ans. Une CCGT additionnelle gagne 47 Millions d'€ sur le marché spot (les coûts fixes annuels sont de 42 Millions €) et une unité au charbon additionnelle gagne 104 Million € (les coûts fixes annuels sont de 100 Million €). Cependant, au seuil de rentabilité des centrales au gaz et au charbon plusieurs unités nucléaires sont profitables. C'est-à-dire qu'il manque déjà de la capacité nucléaire par rapport au mix optimal, comme nous pouvons le voir sur les courbes de *screening* en annexe (graphique D.4). En 2013, en espérance, les 3 heures de défaillance ne sont pas encore atteintes et donc les TAC ne sont pas encore rentables.

3.2.2.2 Paysage de défaillance

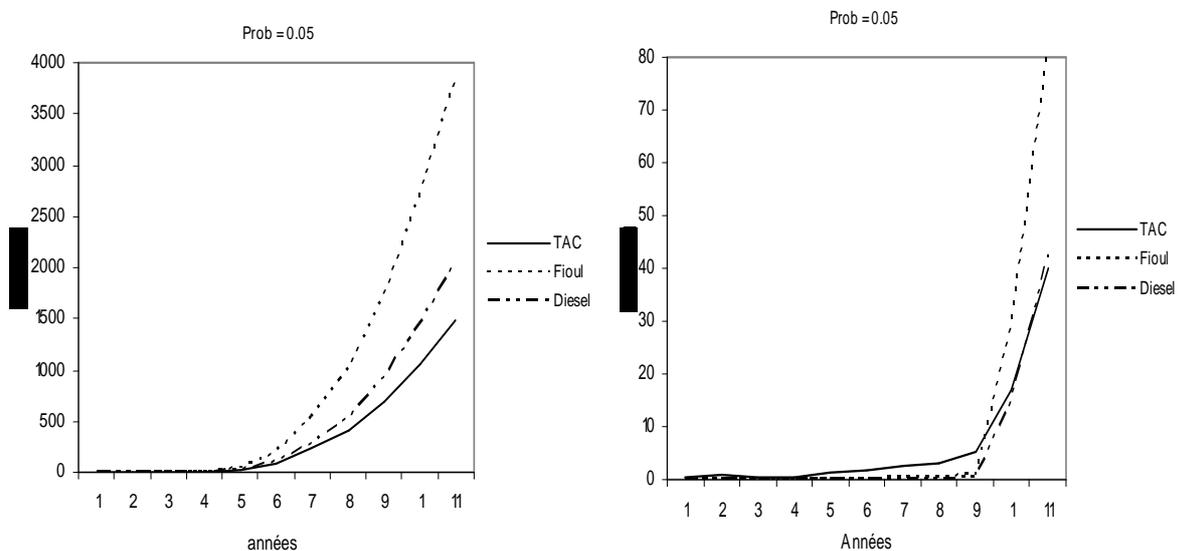
Les défaillances apparaissent à partir de 2014 dans le scénario à faible demande. Selon nos hypothèses, le critère des trois heures est dépassé en 2016, en espérance, il y a déjà 4 heures de défaillance et 32 heures d'effacements.

Graphique 3.2.4 : Espérance de la durée d'effacement et de défaillance en heures (gauche) et dans les trois scénarios (droite) (haut : Prob = 5%, bas : Prob = 5% et moyen : Prob = 50%)



Dans le modèle, nous avons supposé que lorsque la capacité disponible est épuisée (en incluant les effacements possibles) et que les défaillances apparaissent, le prix est directement établi au niveau de la VoLL. Les revenus des moyens de pointe vont dépendre du scénario de demande. Les deux scénarios extrêmes avec une probabilité de 5% permettent de mettre en évidence les écarts de profitabilité pour les moyens de pointe en fonction des variations de la demande (graphique 3.2.5). Cet exemple met en évidence un point important : si les critères de défaillance (la valeur et la durée de défaillance) ont été établis correctement il n'y a pas de raison valable de supposer qu'un marché concurrentiel conduise à un sous investissement en moyens de pointe. Quand le critère de défaillance (critère de fiabilité) est atteint, en espérance, toutes les unités incluant les TAC ont des revenus nets supérieurs à leurs coûts fixes. A ce point, le marché est extrêmement sensible (a) aux variations de la demande et (b) à l'exercice de pouvoir de marché¹¹⁵.

Graphique 3.2.5 : Revenus nets pour la capacité totale de pointe dans les deux scénarios de demande extrêmes (scénario haut à gauche et bas à droite)



(a) Comme nous pouvons le voir sur le graphique suivant, la durée de défaillance va dépendre de manière considérable de la demande et donc des températures. Un hiver rigoureux peut être suivi

¹¹⁵ Comme l'explique RTE, lorsque le critère de 3 heures par an est respecté, la répétition d'alertes peut faire apparaître un sentiment de fragilité du système. (RTE).

de plusieurs hivers doux. Même si en espérance, le critère de 3 heures/an (1 jour tous les dix ans) doit être respecté, une année de demande forte (avec 30 heures de défaillance) peut être suivie de 9 années de demande faible (sans aucune défaillance). Les revenus nets des moyens de production de pointe qui ne reçoivent de revenus que durant ces heures de défaillance (TAC) vont donc être assez variables, ce qui rend ces investissements risqués.

(b) Mis à part le risque qui est porté par les investisseurs, dans cette situation, une firme dominante pourrait avoir de fortes incitations à faire de la rétention de capacité pour augmenter les prix mais cela augmenterait l'entrée en l'absence de barrières et donc une part de marché et des revenus futurs inférieurs. Dans le modèle, comme il n'existe pas de prix intermédiaire entre la valeur de l'effacement et la valeur de la défaillance la rétention de capacité augmente le nombre d'heures de VoLL. S'il est impossible pour les investisseurs de faire la différence entre la "rareté réelle" et "la rareté artificielle" la rétention de capacité crée des incitations supplémentaires à l'entrée. Pour la firme dominante les profits supplémentaires de la rétention peuvent être très importants mais ils ne devraient être que temporaires. En 2016 avec une TAC supplémentaire la durée espérée de la défaillance est de 2.6 heures, soit juste en dessous du niveau optimal de fiabilité. Si la firme dominante retient 2 centrales au fioul, elle augmente la durée de défaillance à 6 heures.

Tableau 3.2.4 : Durée de défaillance (en espérance) pour deux années consécutives avec et sans rétention de capacité et revenus nets dans le scénario de forte demande

2016	<i>Durée espérée de défaillance</i>	<i>Revenus nets toyaux</i> <i>p=0.05</i>
0MW	4	47,576
+1*300MW TAC	2.6	42,258
+2*300MW TAC	1.6	38,467
- 2 * 250 MW Fioul	6	54,795
- 2 * 250 MW Fioul+300MW TAC	4.8	50,201
- 2 * 250 MW Fioul+2*300MW TAC	3.6	45,741
2017		
0MW	8.2	63,481
+1*300 MW TAC	6.2	42,034
+3*300 MW TAC	3.2	48,716
- 2 * 250MW Fioul + 5 * 300MW TAC	3.2	48,066

Si les investisseurs ne sont pas capables de distinguer entre la rareté réelle et la rétention de capacité, ils devraient investir suffisamment pour garder le niveau de fiabilité proche des 3

heures de défaillance en espérance. Si une rétention de capacité est exercée, les prix devraient inciter une entrée plus importante que celle qui devrait avoir lieu dans le cas contraire. Dans notre cas, 5 nouvelles TAC devraient entrer sur le marché l'année suivante au lieu de trois. Si aucun investissement n'est réalisé sur la période considérée, la capacité de production disponible devient inférieure à la demande pour 41.6 heures et des effacements de puissance sont nécessaires pendant 109 heures! Bien sûr, à ce niveau les profits pour chaque type d'unité de production y compris les TAC sont énormes ($40h * 14000\text{€}/\text{MWh} = 560,000\text{€}/\text{MW}$). Une centrale nucléaire de 1,4GW perçoit des revenus nets annuels de 1,230 Millions d'€. A ce point, dans notre modèle les CCGT reçoivent des revenus nets qui sont quatre fois supérieurs à leurs coûts fixes. La différence entre les revenus nets et les coûts fixes pour chaque moyen de production nous donne une indication du coût nécessaire au franchissement des barrières à l'entrée.

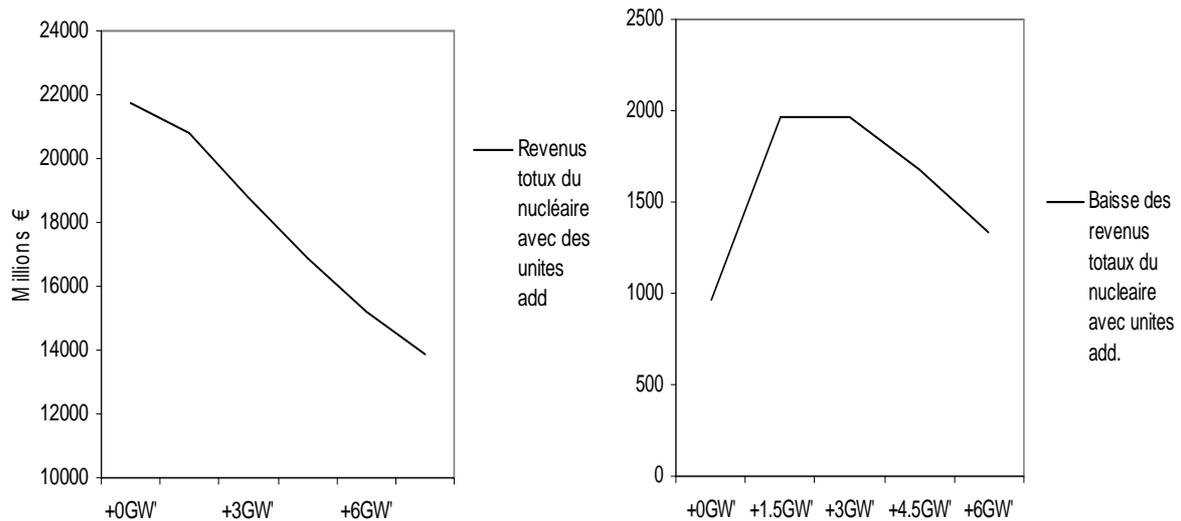
3.2.3 Barrières à l'entrée en base et firme dominante

3.2.3.1 Prix futurs et investissement

On a vu à quel point le prix dépend de la capacité des installations de base. Comme la consommation augmente, il est utile d'étudier la propension à investir en nouvelles capacités de base. Un producteur investira si cela augmente ses bénéfices (les bénéfices perçus pour le nouvel investissement mais aussi pour la totalité de sa capacité installée). Nous sommes donc conduits à étudier comment les bénéfices varient en fonction de la capacité de base. Nous supposons d'abord qu'une firme dominante possède la totalité de la capacité installée de base mais aussi qu'elle est la seule pouvoir investir dans les technologies de base. Cette hypothèse n'est pas irréaliste dans la mesure où la firme dominante possède déjà des sites disponibles qui peuvent accueillir les nouveaux investissements nucléaires. Le graphique ci-dessous montre (a) le total des revenus nets de la firme dominante en fonction de la capacité nucléaire investie (par tranches de 1,5GW) et (b) la perte de revenus induite par la construction d'une unité additionnelle. Il semble plus intéressant pour la firme dominante de ne pas investir du tout. Les revenus nets pour la capacité nucléaire totale installée (qui appartient à la firme dominante) sont supérieurs avec

l'entrée de 800MW au charbon d'un nouvel entrant qu'avec un investissement propre de 1,5GW nucléaire.

Graphique 3.2.6 : (a) Revenus nets totaux en Millions d'€ de la firme dominante avec une unité additionnelle (par tranches de 1,5GW) et (b) la perte de revenus avec une unité additionnelle.



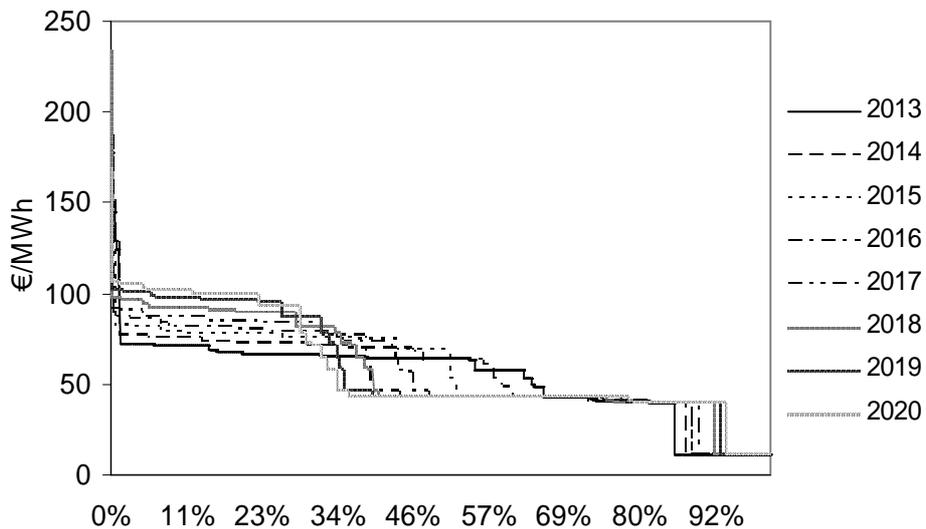
Avec nos hypothèses sur les prix des combustibles et du CO₂ (20 €/MWh), la firme dominante n'a pas d'incitations à investir même si la rétention d'investissements permet l'entrée de nouveaux concurrents et lui fait perdre des parts de marché sur le plus long terme. Si aucun investissement nucléaire n'est réalisé, les autres technologies deviennent éventuellement rentables. Dans notre cas, ce sont des unités au charbon qui entrent sur le marché (la dernière unité reçoit 108 Millions soit au niveau des coûts d'un CP et les revenus de la firme dominante sont de 20 Milliards d'€). Ceci est vrai dans la mesure où trois CP sont rentables. Si une quatrième entre sur le marché il serait plus profitable d'investir dans une centrale nucléaire et laisser seulement deux CP entrer.

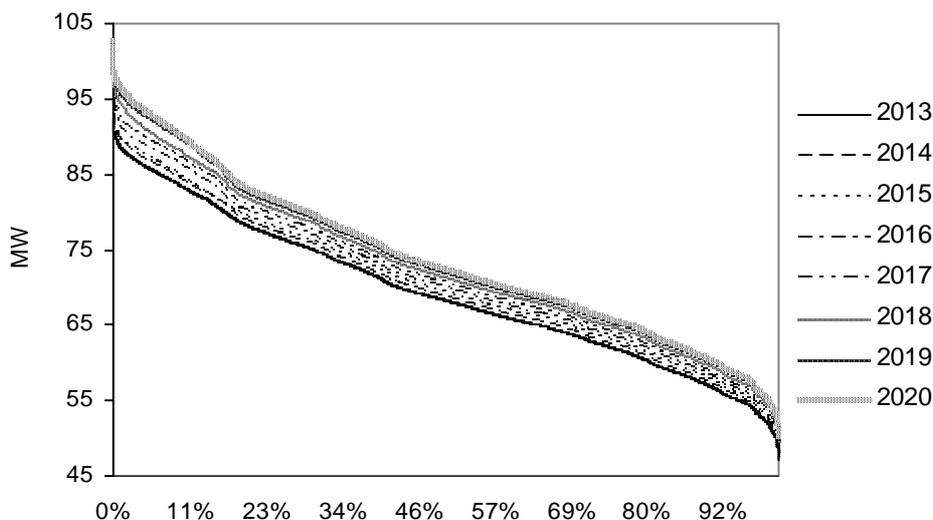
Tableau 3.2.5 : Revenus nets en 2013 avec des unités additionnelles.

(Millions €)	Sans investissement	+3,2GW charbon	+2,4GW charbon	+3GW nucléaire + 800 MW charbon	+1,5GW nucléaire + 1,6GW Charbon	+1,5GW nucléaire + 2,4GW Charbon
Revenus nets 0,8GW CP	141.65	96.28	108.46	84.15	103.57	84.57
Revenus nets 1,5GW Nucléaire	21,741	19,564	20,064	18,271	19,860	18,556

Si la firme dominante ne se soucie pas de sa part de marché et de ses profits futurs, elle investit donc le minimum nécessaire pour maximiser les profits de sa capacité installée. Si ce scénario est prolongé jusqu'en 2020, une quantité considérable d'unités au charbon CP arrivent sur le marché et la part de marché de la firme dominante passe de 85% à 75% (si ce n'est pas cette dernière qui investit dans les CP). Le prix moyen demeure au niveau du coût complet des unités au charbon (≈ 61 €/MWh for 7000 h).

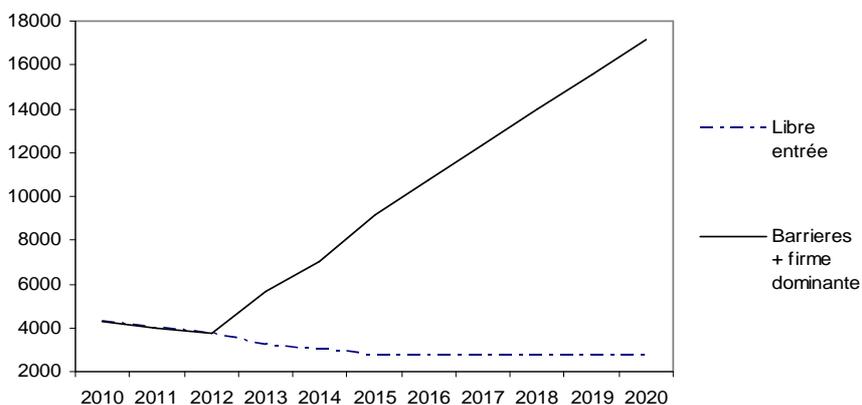
Graphique 3.2.7 : (a) Prix concurrentiels et (b) monotones de puissance de 2013 à 2020 avec barrières à l'entrée pour le nucléaire





Avec l'entrée des unités au charbon sur la période 2010-2020, la durée de marginalité du nucléaire diminue et la durée de marginalité des CP augmente. S'il n'est pas possible de construire des CP, ce sont des CCGT qui entrent sur le marché (s'il existe des barrières politiques ou réglementaires pour la construction de nouvelles centrales au charbon¹¹⁶).

Graphique 3.2.8 : Investissements d'unités au charbon CP en MW de 2010 à 2020 avec entrée libre, et avec des barrières à l'entrée pour le nucléaire



Pour la firme dominante, les incitations sont les mêmes que pour les unités au charbon mais sont encore plus faibles. La menace d'entrée n'est que très peu crédible. Il est plus profitable de laisser les CCGT entrer sur le marché que de construire des unités additionnelles pour empêcher

¹¹⁶ Par exemple si le prix du CO2 est établi à un niveau très élevé

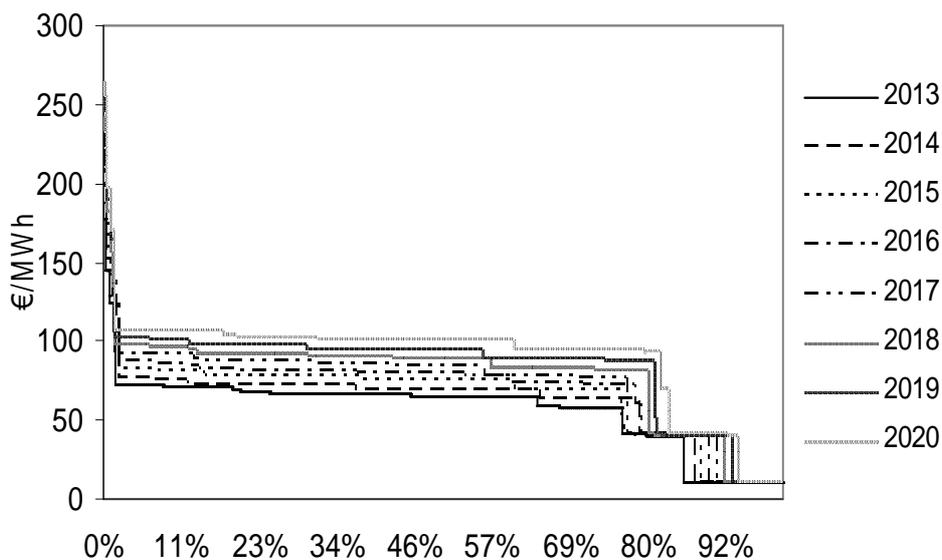
l'entrée (Si les CCGT n'étaient pas rentables en 2013, il n'y aurait aucune incitation à investir et les profits de la firme dominante seraient maximaux). Cette rétention des investissements nucléaires représente une perte de surplus pour les consommateurs et crée une distorsion importante du mix par rapport à l'optimum.

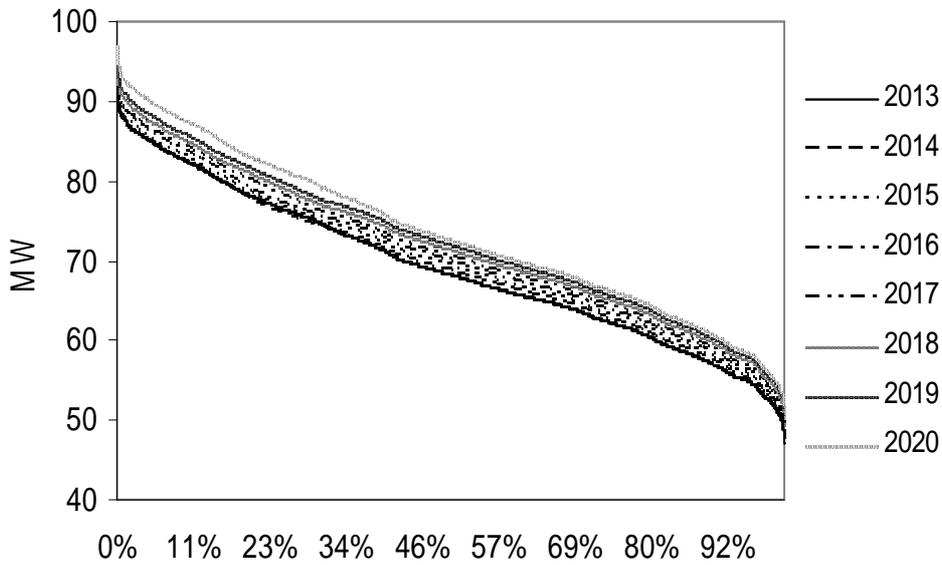
Table 3.2.6 : Revenus nets totaux pour le nucléaire avec des unités additionnelles

Million €	0MW	+ 0,8GW CCGT	+ 1,5GW Nucléaire	+1,5GW nucléaire + 0,8GW CCGT
Revenus nets nucléaire (2013)	21,741	21,399	20,772	20,483
Revenus nets nucléaire (2015)	27,216	26,512	25,658	25,206

Les revenus nets de la firme dominante sont maximisés quand les investissements en nucléaire ne sont pas réalisés. Comme nous pouvons le voir sur le graphique ci-dessus, le prix moyen des 5000 heures les plus élevées reste au niveau du coût complet des unités au gaz. Dans ce cas, le surplus des consommateurs est la plus faible (quand les unités sont offertes au coût marginal même si comme nous allons le voir par la suite cette hypothèse est peu crédible avec des barrières à l'entrée en base).

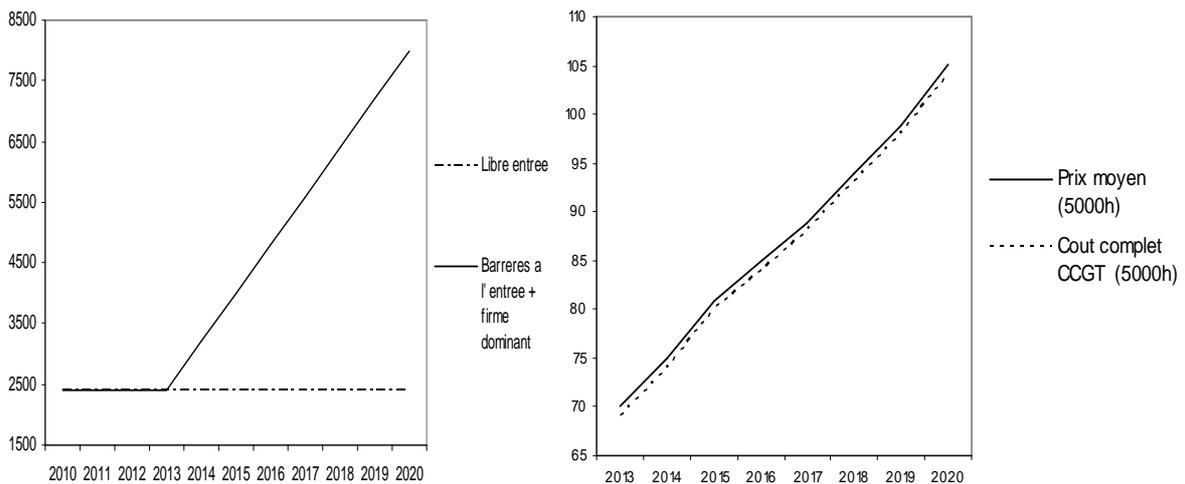
Graphique 3.2.9 : (a) Prix concurrentiels et (b) monotones de puissance de 2013 à 2020 avec barrières à l'entrée pour le nucléaire et pour les CP





Avec l'entrée des CCGT, la durée de marginalité des CCGT augmente considérablement tandis que la durée de marginalité du nucléaire et des CP diminue.

Graphique 3.2.10 : (1) Investissements CCGT en MW de 2010 à 2020 avec libre entrée, et avec des barrières à l'entrée et un marché concentré (2) comparaison entre le coût complet des CCGT en €/MWh et le prix moyen (€/MWh) pour 5000h avec barrières à l'entrée.



L'effet du pouvoir de marché sur l'investissement illustre la situation où un investisseur (la firme dominante) a un droit exclusif à investir jusqu'à l'horizon 2010-2020 dans le nucléaire et dans les

CP. Ceci bien sûr est un cas extrême puisqu'il existe un grand nombre de participants qui considèrent la décision d'investir au même moment. Cependant, une telle situation avec des droits d'investissement exclusifs peut se produire si le nombre de permis de construire est limité ou si les sites disponibles appartiennent tous à la même entreprise. Ce résultat illustre l'importance d'avoir des barrières à l'entrée faibles pour les nouveaux entrants pour éviter que les participants avec des parts de marché importantes n'investissent pas pour faire augmenter les prix. Comme nous allons le voir par la suite, plus la capacité initiale est importante, plus la propension à investir est faible. Le producteur dominant a matière à redouter l'arrivée d'un nouveau venu ou l'investissement réalisé par un producteur avec une faible part de marché car celui-ci y gagnerait beaucoup alors que lui y perdrait. Le rapport d'enquête de l'Inspection générale des Finances et du Conseil Général des Mines (2004) arrive à des conclusions assez similaires. Comme le souligne ce rapport la firme dominante a grandement intérêt à ne pas investir, mais si les nouveaux entrants ont accès à de nouveaux sites et peuvent investir, la firme dominante a plus d'incitations à vendre une partie de son propre potentiel de production pour éviter la construction de nouvelles unités.

3.2.3.2 Parts de marché

Les barrières à l'entrée maintiennent les rentes de rareté du nucléaire. Considérant la situation actuelle en France avec une part de marché de 85% pour la firme dominante EDF, si cette dernière ne réalise pas les investissements thermiques alors sa part de marché dans la production diminue de 85 à moins de 75% (entrée des CP) et 80% (entrée des CCGT).

3.2.3.3 Paysage de défaillance

Avec l'entrée additionnelle des CP ou des CCGT, même dans le scénario de faible demande il n'y a pas de défaillances. Le critère de défaillance de 3 heures par an n'est jamais atteint. Dans ce cas les TAC existantes ne parviennent pas à récupérer leurs coûts fixes. Cela signifie que la part relative des unités au gaz est trop élevée et devrait inciter certaines unités à sortir du marché (ou à ne pas être renouvelées) afin de rétablir le critère de 3 heures de défaillance par an.

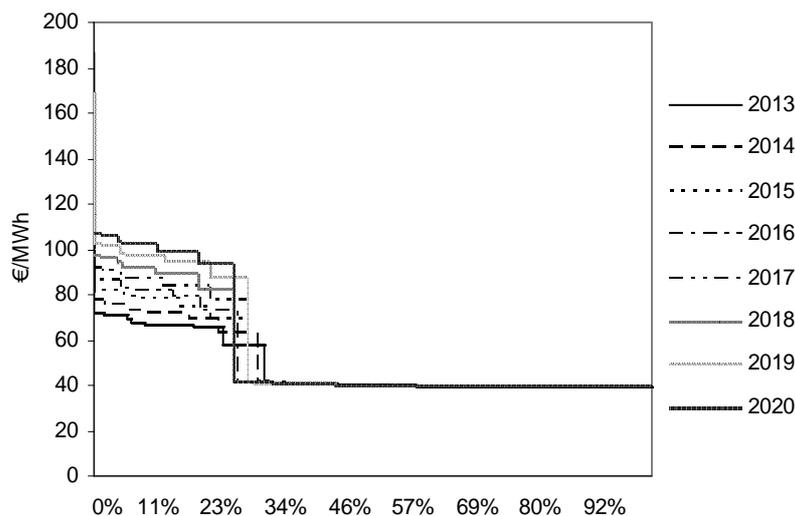
3.2.3.4 Comportements stratégiques

Nous avons supposé que la firme dominante offre ses unités au coût marginal, et donc qu'elle ne possède aucune influence sur les prix. Cependant cette hypothèse n'est pas très réaliste quand des barrières à l'entrée sont présentes en base. La firme dominante peut augmenter ses profits de court ou de long terme en offrant ses unités au-dessus mais aussi comme nous allons le voir en dessous de leur coût marginal.

a) Les offres stratégiques

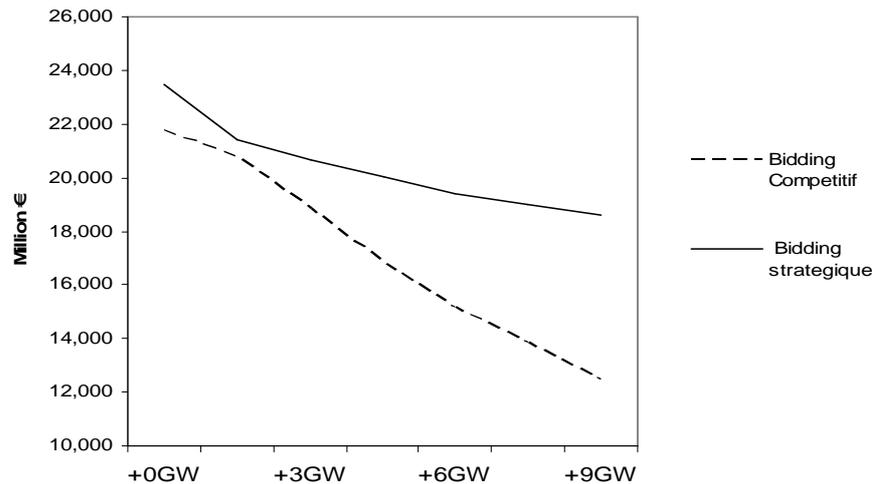
Nous avons supposé que la firme dominante offre ses unités au coût marginal, et donc qu'elle ne possède aucune influence sur les prix. Si la firme dominante offre ses unités nucléaires plus cher (au-delà du coût marginal), elle peut bénéficier d'une rente de monopole pendant les heures de marginalité nucléaire. Si par exemple une partie des unités nucléaires de la firme dominante est offerte à 1€ de moins que la prochaine technologie dans l'ordre de mérite (unités au charbon) elle profite de l'écart entre les coûts variables des deux technologies sans interférer avec l'ordre de mérite et donc sans inefficiences allocatives.

Graphique 3.2.11 : (a) Prix avec « *bidding* » stratégique des unités nucléaires
Sur 2013 à 2020



Il peut donc être profitable d'investir dans de nouvelles unités si l'entrée n'augmente pas la marginalité du nucléaire et peut permettre de limiter l'arrivée de nouveaux entrants en semi – base.

Graphique 3.2.12 : Revenus nets/unité additionnelle pour la firme dominante avec un *bidding* compétitif et stratégique



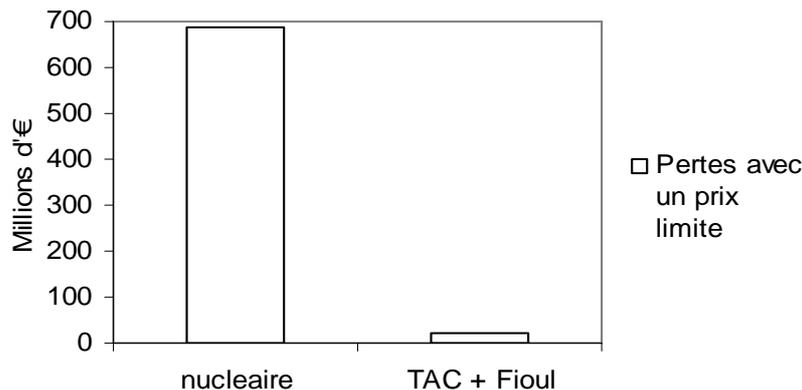
Le graphique ci-dessus montre l'impact des additions de capacité sur la profitabilité des unités nucléaires quand les unités sont offertes de manière concurrentielle et stratégique. La firme dominante ne subit pas les baisses de revenus qui sont causées par l'entrée de nouvelles unités sur le marché. La firme dominante peut donc investir, pour maintenir sa part de marché intacte, tout en gardant sa profitabilité initiale. Il existe un arbitrage entre rentes de rareté et rentes de monopole qui permet de limiter l'entrée. Bien entendu, quand les deux sont présentes, les profits sont maximaux. Cet exemple montre clairement que si la capacité nucléaire était fortement augmentée, la disparition des rentes de rareté pourrait entraîner l'apparition de rentes de monopole. Il serait alors nécessaire de faire fonctionner la concurrence pour rapprocher les prix des coûts marginaux.

b) Les offres « limite »

Il peut être profitable pour la firme en place de limiter les prix sur le marché spot afin de limiter l'entrée et de bénéficier de prix supérieurs et d'une part de marché plus importante sur le long terme. Le pouvoir de contraindre les nouveaux entrants va dépendre essentiellement de la capacité de la firme dominante à se contraindre elle-même. Par exemple, si les TAC et/ou les

unités au fioul (qui ont des coûts variables très élevés) sont offertes 1€ de plus que la centrale la moins efficiente (interne ou importations) dans l'ordre de mérite, les revenus nets des unités de semi base baissent de manière significative.

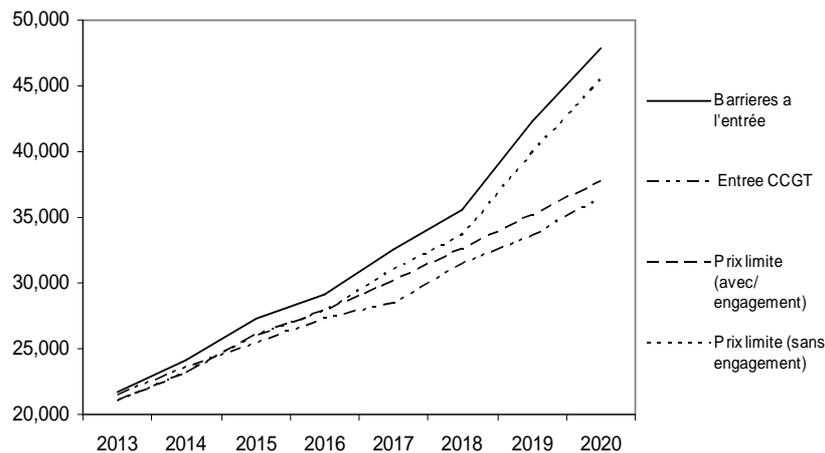
Graphique 3.2.13 : Coûts et profits d'une stratégie de prix limite (2013)



Bien sûr, la décision de la firme dominante de limiter les prix va dépendre moins des pertes sur les unités offertes en dessous de leurs coûts variables que des profits « perdus » pour les unités de base. Le graphique ci-dessous illustre ce fait en comparant les pertes pour les moyens de pointe (offerts en dessous de leurs coûts variables) et pour les unités de base. Comme le coût potentiel de cette stratégie est considérable, pour que la menace soit crédible, les nouveaux entrants doivent être convaincus que la firme dominante gagne plus à limiter les prix qu'à les laisser entrer et donc qu'elle peut renouveler cette stratégie à chaque fois que les nouveaux investissements pourraient être rentables. Pour que la firme installée décide de limiter les prix, il est nécessaire que son gain soit supérieur à ce qu'il serait si l'entrée avait lieu. Cependant, pour que la firme dominante puisse limiter les prix, il faut aussi qu'elle soit en mesure de le faire (il ne suffit pas que cela lui soit profitable). Si aucun investissement n'est réalisé, inexorablement, des défaillances surviennent avec une demande croissante. Si la valeur de la défaillance est établie par le régulateur à un niveau assez élevé la firme dominante doit s'assurer que les investissements nécessaires seront réalisés pour éviter ces situations de défaillance (ou en réactivant des unités de production en réserve). Bien sûr étant donnée la rentabilité plus faible de ces investissements, la firme dominante peut choisir de laisser ses concurrents réaliser ces investissements de pointe mais au risque de perdre sa capacité de déterminer les prix. Dans ce dernier cas, cette stratégie permet plus de retarder ou de limiter les investissements que de les

bloquer complètement. Le graphique suivant (graphique 3.2.14) montre les revenus nets de la firme dominante avec et sans engagement d'investissement.

Graphique 3.2.14 : Revenus nets pour la firme dominante avec *bidding* compétitif et *bidding* stratégique des unités nucléaires (Millions d'€)



Comme nous l'avons remarqué précédemment l'effet de l'entrée de nouvelles unités nucléaires peut être rentable si les unités sont offertes stratégiquement et permet de limiter l'entrée (même impact qu'un prix limite). Si une stratégie de limitation de l'entrée à travers les prix ou les quantités est appliquée, une firme dominante peut compenser une partie de ses pertes par les rentes de monopole. La combinaison d'une stratégie de *bidding* limite des unités de pointe (ou une entrée minimale en base) et de *bidding* stratégique des unités de base garantit à la firme dominante de maximiser ses profits de court et de long terme en minimisant l'entrée sur le marché. Le tableau ci-dessous résume les revenus nets du monopole

Tableau 3.2.7 : Revenus nets totaux du nucléaire pour la firme dominante

2013	Entrée CCGT	<i>Bidding</i> stratégique	<i>Bidding</i> compétitif	<i>Bidding</i> « limite »	<i>Bidding</i> limite+ <i>Bidding</i> stratégique
Prix moyen (€/MWh)	56,93	61.9	57.8	56.2	60.4
Revenus nets Nucléaire (Millions €)	21399	22933	20938	20168	22162

1) Quand l'entrée des CCGT se réalise et la firme dominante ne cherche pas à limiter leurs revenus (elle offre sa production de manière concurrentielle).

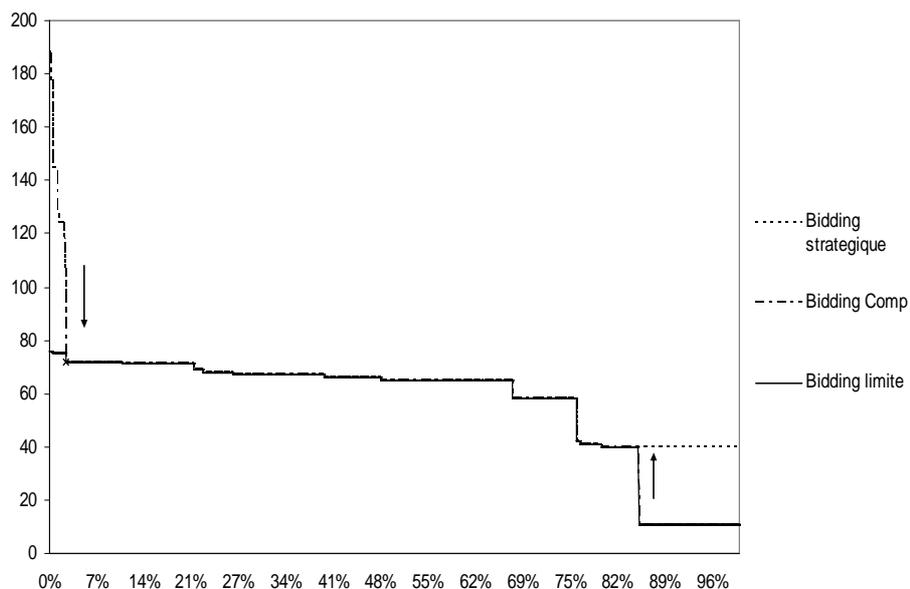
2) Quand la firme dominante offre ses unités de base stratégiquement (au coût variable des unités thermiques). C'est aussi le scénario qui permet les revenus nets les plus élevés pour la firme dominante.

3) Quand la firme dominante offre ses unités à leur coût marginal, les rentes de rareté sont présentes pour le nucléaire mais la rente de monopole est nulle.

4) Quand la firme dominante limite les prix de pointe en offrant sa capacité de pointe (TAC et Fioul) à pertes. C'est le scénario qui rapporte les revenus nets les plus faibles à la firme dominante mais qui permet d'augmenter les profits futurs. Comme nous pouvons le constater les revenus nets d'une stratégie de prix limite sont inférieurs à ceux escomptés dans le cas où l'entrée a lieu mais le rapport s'inverse très vite au fur et à mesure que la rareté augmente.

5) Quand la firme dominante limite les prix de pointe et exerce du pouvoir de marché en offrant sa capacité de base stratégiquement.

Graphique 3.2.15 : Stratégie d'offre optimale sur le court et le long terme pour la firme dominante avec barrières à l'entrée en base en 2013 (€/MWh)



3.2.4 Le pentopole

3.2.4.1 Prix futurs et investissement

Si la capacité nucléaire est divisée en cinq, et chaque firme est capable d'investir dans le nucléaire, quand les unités sont offertes de manière concurrentielle, la somme des revenus nets d'un investissement additionnel et des revenus nets de la capacité installée de chaque firme est supérieure aux revenus nets sans l'investissement. Le tableau ci dessous montre les revenus nets pour chaque firme du pentopole sans investissement, et quand la firme 5 investit dans une et deux unités de 1,5GW.

Tableau 3.2.6 : Revenus nets/firme pour une unité nucléaire additionnelle en 2013 en pentopole

Million €	Firme 1	Firme 2	Firme 3	Firme 4	Firme 5	Prix moyen
0MW	4,572	4,198	4,336	4,491	4,142	57.67
+1,5GW nucléaire	4,244	3,899	4,021	4,184	4,421	54.26
+3GW nucléaire	3,757	3,462	3,535	3,720	4,333	49.10

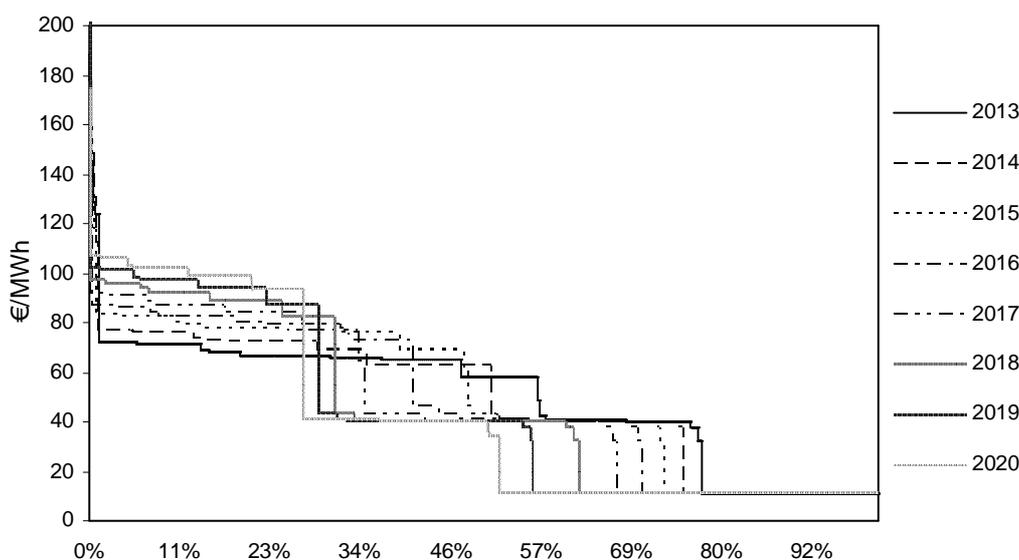
Si la firme 5 investit dans une unité additionnelle l'augmentation des revenus nets de cette unité additionnelle sont supérieurs aux revenus nets de la capacité installée totale sans l'unité additionnelle (toutes les autres unités voient leurs revenus nets baisser). Ceci est vrai dans une certaine mesure. Après la première unité, si la firme 5 investit dans une seconde unité, cette dernière fait baisser les revenus nets pour toutes les firmes (y compris celle qui investit). Dans ce cas, la menace de l'entrée par les unités au charbon devient plus pertinente (tableau 3.2.6). Avec une firme dominante, quand deux unités nucléaires sont construites, il n'y a plus d'incitations pour les unités au charbon à entrer sur le marché mais les revenus nets pour la firme dominante sont plus faibles (qu'avec une unité nucléaire et deux unités au charbon). Si la capacité nucléaire de la firme dominante est divisée en cinq parties égales, il est plus profitable pour une des firmes du pentopole d'investir dans une centrale nucléaire additionnelle et bloquer l'entrée.

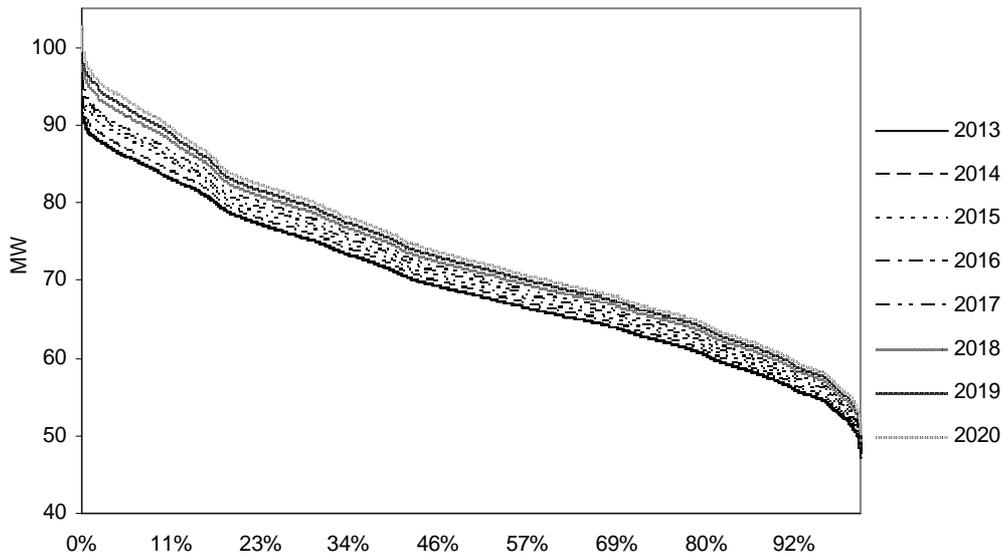
Table 3.2.7 : Revenus nets/firme pour une unité nucléaire additionnelle en 2013 en pentopole avec menace d'entrée

Millions €	Firme 1	Firme 2	Firme 3	Firme 4	Firme 5	Prix moyen
0MW	4,572	4,198	4,336	4,491	4,142	57.67
+1,5GW nucléaire	4,060	3,730	3,840	4,002	4,227	52.31
+1,6GW CP						
+3GW nucléaire	3,757	3,462	3,535	3,720	4,333	49.10
Energie totale (TWh)	94.90	86.66	90.15	94.06	101.55	-

Dans ce cas, l'effort minimal d'investissement est fourni en base afin de rendre l'entrée en semi-base non profitable. Ceci est vrai dans une certaine mesure. Si après l'entrée de la première unité nucléaire seulement une unité au charbon est profitable même dans le cas du pentopole il est mieux de ne pas construire une centrale nucléaire additionnelle afin de bénéficier de prix supérieurs (l'entrée d'une nouvelle centrale de 800MW au charbon est toujours plus rentable qu'une unité nucléaire de 1,500MW). Néanmoins, quand la base est moins concentrée le prix ne prévaut plus sur la quantité. Quand la capacité nucléaire est divisée en cinq 5, les incitations investir sont plus importantes pour les firmes qui possèdent la plus faible capacité. Le graphique suivant montre les prix avec un pentopole sur 2010-2020 :

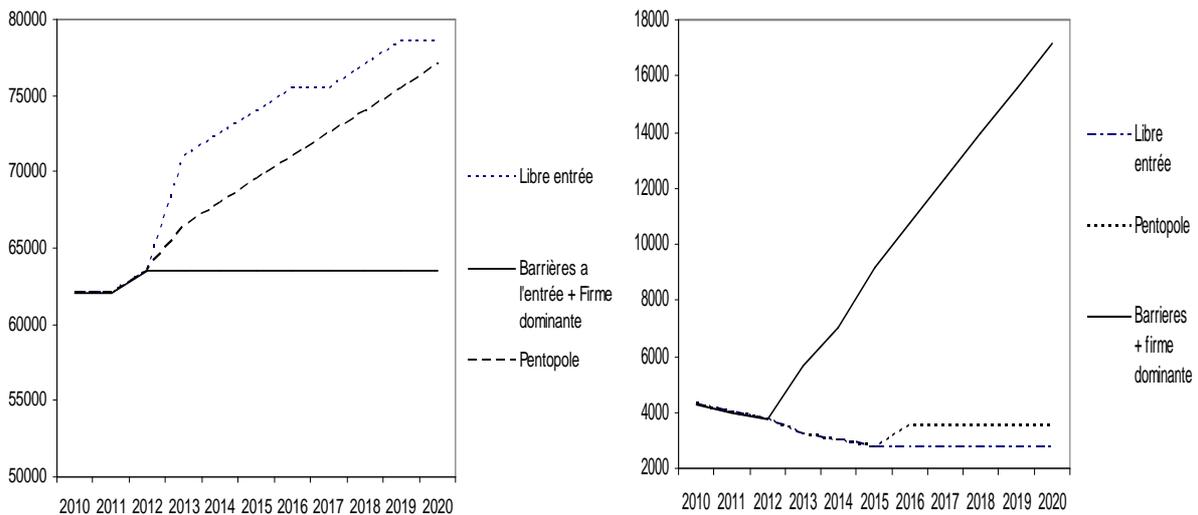
Graphique 3.2.16: (a) Prix concurrentiels et (b) monotones de puissance de 2013 à 2020 avec un pentopole





La durée de marginalité du nucléaire augmente et la durée de marginalité du thermique diminue, cependant, dans une moindre mesure que dans le cas avec libre entrée. Le graphique ci-dessous compare la capacité nucléaire et thermique installée quand l'entrée est libre, avec un monopole et avec un pentopole.

Graphique 3.2.17 : Unités additionnelles (a) nucléaires et (b) charbon en MW de 2010 à 2020 avec libre entrée, barrières à l'entrée avec firme dominante et pentopole.



Le tableau ci-dessous décrit le cas où la capacité nucléaire est divisée en parts plus ou moins égales entre deux puis trois firmes. Dans le cas du duopole nucléaire, quand la firme 2 investit

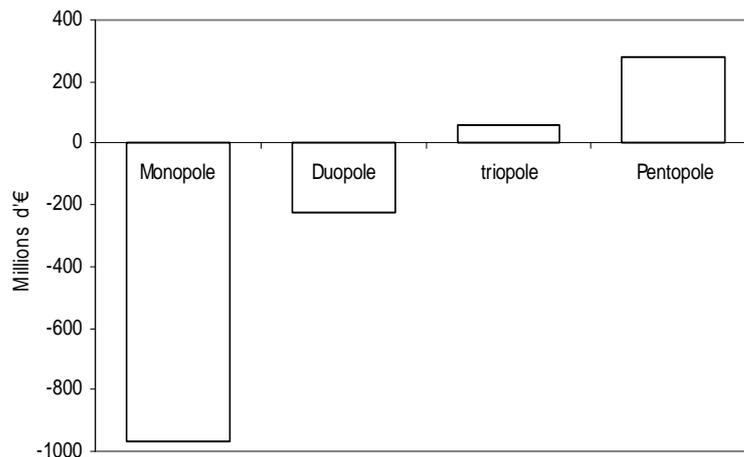
(avec la plus faible capacité et donc la plus forte incitation à investir) dans une unité supplémentaire, les deux firmes voient leurs revenus nets totaux baisser. Dans le cas du triopole nucléaire, quand la firme 2 investit dans une unité supplémentaire, seules les deux autres unités voient leurs profits baisser.

Tableau 3.2.8 : Production et revenus nets d'un duopole et d'un triopole

(Millions €)	Duopole		Triopole		
Revenus nets totaux (+0MW)	10549	11536	7495	7048	7543
Production (TWh)	218,2	229,5	155,7	141,7	150,2
Revenus nets totaux (+1,5GW nucléaire)	10368	10745	6956	7128	7030
Production (TWh)	230,9	227,3	155,7	141,7	150,2

Cet exemple met clairement en évidence le lien entre la capacité installée d'une firme et les incitations à investir. Plus la capacité initiale est importante, plus la propension à investir diminue. Dans notre exemple, un monopole et un duopole n'ont aucune incitation à investir. Le graphique suivant montre les gains/pertes que procure un investissement supplémentaire de 1,5GW nucléaire pour le monopole/oligopole.

Tableau 3.2.18 : Structure du parc de production et propension à investir



Bien entendu, la déconcentration du parc nucléaire n'est bénéfique pour les consommateurs que si les producteurs ne peuvent pas entrer en collusion implicite ou explicite entre eux. Dans ce cas la concurrence sur les quantités investies ne joue plus.

3.2.4.2 Comportements de *bidding* stratégique

Nous avons supposé que le pentopole nucléaire offrait ses unités de manière concurrentielle. Cependant, comme nous l'avons vu dans le cas de la firme dominante, le manque de concurrence en base lui permet de bénéficier d'une rente de monopole en offrant stratégiquement ses unités de production. Si l'on se place en 2020, le mix optimal comprend une capacité disponible de 75GW et donc chaque firme du pentopole dispose d'une capacité disponible de 15GW. En période de marginalité du nucléaire quand la consommation est faible (inférieure à la capacité fil de l'eau+nucléaire soit environ 50 % du temps), la demande adressée au nucléaire varie entre 45GW et 75GW; elle serait en moyenne de 60GW. En moyenne, en période de marginalité du nucléaire personne ne pourrait demander de prix supérieurs à ceux de ses concurrents. Les concurrents pourraient offrir 60GW (4*15GW), ce qui leur permettrait de satisfaire la demande totalement et aucune firme ne serait « pivot » (au sens où sa contribution serait nécessaire pour satisfaire une partie de la demande quand les capacités des concurrents sont utilisées au maximum)¹¹⁷. La division de la capacité nucléaire en cinq permet de faire disparaître presque totalement la rente de rareté comme nous l'avons vu (cf. infra) mais aussi la rente de monopole dans sa totalité (Spector montre que la séparation de EDF en trois ne fait disparaître que la moitié de la rente de monopole et une séparation en quatre les deux tiers)

3.2.4.3 Parts de marché

¹¹⁷ Spector (2006), propose de « couper EDF en trois ». Dans son exemple, chaque opérateur saurait que, même s'il était plus cher que ses deux concurrents, il pourrait vendre au moins une puissance de 11 GW, soit 46 % de sa capacité de 24 GW. En conséquence, chacun des trois opérateurs nucléaires serait en mesure d'obtenir un profit équivalent à 46 % de celui qu'obtiendrait un monopole nucléaire disposant d'une capacité de 24 GW en demandant un prix égal au prix du monopole nucléaire. Le profit total du triopole nucléaire serait donc équivalent à au moins 46 % du profit d'un monopole nucléaire ; et « couper EDF en trois » ne ferait disparaître que la moitié de la rente de monopole. Avec le même raisonnement, Spector (2006) montre qu'il faudrait partager la capacité nucléaire à égalité entre quatre opérateurs pour faire disparaître les deux tiers de la rente de monopole.

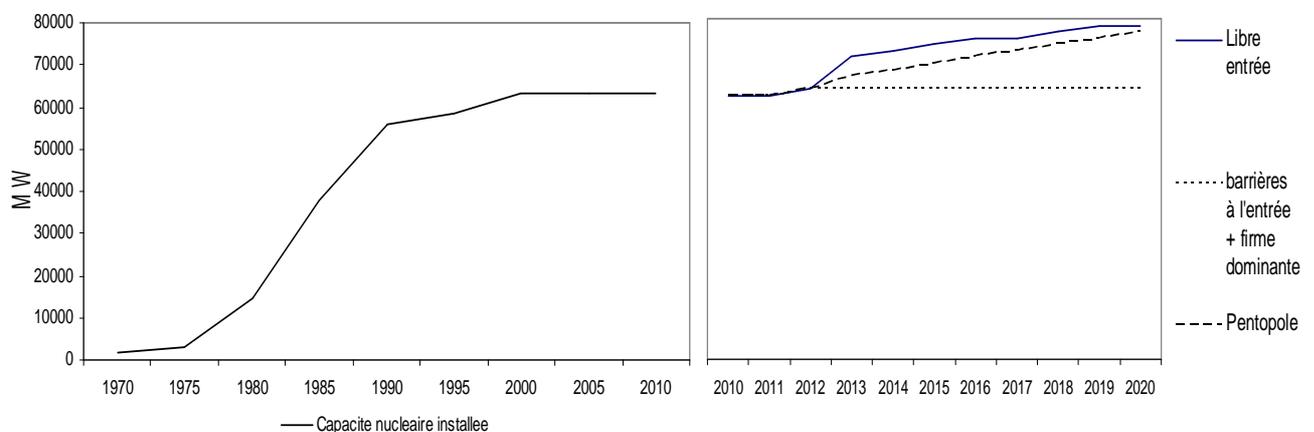
Nous partons d'une situation initiale avec des parts de marché de 15GW / firme du pentopole. Entre 2010 et 2020, les investissements qui arrivent sur le marché sont réalisés à « tour de rôle » par les cinq firmes. En effet, à partir de parts de marché égales, la firme qui dispose de la plus faible capacité a aussi la plus forte incitation à investir dans une unité nucléaire additionnelle. Ce processus permet de maintenir des parts de marché égales entre les concurrents (15%).

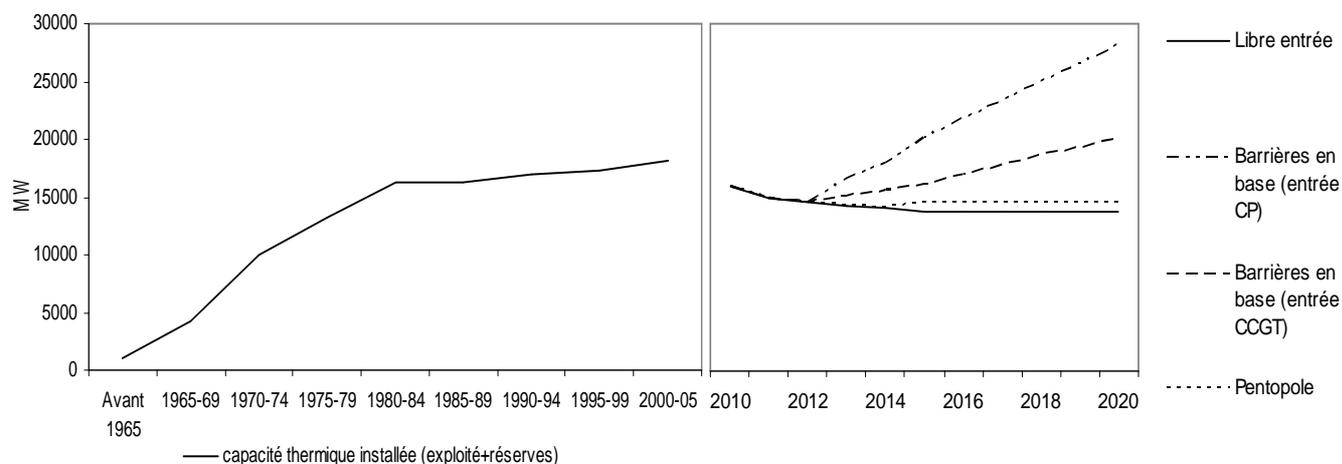
3.2.4.4 Paysage de défaillance

Avec l'entrée additionnelle des unités nucléaires, même dans le scénario de faible demande il n'y a pas de défaillances. Le critère de défaillance de 3 heures par an n'est jamais atteint dans ce cas. Les TAC existantes ne parviennent pas à récupérer leurs coûts fixes. Cela signifie que comme dans les autres cas d'entrée en base ou en semi base, la part relative des unités au gaz est trop élevée et devrait inciter certaines unités à sortir du marché (ou ne pas être renouvelées) afin de rétablir le critère de 3 heures de défaillance par an.

Afin de résumer les trois cas décrits précédemment, comparerons l'évolution de la capacité installée nucléaire et thermique sur la période considérée. Avec une entrée libre, l'investissement est cohérent avec le mix optimal. Une capacité importante de nucléaire arrive sur le marché. Cette capacité permet de saturer les interconnexions sortantes et de limiter les imports depuis les pays voisins dont les prix sont déterminés par des CCGT.

Graphique 3.2.19 : Capacité installée (a) nucléaire et (b) thermique fossile dans les trois cas :
Libre entrée, barrières à l'entrée en base et firme dominante et pentopole





Un monopole risque de ne va pas investir suffisamment afin de préserver les rentes de rareté du nucléaire, à moins d'exercer son pouvoir de monopole. Une manière de limiter les rentes futures du monopole nucléaire serait par exemple de taxer la production nucléaire. Cet effet serait renforcé si les producteurs percevaient ce montant futur comme incertain et fixé arbitrairement par l'État. Une éventuelle augmentation de la taxation des centrales nucléaires devrait donc être modérée et s'assortir de garanties pour diminuer l'incertitude sur son niveau futur.

Comme nous l'avons vu dans la partie 2, une partie considérable des consommateurs n'est pas encore éligible. Si une partie des consommateurs paie un tarif régulé et qu'il n'y a pas d'arbitrages possibles entre les deux (la part des consommateurs au tarif est fixe) il est intéressant de comparer les différentes situations décrites précédemment. Les deux tableaux ci-dessous (tableau 3.2.9) indiquent les revenus nets totaux par filière quand 100%, 40% et 0% des consommateurs sont au tarif pour les trois scénarios (libre entrée, Barrières à l'entrée et pentopole) pour 2013 et 2020.

Quand l'entrée est libre, les profits du nucléaire sont très proches avec un tarif régulé et au marché mais dans le cas du tarif tous les autres moyens de production à part l'hydro (qui a des coûts variables nuls) font des pertes (y compris les imports). Quand des barrières à l'entrée sont présentes en base, le tarif qui est plus proche des coûts de développement permet d'extraire les rentes de monopole des unités nucléaires mais crée des pertes importantes pour toutes les autres unités. Il est important de noter à ce point qu'en coexistence d'un tarif et d'un prix de marché, si des barrières sont présentes en base pour les nouveaux entrants, le tarif donne des incitations à un

monopole à investir pour augmenter la quantité nucléaire résiduelle sur le marché. Dans le cas du pentopole, la concurrence dans les investissements nucléaires va permettre à la différence entre tarif et prix de marché de diminuer considérablement sur la période.

Tableau 3.2.9 : Revenus nets annuels totaux, coûts et prix moyens (1) 2013 et (2) 2020 avec libre entrée, barrières en base et firme dominante¹¹⁸ et avec un pentopole (tarif à 40€/MWh¹¹⁹)

		2013								
(Millions d'€)		(Pentopole)			(Entrée libre)			(Barrières en base)		
		Tarif	Marché	Mixte	Tarif	Marché	Mixte	Tarif	Marché	Mixte
Nucléaire	Tarif	14,103	0	9,350	14,832	0	9,385	13,532	0	9,343
	Marché	0	18,809	6,166	0	13,841	4,958	0	20,064	6,035
Total nucléaire		14,103	18,809	15,158	14,832	13,841	14,343	13,532	20,064	15,379
Fil de l'eau + cogen		2,796	3,431	3,431	2,796	2,564	2,564	2,796	3,770	3,770
	CP	-14.42	376.54	376.54	-9.41	203	203	-122.6	757.3	757.3
	CCGT	-190.7	120.45	120.45	-9.85	52.34	52.34	-220.5	135.9	135.9
	Hydro	837.18	1,319	1,319	784.7	1,098	1,098	835.9	1,397	1,397
	TAC	-3.71	0.451	0.451	-0.187	0.049	0.049	-4.23	0.746	0.746
	Fioul	-0.255	0	0	-0.011	0	0	-0.533	0	0
	Diesel	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Imports	-537.63	136.10	136.10	-276	25.7	25.7	-563.8	148.6	148.6
	Effacements	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Revenus nets totaux		17,039	24,643	20,992	18,028	19,349	18,288	16,251	26,274	21,622
Coût total		8,310	8,310	8,310	7,067	7,067	7,067	9,172	9,172	9,172

		2020								
(Millions d'€)		(Pentopole)			(Entrée libre)			(Barrières en base)		
		Tarif	Marché	Mixte	Tarif	Marché	Mixte	Tarif	Marché	Mixte
Nucléaire	Tarif	15,684	0	9,968	16,072	0	9,972	13,624	0	9,964
	Marché	0	18,464	6,698	0	16,936	6,288	0	21,995	5,387
Total nucléaire		15,684	18,464	16,666	16,072	16,936	16,260	13,624	21,995	15,350
Fil de l'eau + cogen		2,796	2,960	2,960	2,796	2,726	2,726	2,796	4,051	4,051
	CP	-8.9	439.85	439.85	-5.46	307.85	307.85	-250.20	2,502	2,502
	CCGT	-260.35	39.81	39.81	-240.90	35.49	35.49	-279.29	40.82	40.82
	Hydro	866.27	1,381	1,381	881.67	1,265	1,265	971.49	1,637	1,637
	TAC	-0.23	0	0	0	0	0	-0.18	0	0
	Fioul	0	0	0	0	0	0	-65.74	0	0
	Diesel	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Imports	-537.82	28.93	28.93	-481.79	23.20	23.20	-560.42	23.88	23.88
	Effacements	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Revenus nets		18,539	23,314	21,516	19,022	21,294	20,618	16,236	30,250	23,605
Coût total		7,651	7,651	7,651	7,393	7,393	7,393	10,659	10,659	10,659

Le tarif et la concurrence ont les mêmes effets sur la rente du monopole nucléaire mais le tarif ne permet pas aux investissements dans les autres moyens de production (semi-base) d'être

¹¹⁸ Avec une entrée de CP

¹¹⁹ Un tarif de 40 €/MWh est utilisé

rentables si son niveau est trop bas. Si des barrières à l'entrée sont présentes, pour éviter les effets pervers sur l'investissement les autorités publiques peuvent extraire les rentes de monopole à l'aide d'un plafond sur les prix de détail mais elles doivent s'engager à l'ajuster de manière à respecter la contrainte d'équilibre budgétaire des nouveaux investissements. Cela revient à appliquer une régulation classique de type « *Rate-of-return* ». Les investissements se feront tant que leur rentabilité est suffisante. Si cet engagement n'est pas pris, les investissements ne se feront pas¹²⁰.

¹²⁰ Le président d'EDF a estimé dans une allocution auprès des parlementaires en août 2006 que le coût du nouvel EPR de Flamanville serait de 46 €/MWh. Ce chiffre est à mettre en rapport avec notre étude qui retient un coût 37€/MWh et l'étude des coûts de référence de la DGEMP (2003) qui obtenait un chiffre entre 28.4 et 37€/MWh (taux d'actualisation de 8 ou 11%). Comme nous l'avons vu, avec un coût plus élevé, les investissements nucléaires sur un marché sont moindres. Avec un tarif trop bas, ils sont nuls.

CONCLUSION

Notre recherche s'inscrit dans le cadre d'une réflexion et d'une modélisation du lien entre les prix spot et les investissements en capacité de production sur les marchés de l'électricité. Après avoir rappelé la théorie des marchés spot et ses enseignements concernant les investissements, nous avons examiné certaines limites pratiques du modèle théorique et notamment les problèmes de « signal » sur le court terme et les problèmes d'incitations qui pourraient faire dévier l'équilibre de long terme de l'optimum.

Nous avons d'abord cherché à déterminer le signal optimal d'un point de vue empirique. Les simulations des prix de marché nous ont permis de confirmer que quand le mix est optimal si les paramètres administrés de la défaillance ont été établis correctement par le régulateur (un « prix fictif » de l'électricité à un niveau suffisant pour inciter à développer les moyens nécessaires, compte tenu de la qualité du service souhaitée¹²¹) les prix permettent à tous les moyens de production de récupérer exactement leurs coûts fixes. Quand le mix n'est pas optimal, le signal doit refléter les déséquilibres du mix pour guider les décisions d'investissement de manière optimale. La comparaison du signal optimal avec le signal envoyé par les prix Powernext nous a permis de montrer que ces derniers, envoient un signal trop fort pour la base et trop faible pour la semi-base¹²².

¹²¹ Ceci signifie des niveaux de l'ordre de 14000 €/MWh, si l'on souhaite limiter à environ 3 heures tous les ans, ou une journée tous les 10 ans, la probabilité de délester des clients pour des raisons liées à l'équilibre production consommation (hors réseau). Retenir 1000 €/MWh signifierait alors que les pouvoirs publics sont prêts à assumer une qualité de service 14 fois moins bonne.

¹²² Cela tend à confirmer la vision de Green et Newbery (1992) selon laquelle la concurrence sur les marchés électriques, peut être modélisée soit comme une concurrence à la Cournot soit comme une concurrence à la Bertrand, selon le niveau de la demande.

1) Pour que la situation sur la base évolue, il faudrait que soient réunies deux conditions (IGF, 2004) : la présence de plusieurs producteurs disposant de la technologie nucléaire et une capacité totale disponible supérieure à la capacité appelée en base. Sur le marché français, compte tenu des limites de capacité des interconnexions, la deuxième condition est réalisée¹²³ mais pas la première ; sur le marché continental, la première condition est réalisée mais pas la seconde et il n'est pas envisageable que cette deuxième condition soit réalisée avant de très nombreuses années. En conséquence, les prix de base et de semi-base sur le marché français s'alignent non pas sur les coûts de production en France mais sur le marché étranger susceptible de répondre au meilleur prix à une demande française, c'est-à-dire le marché Allemand. Bien entendu, sur le court terme comme le parc nucléaire n'est pas « ajustable » même une déconcentration extrême du parc nucléaire ne permettrait pas d'augmenter la durée de marginalité du nucléaire au delà de 20%.

2) Pour que la situation sur la pointe évolue, il faudrait que le prix d'exercice des produits VPP soit variable en fonction des coûts réels des centrales que ces produits remplacent. Pour l'extrême pointe, notre analyse suggère que la capacité n'est pas encore adéquate mais que les revenus nets sont cohérents avec les déséquilibres du mix (si l'on exclut la canicule, il ne semble pas que de la rétention de capacité de pointe soit pratiquée ni qu'un problème de « *missing money* » au sens large soit présent). Les capacités de production nécessaires à la satisfaction du critère d'adéquation ne seront maintenues en service ou développées que si elles procurent des revenus suffisants aux producteurs. Des revenus nets des unités de pointe à des niveaux aussi faibles ne permettent pas de justifier de nouveaux investissements mais le risque de tensions au cours des dernières années était inférieur à celui que l'on attend dans le futur avec les augmentations de la demande de pointe et les arrêts de certains groupes thermiques au fioul. Si la demande de pointe augmente, le nombre d'heures de tensions sur les marchés devrait normalement se stabiliser autour de ce critère de défaillance si les prix montent assez haut. Cela ne veut pas dire qu'il ne peut y avoir de fortes variations d'une année à l'autre. En espérance ce critère devrait être respecté. Au vue de ces résultats, il est toujours difficile d'affirmer que le marché va permettre

¹²³ La puissance appelée en base, y compris l'exportation, est d'environ 47GW (dont 8 ou 9GW à l'export), le parc nucléaire actuel comptant 63GW nominaux.

dans le futur des prix suffisamment élevés pour rémunérer les coûts fixes des unités de pointe mais notre analyse suggère qu'il n'y a pas de raison fondamentale pour supposer que la concurrence empêche la rémunération des coûts fixes tant que le plafond sur les prix spot reste à un niveau assez élevé.

Si les marchés de l'énergie ne parviennent pas à répondre à ce critère, la mise en place d'un mécanisme qui rémunère la capacité, en complément des revenus de l'énergie, sera nécessaire. Les mécanismes de capacité ont été mis en place dans un certain nombre de pays pour maintenir une capacité de production suffisante sur le long terme. Même s'ils sont souvent considérés comme des mesures transitoires qui permettent d'effectuer le passage vers un marché concurrentiel, il se peut que ces mécanismes deviennent permanents si l'élasticité de la demande aux prix n'augmente pas. Il n'y a pas de consensus sur le mécanisme de capacité optimal. Cependant, les propositions récentes de Vasquez, Rivier et Perez-Arriaga (2003), Cramton et Stoft (2006) ont des objectifs similaires : stabiliser le signal prix, permettre une visibilité des revenus futurs sur le plus long terme tout en préservant les mécanismes de marché (qui favorisent l'efficacité) et en limitant le pouvoir de marché. En France, la dépendance aux prix spot est réduite par l'arrêté relatif à la PPI (Programmation Pluriannuelle des Investissements) de production d'électricité qui fixe les objectifs de développement en termes d'énergies primaires renouvelables ou non et de techniques de production. Un appel d'offres peut être lancé si les objectifs de la programmation pluriannuelle (adoptée par le gouvernement) ne sont pas atteints. Dans ce contexte, la PPI demeure un garde fou nécessaire si le marché n'arrive pas à fournir les incitations nécessaires pour l'investissement, mais comme le rappelle Bouttes (2005), elle pourrait laisser une place trop faible aux investissements spontanés. Si les acteurs anticipent un comportement trop prudent des autorités publiques, et des prix durablement bas sur les marchés à terme ils ne vont pas investir suffisamment. Cela peut donc poser un problème pour les moyens de production qui ne sont pas rémunérés pour leur contribution à la pointe.

Les nouveaux investissements ne se décideront pas en fonction des prix passés mais des prix futurs et donc des revenus futurs anticipés. Comme l'indique RTE, de nouvelles centrales devraient être nécessaires dans le futur. Même si nous supposons que le comportement « malthusien » du monopole est limité sur le court terme et que le signal est optimal, la

concentration extrême de la production, (qui n'est pas une condition nécessaire à l'exercice de pouvoir de marché sur le court terme), soulève certaines interrogations fondamentales sur les incitations d'investissement sur le long terme et donc sur la capacité du marché à fonctionner normalement. Nous avons donc étudié les conditions qui peuvent créer des distorsions des incitations à investir et faire dévier l'équilibre de l'optimum.

a) Quand l'entrée est libre la croissance de la demande et des prix du gaz entraîne de fortes incitations à investir en base dans le nucléaire. Les incitations données par les prix spot sont cohérentes avec un mix optimal qui prend en compte les interconnexions et les échanges avec les pays frontaliers. Dans ce cas, les rentes sont nulles.

b) Si des barrières à l'entrée ne permettent à aucun investissement de se réaliser, la croissance de la demande entraîne des profits considérables pour tous les moyens de production mais aussi une durée de défaillance très élevée en espérance. Ces profits rendent l'hypothèse de barrières totales peu crédible. Si des barrières à l'entrée sont présentes en base à cause de l'incapacité de trouver de nouveaux sites de construction, la concurrence ne permet plus de limiter ni les rentes de rareté ni les rentes de monopole. Dans ce cas, une firme dominante qui cherche à maximiser ses profits et qui possède la totalité des unités de base, n'a pas d'incitations à faire les investissements qui diminueraient les prix et donc les profits de sa capacité installée. Dans ce cas les investissements sont nécessairement des installations thermiques fossile et les prix de l'électricité vont être très sensibles aux variations des prix des combustibles fossiles. Si aucun pays ne décide de s'appuyer sur un mix utilisant le nucléaire et donc si le prix des marchés de l'électricité est fait par les centrales à gaz et au charbon, apparaît une situation non soutenable avec des rentes de rareté inacceptables en faveur des producteurs nucléaires. L'effet de long terme des décisions d'investissement stratégiques induites par la présence de barrières à l'entrée sur des marchés concentrés peut voir des effets néfastes sur le surplus des consommateurs même si aucun pouvoir de marché n'est exercé sur le court terme et que les unités sont offertes de manière concurrentielle (à noter que dans ce cas le calcul de HHI semble pertinent). Si les investissements sont réalisés, pour éviter de céder des parts de marché aux concurrents, une firme dominante qui dispose de la totalité de la capacité en base peut offrir ses unités stratégiquement et bénéficier d'une rente de monopole durable. Cela nous montre clairement que même si les capacités

nucléaires augmentent et que la rente de rareté disparaît, se pose le problème de la rente du monopole.

c) Ces résultats illustrent la nécessité de limiter les barrières pour les nouveaux entrants. Si ces barrières ne peuvent être levées, notre analyse suggère que la séparation de la capacité nucléaire en cinq permet de faire disparaître presque totalement la rente de rareté mais aussi la rente de monopole. La déconcentration paraît donc être le seul remède qui puisse éliminer les rentes sans créer des distorsions importantes par rapport à l'équilibre marginaliste. Si les investissements se font normalement, il serait inefficace de restituer les rentes de rareté (le signal prix) aux consommateurs au moyen d'une régulation des prix. À court terme, l'efficacité économique est mieux servie par la concurrence que la régulation des prix, car les prix sont basés sur les coûts marginaux. Si des barrières à l'entrée sont présentes et qu'une déconcentration considérable n'est pas envisageable, pour éviter les effets pervers sur l'investissement, les autorités publiques peuvent extraire les rentes de monopole à l'aide d'un plafond sur les prix de détail mais elles doivent s'engager à l'ajuster de manière à respecter la contrainte d'équilibre budgétaire des nouveaux investissements. Une autre manière de limiter la perte de surplus pour les consommateurs en cas de barrières importantes et de comportements stratégiques est de leur permettre une plus grande élasticité par rapport au niveau des prix de long terme. Ce dernier point est aussi une des limites importantes de cette étude qui ne prend pas en compte les effets de substitution possibles dans le futur en cas de prix trop élevés. À terme, c'est pourtant l'un des gros avantages du marché qui stimule l'efficacité énergétique et les innovations technologiques. De plus, afin d'obtenir davantage de visibilité et de transparence des échanges, on pourrait permettre des contrats à moyen ou long terme entre producteurs et consommateurs et favoriser l'émergence de marchés à des termes supérieurs aux durées de construction des centrales (entre 2 et 6 ans).

REFERENCES

REFERENCES

AIE (2006), World Energy Outlook, OCDE

Baumol, Panzar et Willig (1982), Contestable markets and the theory of industry structure, New York, Harcourt Publisher

Bellman, R (1957), Dynamic Programming; Princeton University Press, Princeton, New Jersey, 1957

Bergougnoux, J Careme, F, Mosconi, J-J (1986), "Tarification et financement: quelques approches dans le cas d'Electricité de France", Cahiers de l'ISMEA

Bergougnoux, J (1987), « Les leçons de l'expérience du financement du programme électronucléaire français », Chapitre 8 dans Terny, G et Prud'homme, R, le financement des équipements publics de demain.

Bohn, E.R Caramanis, M.C Schweppe, F.C Tabors, R.D (1988), Spot Pricing of Electricity, Kluwer Academic Publishers

Bohn, E.R Caramanis, M.C Schweppe, F.C et Tabors, R.D (1982), "Optimal spot Pricing: Practice and Theory" *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 102 (9) 3234-3245.

Boiteux M., (1960) "Peak-Load Pricing", *The Journal of Business*, Vol. 33, No.2, pp. 157-179.

Borenstein, S (2004), "The Long-Run Effects of Real-Time Electricity Pricing" CSEM Working Paper 133, University of California Energy Institute

Borenstein, S, Bushnell, J et Knittel, C.R. (1999). "Market Power in Electricity Markets: Beyond Concentration Measures", *Energy Journal*, 20(4)

Borenstein, S (2002) "The Trouble with Electricity Markets: Understanding California's Restructuring Disaster," *Journal of Economic Perspectives*, 16(Winter 2002)

Borenstein, S, Bushnell, J et Wolak,F (2002) "Measuring Market Inefficiencies in California's Restructured Wholesale Electricity Market" , *American Economic Review*, 92.

Botterud, A (2003) "Long-Term Planning in Restructured Power Systems Dynamic Modelling of Investments in New Power Generation under Uncertainty" PhD Dissertation, Norwegian University of Science and Technology

Bouttes, J-P (2005) « Sécurité d'approvisionnement et investissements dans l'électricité Intervention au Séminaire CFE-IFE « Marchés de l'énergie et investissement : de l'économique au politique », Paris, 13 janvier 2005

Bouttes, J-P, Leban, R., Trochet J-M., (2001), « La crise du marché de l'électricité californien mise en perspective » *Revue de l'Energie* n.526, p.250-257

Bushnell, J (2004), "California's Electricity Crisis: a market apart?" *Energy Policy*, Vol. 32: 1045-1052.

Caramanis, M.C (1982), "Investment Decisions and Long Term Planning under Electricity Spot Pricing", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 101 (12): 4640-4648.

Caramanis, M.C (1982), "Investment Decisions and Long Term Planning under Electricity Spot Pricing", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 101 (12): 4640-4648.

Carere, E, Fox-Penner, P, Lapuerta, C, et Moselle, B, (2001), "The California Crisis and its lessons for the EU", Londres, The Brattle Group.

Chevalier, J-M (2006), *Illusions sur l'énergie*, Les Echos

Chevalier J-M., Rapin D., (2004), “Les réformes des industries électrique et gazière en Europe”, Institut de l’entreprise.

Chevalier J.M. (2003), « La difficile question du financement du nucléaire », Mines Revue des Ingénieurs, Janvier – février

Commission Européenne (2004), “Quarterly Review of European Electricity Prices”, DG Energy et Transport

CRE (2005), « Rapport annuel : la régulation du marché de l’électricité », Commission de Régulation de l’Energie, Départements des marchés, Paris

CRE (2006), « Observatoire des marchés de l’électricité et du gaz », Commission de Régulation de l’Energie, Départements des marchés, Paris

Cramton, P et Stoft, S (2006), “The Convergence of Market Design for Adequate Generating Capacity”, White paper for the Electricity Oversight Board

Cramton, P et Stoft, S (2006), “The Uniform-Price Auctions in Electricity Markets”, Working Paper

Crew M, Fernando C. et Kleindorfer, P, “The Theory of Peak-Load Pricing: A Survey”, *Journal of Regulatory Economics*, Vol.8, pp. 215-248, 1995.

Culioli, J. C. (1994) Introduction à l’optimisation, Ellipses, Paris,.

Deng, S. et Oren, S (2006) “Electricity Derivatives and Risk Management”, *Energy* Vol 31 pp. 940-953

De Vries, L.J., et Hakvoort, R.A., (2004) « The Question of Generation Adequacy in Liberalized Electricity Markets” Working paper

DGEMP, (2003), « Programmation pluriannuelle des investissements de production électrique », Rapport au Parlement, Ministère de l'économie des finances et de l'industrie

DGEMP, (2003), « Coûts de référence de la production électrique », Ministère de l'Economie des Finances et de l'Industrie

FERC, (2003), "Fact-Finding Investigation into possible Manipulation of Electric and Natural Gas Prices", Docket No, PA02-2-001

Finon, D (2006), "Incentives to invest in liberalised electricity industries in the North and South, Differences in the need for suitable institutional arrangements", *Energy Policy*, Vol.

Finon. D. et Pignon, V, (2006), "Electricité et sécurité de fourniture de long terme. L recherche d'instruments règlementaires respectueux du marché électrique ", *Revue ISMEA*, n.10.

Finon, D (2004), « Les corrections des déficiences des incitations à l'investissement dans les industries électriques libéralisées » Document de travail CIRED.

Ford, A (1999), "Cycles in competitive electricity markets: a simulation study of the western united states" *Energy Policy* (27): 637-658.

Ford, A (2001), "Waiting for the Boom: a simulation study of power plant construction in California" *Energy Policy* (29): 847-869

Glachant, J-M et Finon, D, (2005), "A Competitive Fringe in the Shadow of a State Monopoly", *The Energy Journal*, Special issue on European Electricity Liberalization

Growe-Kuska, N, Kiwiel, K, Nowak, M, Romish, W et Wegner, I (2001), "Power Management in a Hydro-Thermal System Under Uncertainty by Lagrangian Relaxation", Humboldt university, Berlin

Hirst, E et Hadley, S, (1999), "Generation Adequacy: Who Decides" *The Electricity Journal* 12(8): 11-21

Hobbs B, Iñón et Kahal, M (2001a), « Issues concerning ICAP and alternative approaches for power capacity markets » Proceedings of the Market Design 2001 Conference, Stockholm 7 et 8 juin 2001-18

Hobbs B, Iñón, J et Stoft, S (2001b) "Installed Capacity requirements and Price Caps: Oil on the Water or Fuel on the Fire" *The Electricity Journal* 14 (6):23-34

Hunt, S (2002), Making competition work in electricity, John Wiley & Sons

Hunt, S et Shuttleworth, G (1996), Competition and choice in electricity, John Wiley & Sons.

Inspection Générale des Finances et Conseil Général des Mines (2004), « Rapport d'enquête sur les prix de l'électricité »

Jaffe A.B et Felder F.A, (1996), "Should Electricity Markets Have a Capacity Requirement. If So How should it Be Priced" *The Electricity Journal* 9, (10): 52-60

Joskow, P L, et Tirole, J, (2004), "Reliability and Competitive Electricity Markets", NBER Working Paper No. W10472

Joskow, P et Kahn, E, (2002), "A Quantitative Analysis of Pricing Behavior in California's Wholesale Market During Summer 2000" *The Energy Journal* 23 (4): 1-35.

Joskow, P (2006), "Competitive electricity Markets and Investments in New Generating Capacity" MIT working Paper

Klemperer P.D, et Meyer M.A, (1989) “Supply Function Equilibria in Oligopoly under Uncertainty”, *Econometrica*, 57(6), pp. 1243-1277.

Lescoeur, B et Penz. P (1999), « La problématique du financement des investissements électronucléaires » *Revue d'économie financière* 51, Le financement des infrastructures 167-182

Littlechild, S.C (2003), "Wholesale spot price pass-through." *Journal of Regulatory Economics*, 23(1): 61-91

Neuhoff, K, et De Vries, L.J, (2004), “Insufficient Incentives for Investment in Electricity Generation”, CMI Working Paper.

Newberry, D et Green, R, (1992), “Competition in the British Electricity Spot Market”, *Journal of Political Economy*, 100, 929-953

NERC (2003), “Generating Availability report”, GADS

Oren, S, (2000), "Capacity Payments and Supply Adequacy in Competitive Electricity Markets" VII Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning, Curitiba, Brazil, May 21-26,

Oren S (2005), “Generation Adequacy via Call Option Obligations: Safe Passage to the Promised Land”, *Electricity Journal*, November,

Pereira, M, Campodominico, N et Kelman, R (1999), “Application of Stochastic Dual DP and Extensions to Hydrothermal Scheduling” PSRI Technical report“

PJM (2005), “State of the Market report” Market Monitoring Unit

Rapin, D et Vassilopoulos, P, (2004) “Ouverture a la concurrence du secteur électrique en Europe: ce qui va évoluer” ACCOMEX, N°58.

Rapin, D et Vassilopoulos, P, (2006) “La coexistence entre tarifs réglementés et prix de marché dans le secteur électrique français” *Revue de l'énergie*, N°574.

Rau, N (2003), *Optimization Principles: Practical Applications to the Operation and Markets of the Electric Power Industry*, Wiley Interscience IEEE press

Rivier, C, Vasquez, C et Perez-Arriaga, I, (2006), “A regulatory instrument to enhance security of supply in the Spanish wholesale electricity market”, *Proceedings IAEE Conference*, Potsdam

RTE (2005), « Bilan prévisionnel de l'équilibre offre demande d'électricité en France », *Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité*

Roques, F., Newbery D., Nuttall W.J., et De Neufville R., (2005), « L'énergie nucléaire comme couverture face aux risques de prix du gaz et du carbone », *Revue de l'Energie*, n°568, novembre - décembre 2005, p.273-391.

Roques, F, Newbery, D.M, et Nuttall, W.J, (2005) “Investment Incentives and Electricity Market Design: the British Experience” *Review of Network Economics*, Vol.4, Issue 2

Schwartz, H.G et Lang, C (2006), “The Rise in German Wholesale Electricity Prices: Fundamental Factors, Exercise of Market Power, or both? IWE Working Paper Nr. 02 2006

Shuttleworth, G (1997), «Getting Markets to Clear. Letter to the Editor», *The Electricity Journal* 10, (3):2.

Spector, D (2006), “Electricité: Faut-il désespérer du marché » CEPREMAP, Editions rue d'ULM

Stoft, S (2002), *Power System Economics: Designing Markets for Electricity*, IEEE Press

Staropoli, C (2001), « Conception de marchés efficaces pour les secteurs déréglementés : le cas des marchés de gros de l'électricité », Thèse de doctorat en Sciences Economiques, Université Paris I, Panthéon- Sorbonne.

Taylor, T., Schwarz, P.M. et Cochell, JE (2005) "24/7 Hourly Response to Electricity Real-Time Pricing with up to Eight Summers of Experience," *Journal of Regulatory Economics* 27(9): 235-262.

Vasquez, C, Perez-Arriaga, I et Rivier, C (2001), « A Market Approach to long term Security of Supply », IAEE Transactions on Power Systems, Vol. 25, n.2

Vickerey, W (1971), "Responsive Pricing of Public Utility Services" *RAND Journal of Economics*, Volume 2, No1, PP. 337-346

Von der Fehr, N-H, et Harbord, D (1998), "Competition in Electricity Markets: Economic Theory and International Experience" University of Oslo, Department of Economics

Wolak, F. (2004): "Market Design and Price Behavior in Restructured Electricity Markets; An International Comparison" POWER Working paper.

Wolfram, C (1999), « Measuring Duopoly Power in the British Electricity Spot market » *American Economic Review*, Vol. 89

Wood, A et Wollenberg, B (1984), *Power Generation, Operation and control*, John Wiley and Sons, New York

ANNEXES

ANNEXE A : LE MODELE ET LES DONNEES

A.1 LE DISPATCHING:

Le « dispatching » économique consiste à trouver les quantités offertes par chaque producteur afin de satisfaire la demande en minimisant le coût total de production. La solution consiste à empiler les offres des producteurs par ordre de coûts croissants jusqu'à ce que la totalité de la demande soit satisfaite. En supposant que les fonctions de coût sont des fonctions quadratiques : $f(p_i) = a + b \cdot p_i + c \cdot p_i^2$, où p_i représente les quantités produites et a, b et c sont des constantes, le coût total est la fonction objectif à minimiser sous les contraintes :

$$\text{Min} \sum_{i=1}^n f(p_i)$$

$$\text{s.c} \sum_{i=1}^n p_i = L$$

Et

$$p_i^{\min} \leq p_i \leq p_i^{\max}$$

Avec L qui représente la demande et P_i^{\min} et P_i^{\max} qui représentent la production minimum et maximum de l'unité de production i. On peut résoudre cette optimisation à l'aide des conditions de Kuhn – Tucker. On transforme les inégalités en égalités :

$$p_i^{\min} \leq p_i \leq p_i^{\max}$$

Peut s'écrire :

$$-p_i \leq p_i^{\min}$$

et

$$p_i \leq p_i^{\max}$$

qui peuvent être converties en deux égalités :

$$p_i^{\min} - p_i + y_i^2 = 0 \text{ et } p_i - p_i^{\max} + x_i^2 = 0$$

On peut écrire le lagrangien Λ comme la somme de la fonction objectif et des contraintes :

$$\Lambda = \sum_{i=1}^n f(p_i) + \lambda(L - \sum_{i=1}^n p_i) + \sum_{i=1}^n \beta_i^{\min} (p_i^{\min} - p_i + y_i^2) + \sum_{i=1}^n \beta_i^{\max} (p_i - p_i^{\max} + x_i^2)$$

Les variables λ , β_i^{\min} et β_i^{\max} sont les multiplicateurs de Lagrange associés à la contrainte de demande totale et de production minimum et maximum respectivement et sont aussi appelées les variables duales. Les conditions de Kuhn – Tucker nécessitent que le gradient du Lagrangien soit nul. Pour satisfaire cette équation, il faut résoudre :

$$z = [p_1, \dots, p_n, y_1, \dots, y_n, x_1, \dots, x_n, \lambda, \beta_1^{\min}, \dots, \beta_n^{\min}, \beta_1^{\max}, \dots, \beta_n^{\max}]^T$$

Le multiplicateur de Lagrange λ associé à la contrainte d'égalité offre – demande est appelé le « *system lambda* ». Il correspond au coût pour fournir le prochain incrément d'énergie et représente donc le prix du système. Ceci signifie que toutes les unités vont fonctionner de sorte que leurs coûts incrémentaux soient égaux au lambda du système (dans le cas où il n'y a pas de contraintes de transmission). Les unités qui ont un coût incrémental inférieur au « *system lambda* » seront à leur production maximale.

Les variables $\beta_1^{\min}, \dots, \beta_n^{\min}, \beta_1^{\max}, \dots, \beta_n^{\max}$ représentent les multiplicateurs de Lagrange des contraintes sur la capacité maximale et minimale de chaque unité de production. Elles indiquent le taux de variation de la fonction objectif pour une variation de la production maximum ou minimum d'une unité de production (la valeur marginale des contraintes respectives). Le multiplicateur de Lagrange λ de la contrainte d'égalité entre offre et demande nous indique, le prix instantané du prochain incrément de charge.

A.2 LES DONNEES

1) Les moyens de production centralisée

Tableau A.2.1: Unités de production en France en 2003

Filière	Capacité (MW)	<i>Installations Exploitées</i>		<i>Installations en reserve</i>	
		Nombre d'unités	Puissance installée	Nombre d'unités	Puissance cumulée
Nucléaire	1450	4	5800	0	0
	1300	20	26000	0	0
	900	34	30600	0	0
Charbon	250 (CP)	17	4250	6	1500
	600 (CP)	5	3000	1	500
	LFC	2	350	0	0
CCGT	800	1	800	0	0
	250	4	1000	6	1500
Fioul	600	2	1200	3	1800
	700	2	1400	2	1400
TAC		8	850	0	0

Source: DGEMP (2003)

2) Les moyens de production décentralisée

Tableau A.2.2: Les moyens de production décentralisés en France

<i>Type</i>	<i>Nombre d'unités</i>	<i>Puissance cumulée (MW)</i>
Moteurs Diesel	800	1080
Biogaz	9	8.3
Gaz industriel	36	800
Cogénération (charbon)*	56	350
Cogénération (fioul)**	76	420
Cogénération (gaz naturel)	671	4218

*Age moyen de 24 ans

**Age moyen de 32 ans

Tableau A.2.3: heures d'indisponibilités fortuites et nombre d'occurrences

<i>CP</i>		1999	2000	2001	2002	2003	1999-2003
Toutes puissances	Heures d'indisponibilité (h)	360.11	336.22	343.93	379.87	364.53	356.98
	Nombre d'occurrences	9.36	8.87	8.46	8.82	8.49	8.81
400-600MW	Heures d'indisponibilité (h)	432.05	336.93	446.98	431.42	415.38	411.26
	Nombre d'occurrences	11.00	9.87	10.54	11.14	10.88	10.68
600-800	Heures d'indisponibilité (h)	384.25	398.56	424.73	393.36	341.22	388.38
	Nombre d'occurrences	10.71	10.37	10.39	10.56	9.17	10.25
<hr/>							
<i>Fioul</i>		1999	2000	2001	2002	2003	1999-2003
Toutes puissances	Heures d'indisponibilité (h)	276.41	257.59	173.76	172.24	238.12	224.99
	Nombre d'occurrences	5.92	5.78	4.76	3.78	5.05	5.09
400-600MW	Heures d'indisponibilité (h)	162.93	470.80	213.58	234.93	210.84	251.86
	Nombre d'occurrences	7.68	9.72	8.11	7.20	7.20	8.04
600-800MW	Heures d'indisponibilité (h)	436.33	280.67	166.35	151.71	400.29	287.43
	Nombre d'occurrences	14.11	11.22	7.82	5.17	10.50	9.76
<hr/>							
<i>CCGT</i>		1999	2000	2001	2002	2003	1999-2003
Toutes puissances	Heures d'indisponibilité (h)	288.97	228.64	190.06	180.14	183.73	209.28
	Nombre d'occurrences	9.64	9.41	10.47	10.96	9.28	9.96
<hr/>							
<i>Nucléaire PWR</i>		1999	2000	2001	2002	2003	1999-2003
Toutes puissances	Heures d'indisponibilité (h)	399.79	307.29	231.23	215.81	379.48	308.14
	Nombre d'occurrences	1.47	1.38	1.53	1.40	1.81	1.52
800-1000MW	Heures d'indisponibilité (h)	214.40	111.57	293.43	363.09	559.95	304.70
	Nombre d'occurrences	1.96	1.26	1.78	1.00	1.68	1.54
1000 MW et +	Heures d'indisponibilité (h)	647.60	516.72	231.61	150.42	343.87	380.70
	Nombre d'occurrences	1.29	1.38	1.51	1.94	2.16	1.65
<hr/>							
<i>TAC</i>		1999	2000	2001	2002	2003	1999-2003
Toutes puissances	Heures d'indisponibilité (h)	292.69	242.20	232.12	165.69	190.00	222.21
	Nombre d'occurrences	3.75	4.24	3.36	2.50	2.36	3.19
50 MW et +	Heures d'indisponibilité (h)	276.49	302.41	266.08	166.47	144.96	223.73
	Nombre d'occurrences	4.39	6.14	4.71	3.33	2.95	4.19
<hr/>							
<i>Diesel plants</i>		1999	2000	2001	2002	2003	1999-2003
Toutes puissances	Heures d'indisponibilité (h)	430.96	267.46	501.78	113.81	143.55	284.72
	Nombre d'occurrences	2.93	1.26	1.43	1.27	1.24	1.66

Source: NERC GADS (2003)

a) Les coûts fixes

Tableau A.2.4 : Hypothèses MIT, Chicago et DIDEME sur les coûts du nucléaire

	<i>MIT</i>	<i>University of Chicago</i>	<i>Coûts de référence</i>	<i>Hypothèse retenue</i>
Puissance nette (MW)	1000	1000	1590	1500
Coût de construction	2000 \$/kW	1200 \$/kW 1500 \$/kW 1800 \$/kW	1043 €/kW*	
Facteur de capacité (%)	85	85	90	90
Durée de vie (ans)	40	40	60	40
Durée de construction	5	7	1ère 67 mois série 57 mois	6
Coût de démantèlement (millions \$)	350	350	249 €/kW**	250 €/kW
Coûts fixes O&M (\$/kW/an)	63	60	50.9 €01/kW	50 €/kW
Coûts variables O&M	0.47 \$/MWh + 1% /an	0.44 \$/MWh	0.76 €01/MWh	0.5 €/MWh
Dettes/Capitaux propres(%)	50	50		50
Coût des capitaux propres (%)	15	15	5%; 8%; 11%	5%, 8%; 11%
Taux d'inflation (%)	3	3	Inflation France	2%
Taux d'intérêt (%)	8	10	8	8
Dépréciation (ans)	15	15	15	15
Taxes (%)	38	38	25%***	
Coût des déchets (\$/MWh)	1	1	1 M€ - 36 M€	1

Source: MIT (2005), University of Chicago (2005), DIDEME (2003)

* En €2001 pour 10 unités. Ce coût correspond au coût de construction. Le coût d'investissement comprend aussi 135 €/kW de frais de maîtrise d'œuvre, 380 €/kW d'intérêts intercalaires, 74 €/kW de frais de préexploitation, et 30 €/kW de frais d'aléas sur planning et 1.2 €/kW de coût de démantèlement (actualisation à 8%).(Coûts de Référence (2003))

** 15% du coût complet d'exploitation

*** taxe professionnelle, (taux moyen normatif) + autres taxes (2.85 €/kW/an)

Selon l'étude de la DIDEME, pour une tranche moyenne construite dans le cadre d'un programme de 10 tranches, le coût de construction est estimé à 1 043 €/kW. Selon l'étude du MIT, les coûts de construction sont de 2000 \$/kW mais en incluant 10% d'aléa sur planning pour les premières 4 unités. Cependant, ce coût passe à 1535 \$/kW en 2010. L'Université de Chicago

prend une hypothèse médiane à 1500 \$/kW, une hypothèse haute à 1800 \$/kW et une hypothèse basse à 1200 \$/kW. L'étude de la DGEMP retient une durée de vie de 60 ans pour l'EPR alors que pour les centrales existantes, une durée de vie de 40 ans en moyenne est retenue. Le MIT et l'Université de Chicago retiennent des durées de vie de 40 ans. Les Coûts de Référence retiennent une durée de construction d'un premier réacteur de l'ordre de 57 mois entre le premier béton et la mise en service industrielle, les tranches suivantes devant pouvoir être construites plus rapidement. Une durée de construction de la tête de série de 67 mois est retenue, ainsi qu'une durée de 57 mois pour les tranches suivantes. L'étude du MIT retient une durée de construction de 5 ans alors que l'étude de l'Université de Chicago retient une durée plus prudente de 7 ans. Dans l'étude de la DIDEME, les frais de maîtrise d'oeuvre sont évalués pour l'ensemble d'un palier, puis répartis sur le nombre de tranches considérées. Pour un programme de 10 tranches, les coûts de référence retiennent une valeur de 135 €/kW, soit 13 % du coût de construction. Les frais de pré-exploitation, qui recouvrent notamment les coûts de fonctionnement pendant la période de qualification précédant la mise en service, sont estimés à 74 €/kW. Les intérêts intercalaires représentent 380 €/kW pour un palier de 10 tranches, (taux d'actualisation de 8%). Les coûts de référence retiennent un aléa sur le planning de 5 % de l'ensemble des frais de maîtrise d'oeuvre, des intérêts intercalaires et des frais de pré-exploitation. Le démantèlement est estimé à 15% du coût complet d'investissement, soit 249 €/kW avec un taux d'actualisation de 8%. Cette estimation est issue d'études conduites sur une centrale existante comprenant 4 tranches de 900 MW. Elle est ventilée puis incorporée au coût d'investissement après actualisation à la date de la mise en service. Dans ces conditions, le coût du démantèlement est pris en compte dans le coût d'investissement à hauteur de 1,2 €/kW (resp. 6,5 €/kW / 0,2 €/kW) pour un taux d'actualisation à 8% (resp. 5% / 11%) et une durée de vie de 60 ans. Le MIT et l'Université de Chicago prennent un coût de démantèlement de 350 Millions de \$ (17.5% du coût de construction).

Tableau A.2.5 : Décomposition du coût d'investissement d'un palier EPR en fonction du taux d'actualisation

€/kW	Actu. 3%	Actu. 5%	Actu. 8%	Actu. 11%
Coûts de construction	1043	1043	1043	1043
Frais de maîtrise d'œuvre	134.9	134.9	134.9	134.9
Intérêts intercalaires	122	215.7	379.9	579
Frais de pré-exploitation	74	74.3	74.3	74.3
Aléas sur planning	17	21.2	29.5	39.4
Démantèlement	22.4	6.5	1.2	0.2
Investissement total	1413	1496	1663	1871

Source : DIDEME, Coûts de Référence (2003)

Le passage à l'EPR procure une économie d'échelle qui a été prise en compte dans l'étude des Coûts de référence, et aboutit à des dépenses d'exploitation de 29,2 €/kW (coûts fixes) + 0,61 €/MWh (coûts variables), hors taxes mais y compris les coûts d'assurance réévalués plus haut auxquelles il faut ajouter 5,9€/kW de charges centrales d'exploitation et 15,8€/kW de taxes. Cette estimation intègre de la maintenance exceptionnelle. Les taxes et redevances sont estimées à 15,8 €/kW/an, soit 2 €/MWh pour un fonctionnement en base. Les frais généraux sont estimés à 0,75 €/MWh. Au total les coûts sont donc de la forme 50,9 €/kW + 0,61 €/MWh pour un fonctionnement en base. Y sont ajoutés, dans le cas du nucléaire, les frais de R&D non inclus dans les coûts d'exploitation, à hauteur de 0,6 €/MWh. Ces frais correspondent à la R&D supportée par le producteur, la R&D publique étant prise en compte parmi les externalités (avec le coût d'un éventuel accident pour la partie non supportée par l'exploitant et le coût des accidents du travail). Sous un angle privé, il n'est pas nécessaire de tenir compte de ces externalités, sauf si l'État venait à les couvrir par le biais d'une taxe. Enfin, un coût de post-exploitation de 150 €/kW sur trois ans est pris en compte (Coûts de Référence). Les intérêts intercalaires sont destinés à rendre compte des surcoûts engendrés par la nécessité de consentir les dépenses d'investissement avant la mise en service industrielle des moyens.

Tableau A.2.6 : Les moyens de production thermiques à flamme

	<i>CCGT</i>	<i>CP</i>	<i>Charbon (LFC)</i>	<i>TAC</i>	<i>TAC fioul</i>
Puissance nette (MW)	800	800	400/600	300/5003	300
Durée de vie (ans)	25	35	35/35	25	25
Côût de construction (€/kW)	453	1100	1130/1050	295/250	295
Coût fixes d'O&M (€/kW)	10	301	392	8	8
Coûts variables d'O&M (€/MWh)	2	2.3	1.8	2.8-104	2.3 – 165

Source : DGEMP, Coûts de Référence (2003)

- 1) En 2007 et 26 €/kW + 2,3 €/MWh en 2015
- 2) Pour 1€ = 1\$
- 2) 30 et 1.6 pour la variante de 600 MW en 2007 et à 26 €/kW + 1,6 €/MWh en 2015
- 3) Mise en service en 2015
- 4) 2,8 €/MWh pour des fonctionnement en semi-base et 10 €/MWh pour une durée d'appel de 250 heures
- 5) 2,3 €/MWh pour des fonctionnement en semi-base et 16 €/MWh pour une durée d'appel de 100 heures

b) Cycle combiné au gaz

Selon les Coûts de Référence de la DIDEME (2003), l'installation de référence considérée pour 2007 a une puissance nette de 800 MW qui tient compte d'une diminution moyenne de 3 % de la puissance sur la durée de vie de l'installation par rapport à ses caractéristiques nominales. La durée de vie des cycles combinés actuels est de l'ordre de 25 ans. Le coût de construction est estimé à 453 \$/kW (supposé stable jusqu'en 2015). Les dépenses directes d'exploitation sont évaluées à 10 €/kW + 2 €/MWh en 2007. Les frais fixes correspondent aux coûts du personnel tandis que les frais proportionnels couvrent les activités de maintenance sous-traitées et les consommables (Coûts de Référence 2003).

c) Centrales au charbon pulvérisé

Selon les Coûts de Référence (2003), pour une mise en service en 2007, la centrale considérée est une installation de deux fois 800 MW. La durée de vie des installations est fixée à 35 ans. Des

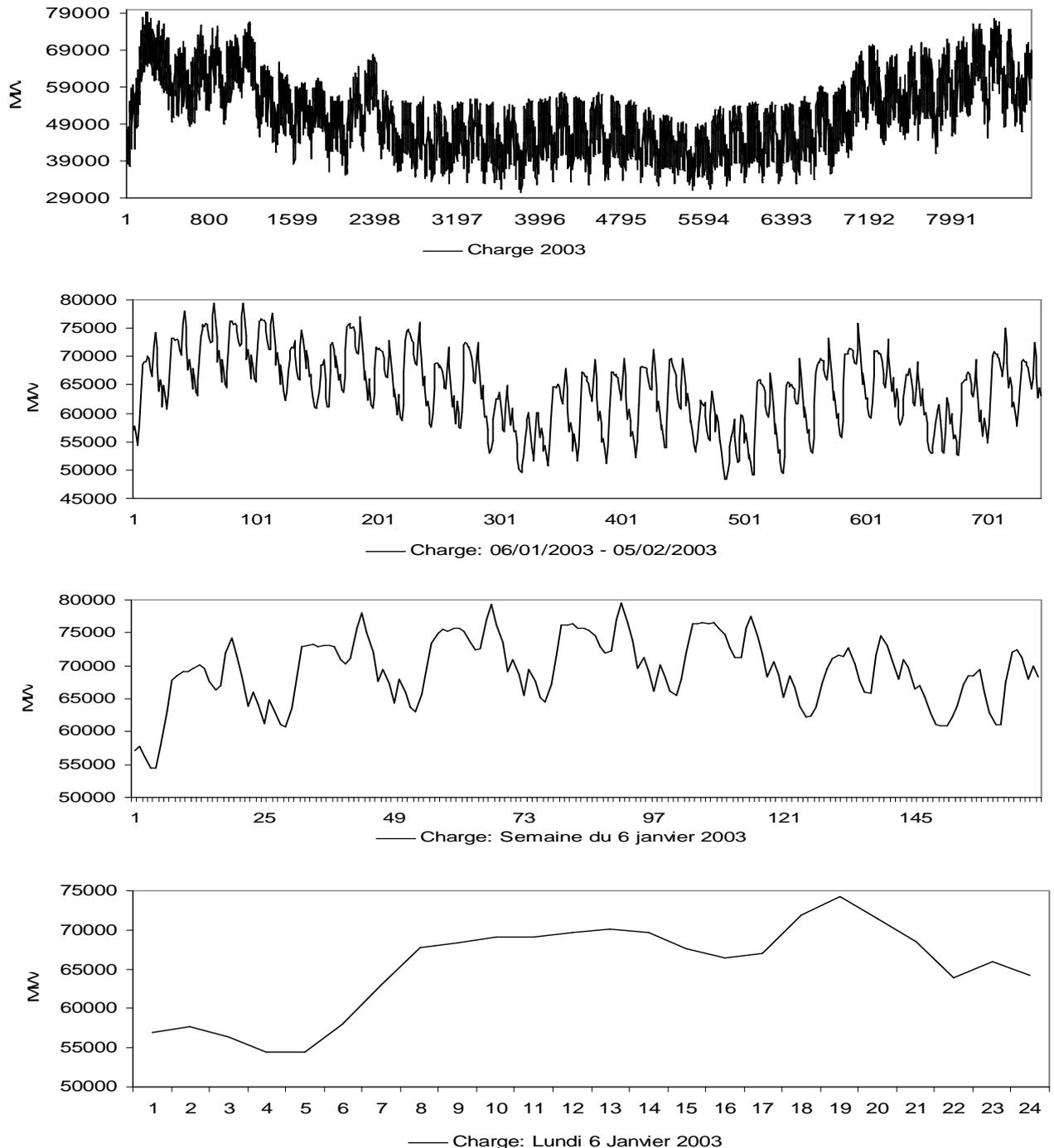
installations datant du début des années 1960 sont encore en service en France, bien qu'elles ne fonctionnent plus en base depuis l'introduction de centrales nucléaires dans le parc. Le coût de construction est estimé à 1100 €/kW, y compris 5% d'aléas, pour les centrales au charbon pulvérisé mises en service en 2007 et 2015. Les dépenses directes d'exploitation ont été évaluées à 30 €/kW + 2,3 €/MWh en 2007, et à 26 €/kW + 2,3 €/MWh en 2015. Les dépenses proportionnelles comprennent notamment les coûts du calcaire et de l'ammoniac nécessaires pour les installations de dépollution, ainsi qu'un coût modeste d'évacuation des cendres, supposées valorisables. L'impact des variations de température sur les moyens au charbon ne permet pas de les arrêter et de les redémarrer tous les jours en fonction des besoins. Une exploitation classique correspond à un démarrage le lundi matin et à un arrêt le vendredi, la puissance étant maintenue au minimum pendant les creux de nuit.

e) Turbines à combustion (TAC) au gaz

L'installation considérée par la DIDEME (2003) pour 2007 est constituée d'une paire de turbines à combustion en cycle simple d'une puissance totale de 300 MW. Compte tenu des possibilités de démarrage pour répondre à des besoins réseau ou pour pallier à la défaillance d'autres moyens de production, la puissance nominale n'est pas augmentée pour tenir compte de l'accroissement de puissance des TAC en période froide ; a contrario, aucune perte de puissance due à l'usure n'est retenue. L'installation considérée pour 2015 présente une PCN de 500 MW. On retient, pour toutes les turbines à combustion, étudiées, une durée de vie de 25 ans. Pour une installation mise en service en 2007, le coût de construction est estimé à 295 €/kW. Ce coût élaboré dans les mêmes conditions que celui des cycles combinés comprend les turbines, le génie civil et les équipements associés, et le raccordement aux réseaux d'électricité et de gaz. Il passe à 250 €/kW pour une mise en service en 2015. Les coûts fixes d'exploitation sont évalués à 8 €/kW. Les coûts variables pris en compte varient entre 2,8 €/MWh pour des fonctionnements en semi-base et 10 €/MWh pour une durée d'appel de 250 heures ; ils ont été évalués à partir du nombre de démarrages retenus pour chaque durée d'appel, aussi cette estimation est fragile. Environ 5 €/kW de taxes doivent être ajoutés à ces coûts (5,6 €/kW en 2007, 4,8 €/kW en 2015, et pour les variantes 6,3 €/kW en 2007 et 5,6 €/kW en 2015).

ANNEXE B : MODELISATION DE LA DEMANDE

Graphique B.1 : Variations saisonnières, mensuelles, hebdomadaires et journalières (2003)

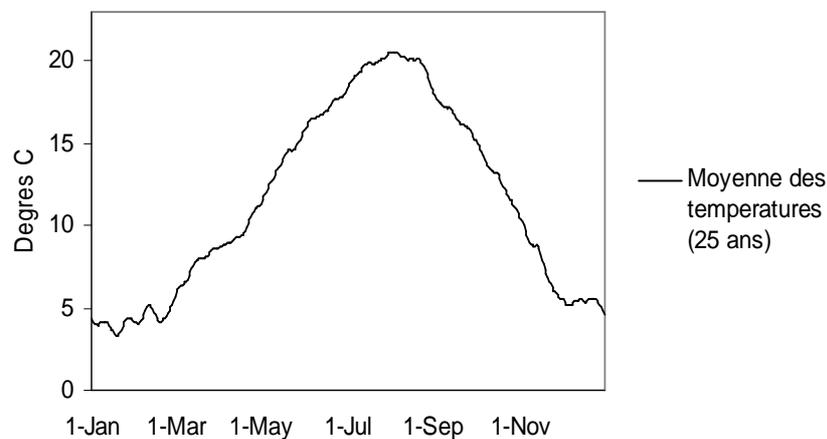


Source : RTE

B.1) Modélisation de la demande à court terme

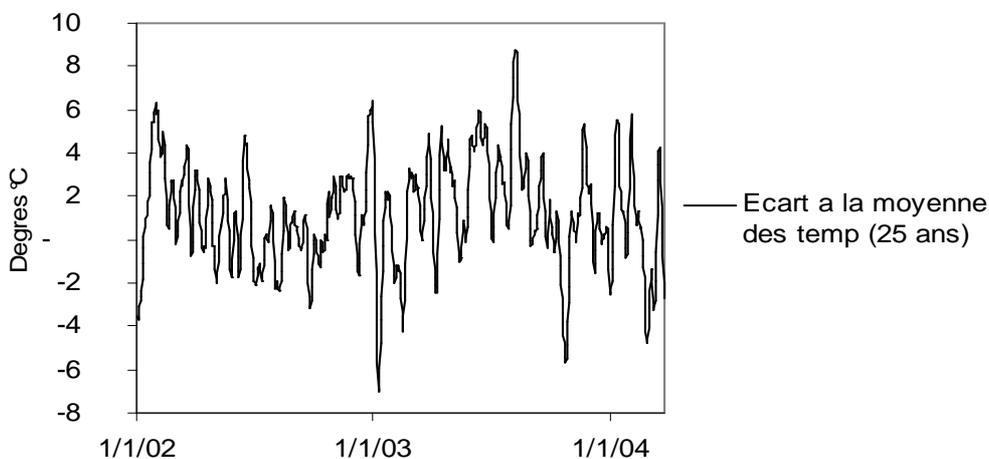
A partir d'une analyse des séries temporelles de la charge, on peut procéder une décomposition de la demande en fonction de la tendance, des variations saisonnières, des variations de la température et des variations irrégulières. La tendance des données historiques de la demande peut être calculée à l'aide de la méthode des moindres carrés. Une fois la tendance retirée des données historiques, il est possible de mettre en évidence les variations saisonnières. On peut ainsi définir des indices saisonniers pour chaque période (i.e chaque semaine). Par exemple, on peut utiliser la méthode du pourcentage moyen qui implique que les données pour chaque période soient représentées en terme de pourcentage par rapport à la moyenne annuelle. La moyenne de ces pourcentages par période pour différentes années nous indique l'indice saisonnier. Nous allons ensuite retirer l'effet des variations des températures à l'aide d'une régression de la demande sur l'écart des températures à la moyenne de 30 ans. Cette régression nous indique le gradient des températures pour chaque heure. C'est-à-dire la variation de la demande pour une variation de la température de 1 degré Celsius par rapport à la moyenne.

Graphique B.2: La moyenne sur 25 ans des températures



Source : LIFFE *Weather*

Graphique B.3 : Ecart des températures (en °C) à la moyenne des 25 dernières années



Source : Liffe *Weather*

Tableau B.1 : Gradient des Températures (β_1) pour les 24 heures de la journée
(2003)

Heure	β_0	β_1	Heure	β_0	β_1
01 :00	50192.28	-1552.4	13:00	59089.06	-1466.36
02 :00	50658.63	-1705.79	14 :00	57761.32	-1449.39
03 :00	48763.89	-1726.53	15:00	55994.12	-1333.34
04 :00	46719.64	-1678.83	16:00	54554.64	-1298.83
05 :00	46354.98	-1653.15	17:00	53871.23	-1331.34
06 :00	48346.31	-1737.54	18:00	55418.3	-1579.86
07 :00	52165.45	-1904.05	19:00	58376.98	-1906.73
08 :00	55705.08	-1934.13	20:00	57673.1	-1860.36
09 :00	57546.48	-1822.34	21:00	55909.12	-1704.46
10 :00	58655.41	-1714.61	22:00	53409.96	-1389.15
11:00	58764.53	-1604.87	23:00	55306.98	-1340.51
12 :00	58903.51	-1533.29	24 :00	53491.43	-1395.35

B.1.1 Le modèle ARMA

Une partie de la demande, peut être considérée comme incertaine et peut être modélisée par un processus ARMA. Les modèles ARMA sont caractérisés par des équations de différence linéaire d'ordre fini avec des coefficients constants. Le processus $\{X_t\}$ est appelé ARMA(p,q) si il est stationnaire et si : $X_t - \phi_1 X_{t-1} - \dots - \phi_p X_{t-p} = Z_t + \theta_1 Z_{t-1} + \dots + \theta_q Z_{t-q}$ pour tout t avec $(\phi_k)_{k=1}^p$ et $(\theta_l)_{l=1}^q$ qui sont des coefficients réels et $\{Z_t\}_{t \in \mathbb{Z}}$ qui est un processus de bruit blanc (WN) de moyenne 0 et de variance σ^2 . En utilisant l'opérateur retard B défini comme $B^l X_t = X_{t-l}$ et les équations ARMA peuvent s'écrire : $\phi(B)X_t = \theta(B)Z_t$ avec $\{Z_t\} \sim \text{WN}(0, \sigma^2)$. Si la série originale différenciée $\{Y_t = (1 - B^S)X_t\}$ est un processus ARMA(p,q) alors le modèle pour la série originale $\{X_t\}$ est $\phi(B)(1 - B^S)X_t = \theta(B)Z_t$ et $\{X_t\}$ appartient à la classe de processus de moyennes mobiles autorégressifs intégrés (SARIMA) si $\{Y_t\}$ est causal. Les processus SARIMA sont définis de la manière suivante : le processus $\{X_t\}$ est un processus SARIMA (p,d,q) \times (P,D,Q)_S d'ordre d'intégration d et de période S si le processus différencié $Y_t = (1 - B^d)(1 - B^S)^D X_t$ est le processus ARMA causal (Kiwiel, K et cie (2001)).

$$\phi(B)\varphi(B^S)Y_t = \theta(B)\Theta(B^S)Z_t \quad \{Z_t\} \sim \text{WN}(0, \sigma^2)$$

Avec $\varphi(z)_t = 1 - \dots - \phi_P z^P$ et $\Theta(z) = 1 + \dots + \Theta_Q z^Q$

B.1.2 Modélisation de l'heure 10

Une fois la demande a été corrigée de la tendance, des variations saisonnières et de la température nous allons utiliser la méthode ARMA (*Auto Regressive Moving Average*) pour modéliser les résidus. Afin d'éviter la modélisation du profil inter journalier de la consommation, nous allons estimer chaque heure individuellement. L'exemple qui suit montre la modélisation de

l'heure 10. L'estimation du modèle final pour l'heure 10 de 2003 filtrée par les différences saisonnières d'ordre 7 montre que tous les coefficients du modèle sont significativement différents de 0. Le corrélogramme qui décrit les fonctions d'autocorrélation et de corrélation partielle du résidu nous indique qu'il s'agit d'un bruit blanc : la probabilité critique de la statistique Q est toujours supérieure à 0.05 et tous les termes du corrélogramme sont dans l'intervalle de confiance.

Tableau B.2: Résultats de la spécification ARMA saisonniers (pour l'heure10)

Variable	Coefficient	Ecart type	t-Statistique	Probabilité
AR(1)	0.621943	0.028207	22.04899	0.0000
MA(7)	-0.931698	0.000201	-4646.345	0.0000
R^2	0.647060	Moyenne var dépendante		-62.65589
R^2 Ajusté	0.646066	S.D. dependent var		5044.437
S.E of regression	3001.056	Akaike info critère		18.85690
Somme résidus carré	3.20E+09	Schwarz critère		18.87863
Log vraisemblance	-3363.957	F-statistique		650.8361
Durbin-Watson	2.084113	Prob (F-statistic)		0.000000

Graphique B.3 : Les résidus du modèle SARIMA et statistiques descriptives des résidus (heure 10)

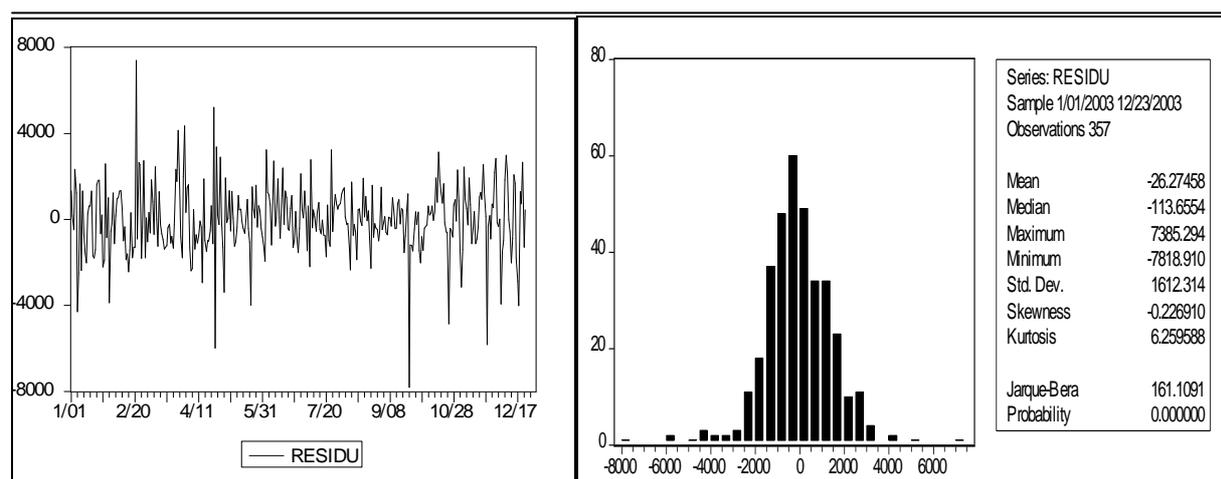
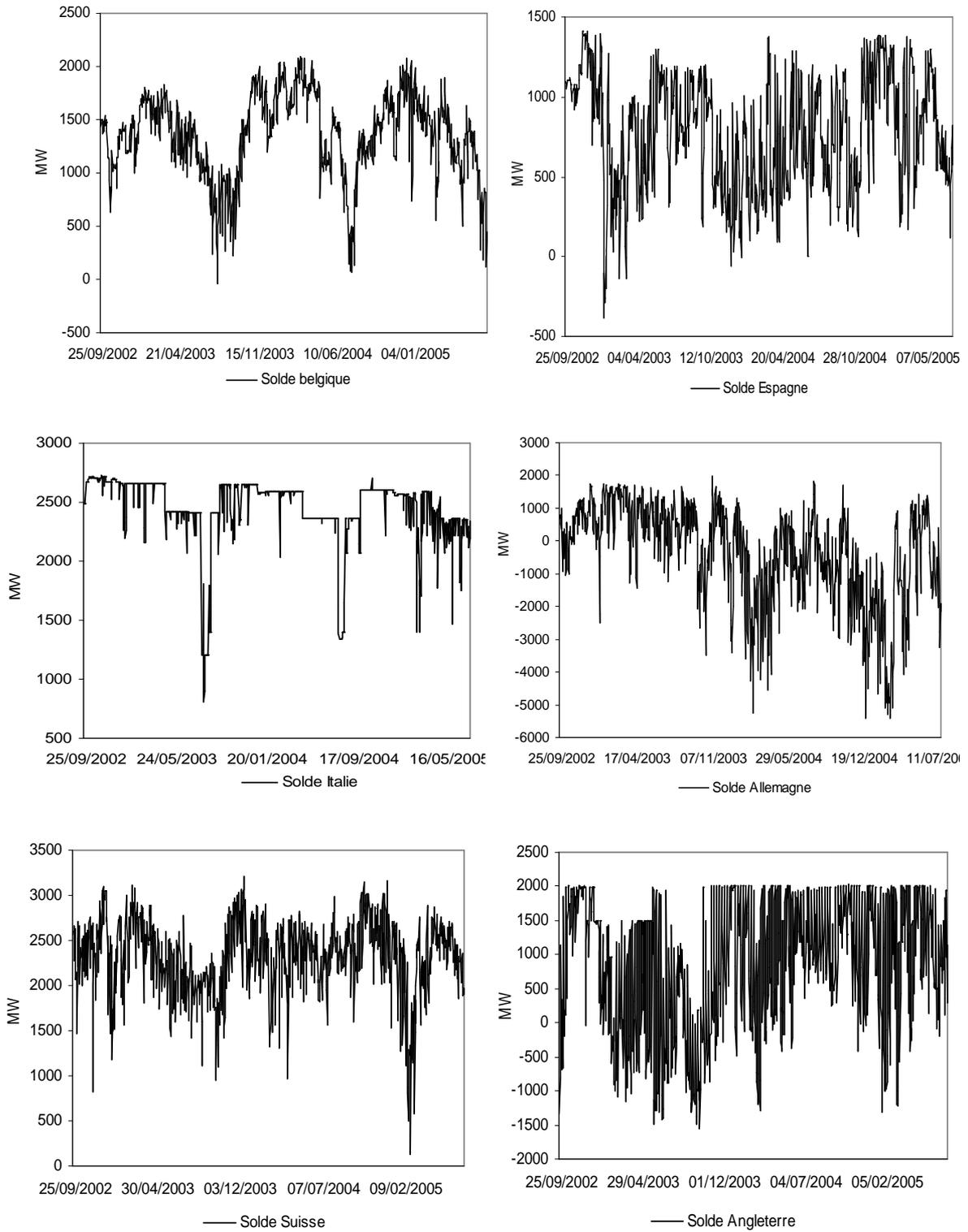


Tableau B.4 : Autocorrélation et corrélation partielle
des résidus (20 retards)

Autocorrélation	Corrélation partielle	R	AC	PAC	Q-Stat	Prob
. .	. .	1	-0.011	-0.011	0.0458	
. .	. .	2	0.047	0.047	0.8305	
. .	. .	3	0.029	0.030	1.1270	0.288
. .	. .	4	0.024	0.023	1.3428	0.511
. .	. .	5	0.027	0.025	1.6154	0.656
. .	. .	6	0.031	0.029	1.9743	0.740
. *	. *	7	0.077	0.074	4.1461	0.529
. .	. .	8	-0.001	-0.004	4.1464	0.657
. .	* .	9	-0.051	-0.062	5.1160	0.646
. *	. *	10	0.073	0.066	7.0779	0.528
. .	. .	11	-0.025	-0.023	7.3101	0.605
. .	. .	12	-0.031	-0.041	7.6706	0.661
. .	. .	13	-0.002	-0.007	7.6725	0.742
. .	. .	14	-0.049	-0.051	8.5649	0.740
. .	. .	15	0.012	0.015	8.6201	0.801
. .	. .	16	-0.047	-0.036	9.4545	0.801
. .	. .	17	0.023	0.016	9.6536	0.841
* .	* .	18	-0.110	-0.103	14.254	0.580
* .	. .	19	-0.065	-0.054	15.867	0.533
. .	. .	20	0.048	0.054	16.738	0.541

Graphique B.5 : Solde des échanges/pays



Source : RTE

ANNEXE C: RESULTATS 2003 - 2005

Graphique C.1: Production hebdomadaire en MWh /type pour 2003 - 2004 et 2004 - 2005 (début en Septembre) dans le cas concurrentiel avec le parc actuel

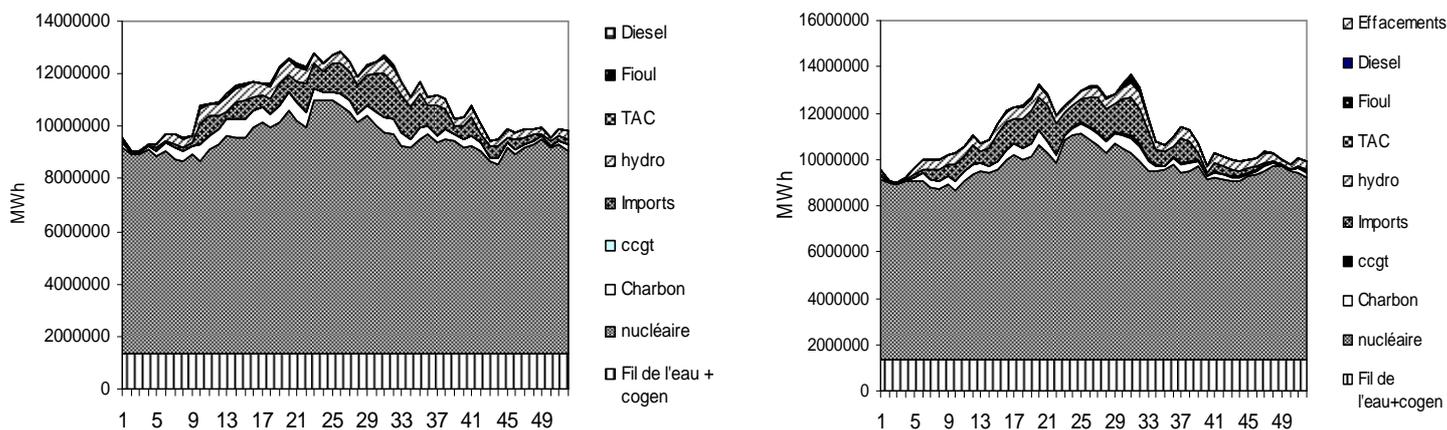
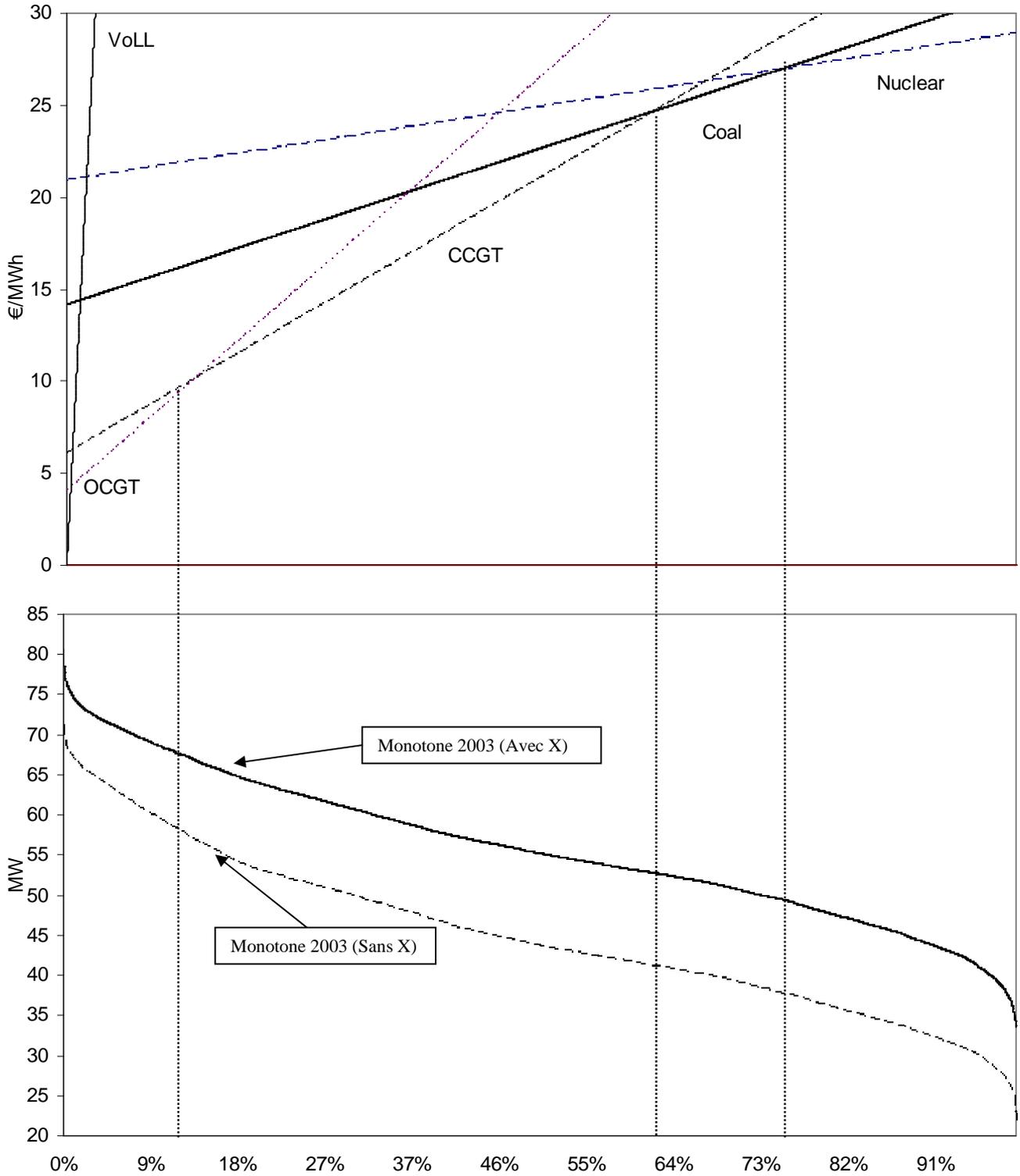


Tableau C.1: Production totale en TWh /type pour 2003 - 2004 et 2004 - 2005 dans le cas concurrentiel avec le parc actuel

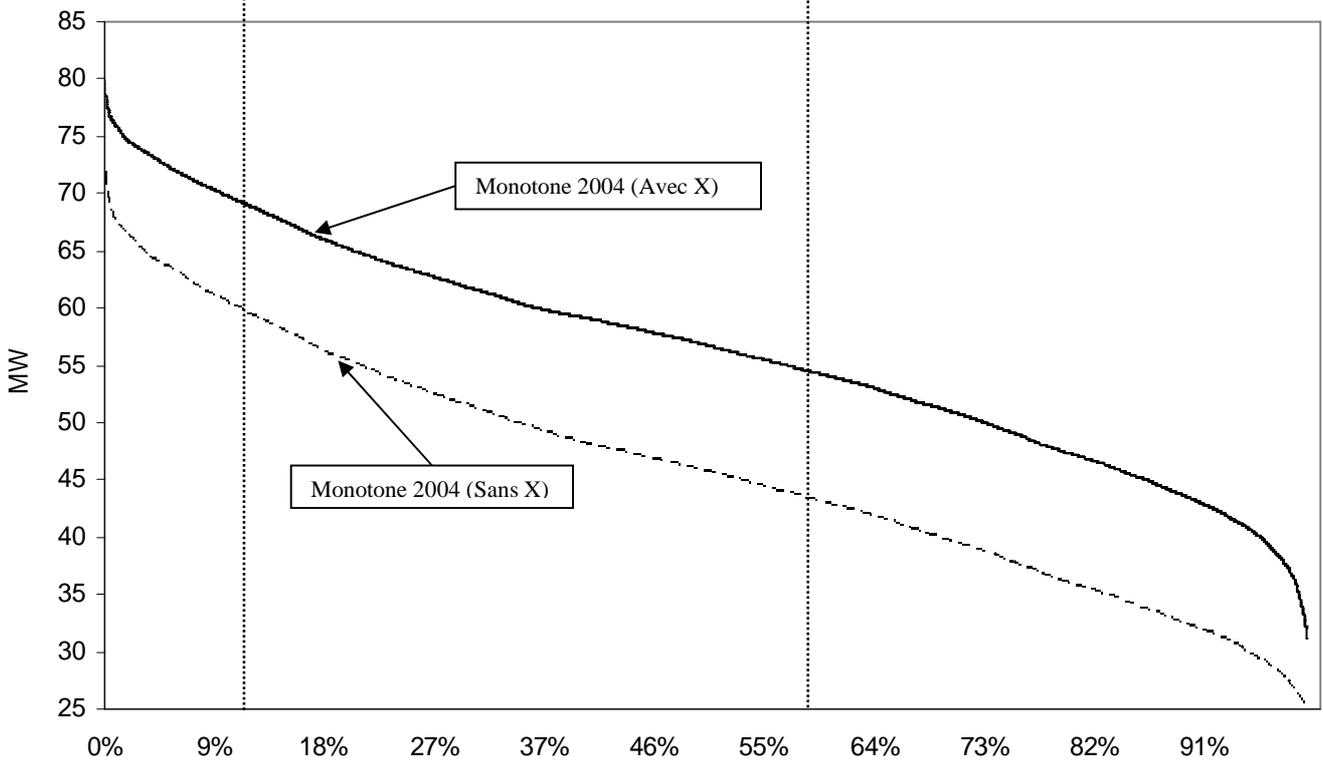
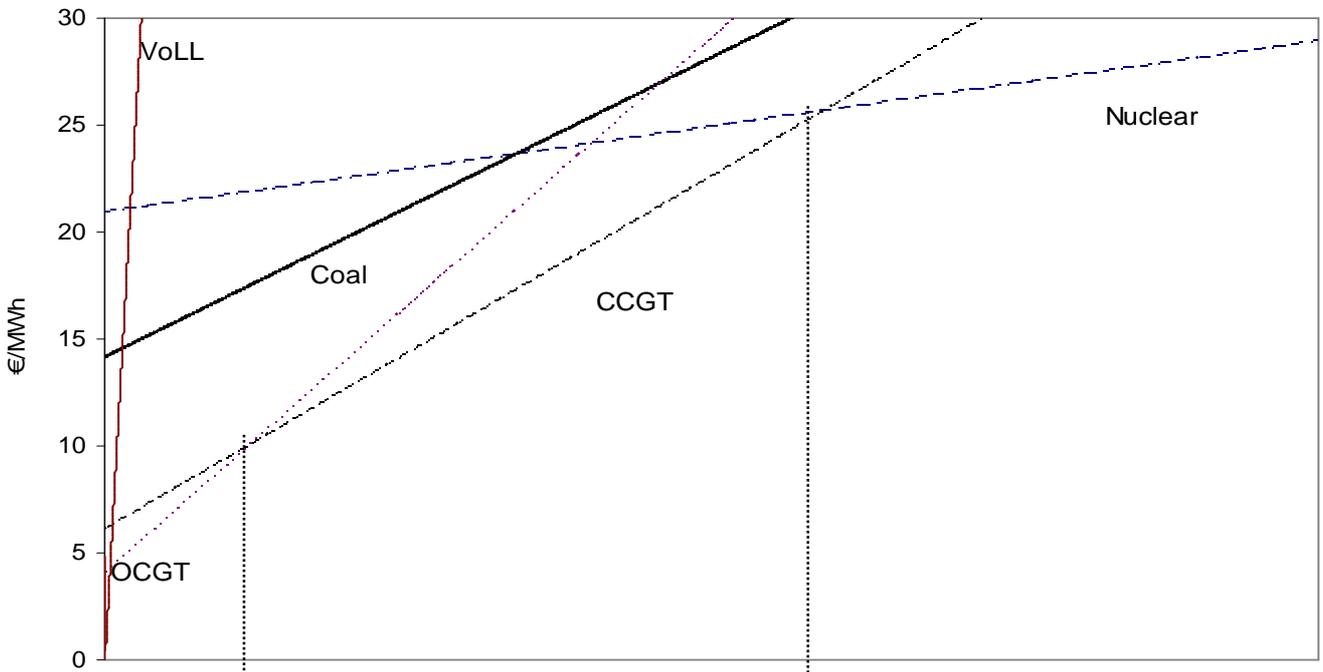
TWh	2003	2004	2005
Consommation Intérieure (RTE)	454.94	472.76	478.69
Exports	93.03	97.99	99.40
Demande	547.97	570.75	578.08
Fil de l'eau + cogénération	69.89	69.89	69.89
Nucléaire	414.42	425.90	431.33
CP (Charbon)	21.35	17.14	16.68
CCGT	0.00	0.00	2.50
Réservoir hydro	18.49882	18.43	22.40
TAC	0.83	0.38	0.33
Fioul	1.45	0.442	1.62
Imports	21.53	38.57	33.25
Effacements	0.0009	0.00	0.096
Défaillance	0.0000	0.00	0.00
Offre	547.97	570.75	578.08
Solde des échanges	71.50	59.42	66.16

Graphique C.2: Courbes de “ screening” et monotones de puissance en 2003, 2004 et 2005
(Avec et sans exports)

2003



2004



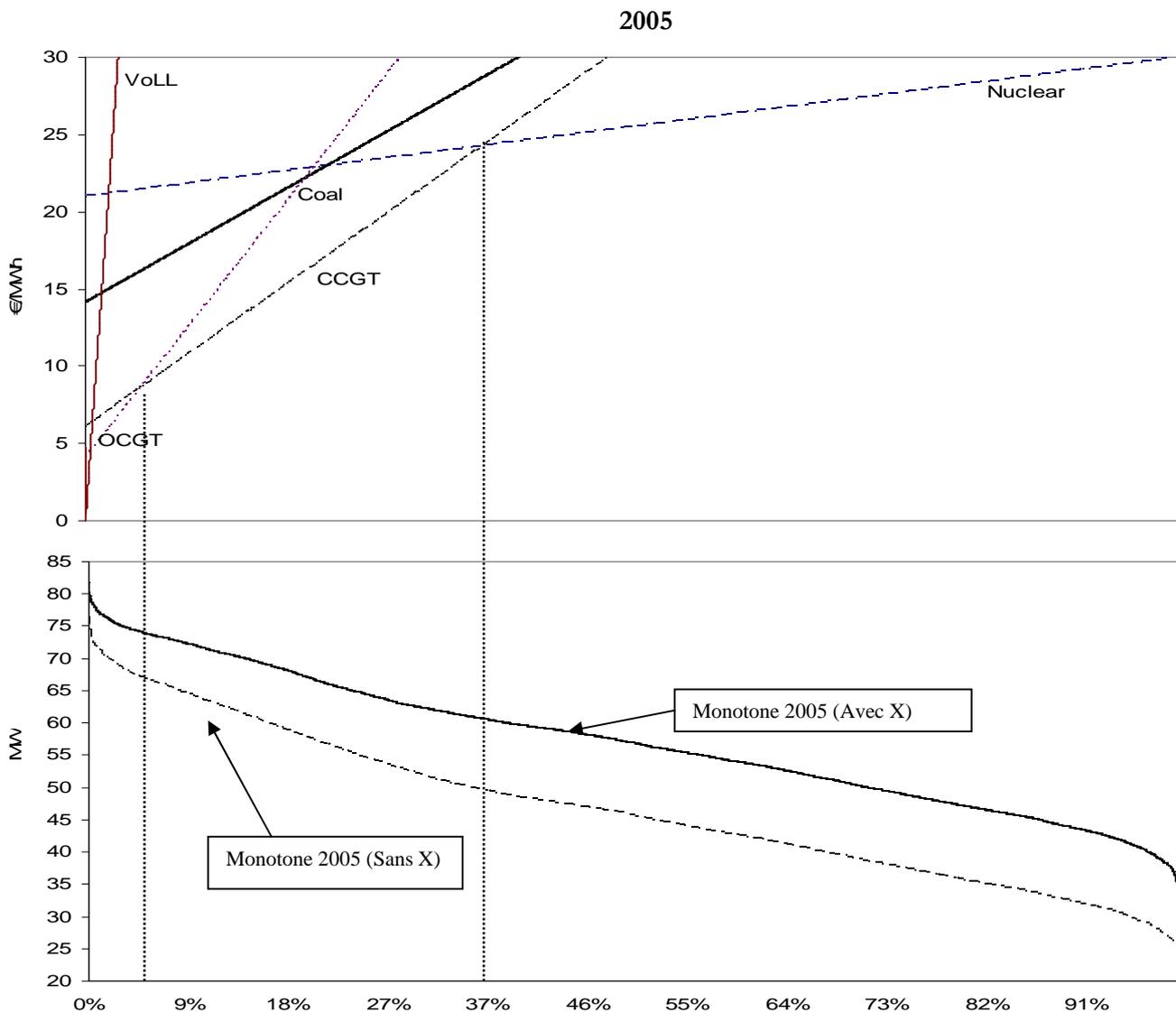


Tableau C.2: Mix optimal et capacité installée sur 2003 – 2005

	MW	Nucléaire	CP	CCGT	TAC	Autres
Optimal	2003	40,055	4,262	17,705	9,387	0
	2004	41,630	0	18,890	12,295	0
	2005	50,574	0	17,383	8,667	0
Optimal (w/X)	2003	51,600	4,209	15,508	8,305	0
	2004	52,813	0	17,134	10,222	0
	2005	61,608	0	14,308	7,710	0
Parc actuel	2003	62,400	5,250	0	850	10,000*
	2004	62,400	5,250	0	850	10,000*
	2005	62,400	5,250	800	850	11,500

1 Autres comprend 5,5GW de fioul (deux unités EDF de 700MW ont été réintégrées dans le parc en 2005) et 4,5GW de capacité de turbinage..

2 De plus, 7GW (8GW en 2004 et 2005) d'hydraulique fil de l'eau et de cogénération sont retirées des monotones de puissance.

3 La capacité d'export est de 13GW comprend 4GW de contrats de long terme

4 Une capacité d'effacement de 3GW est retenue

ANNEXE D: RESULTATS 2010-2020

Tableau D.1: Balance énergétique espérée/an et /type en TWh
de 2010 à 2020

(TWh)	2003	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Consommation	454.94	509.52	514.61	506.64	511.84	517.08	522.38	527.72	533.13	538.58	544.10	549.66
Exports	93.03	87.81	86.86	92.13	89.64	86.55	84.93	82.27	80.84	79.08	77.48	75.57
Demande	547.97	597.33	601.46	598.77	601.47	603.63	607.31	610.00	613.97	617.66	621.58	625.23
Fil de l'eau + cogénération	69.89	69.89	69.89	69.89	69.89	69.89	69.89	69.89	69.89	69.89	69.89	69.89
Nucléaire	414.42	436.18	436.61	446.87	447.52	448.12	448.67	449.17	449.63	450.03	450.39	450.71
Charbon	21.35	27.49	27.83	22.19	19.69	18.90	17.80	18.14	18.40	18.65	18.90	19.13
CCGT	0.00	15.12	15.68	13.50	14.59	15.46	16.11	16.49	16.84	17.23	17.58	17.91
Réservoir												
Hydro	18.50	20.64	21.42	22.21	22.30	21.10	21.75	21.04	21.63	21.96	22.67	22.59
TAC	0.83	0.08	0.09	0.06	0.08	0.11	0.15	0.16	0.19	0.23	0.28	0.33
Fioul	1.45	0.02	0.04	0.01	0.03	0.06	0.10	0.17	0.25	0.35	0.48	0.62
Imports	21.53	27.92	29.91	24.05	27.38	30.00	32.82	34.92	37.09	39.23	41.24	43.82
Effacements	0.0009	0.0000	0.0002	0.0000	0.0001	0.0012	0.0122	0.0220	0.0410	0.0758	0.1259	0.2022
Défaillance	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0003	0.0008	0.0024	0.0061	0.0144	0.0286
Offre	547.97	597.33	601.46	598.77	601.47	603.63	607.31	610.00	613.97	617.66	621.58	625.23
Solde des échanges	71.50	59.90	56.95	68.08	62.26	56.55	52.11	47.35	43.75	39.85	36.25	31.75

Graphique D.1: Production espérée (MWh)/type pour 2010 et 2020
(Début en Septembre)

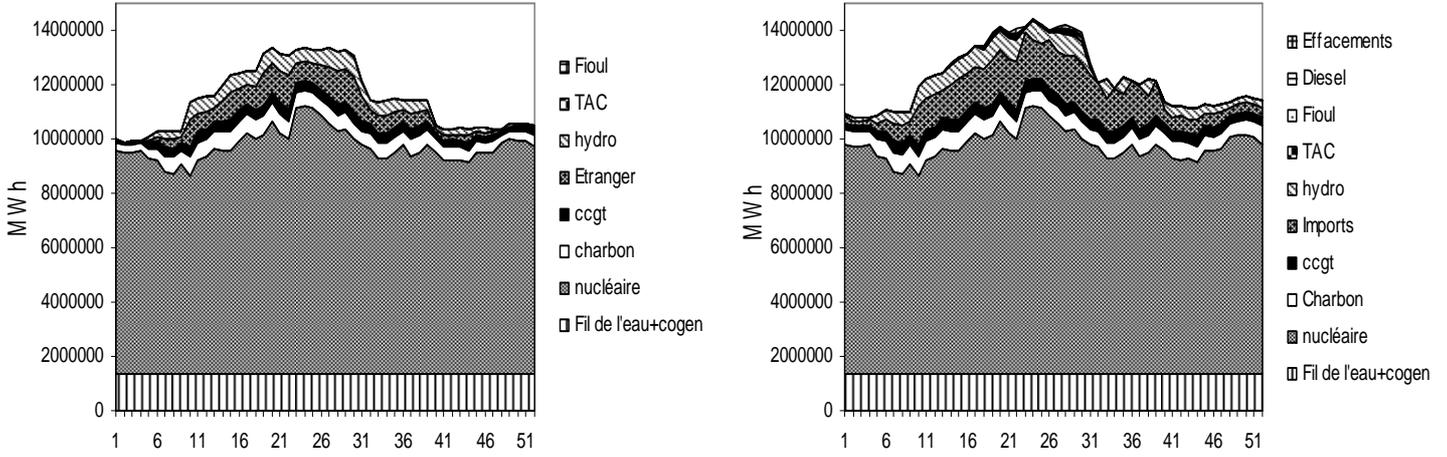
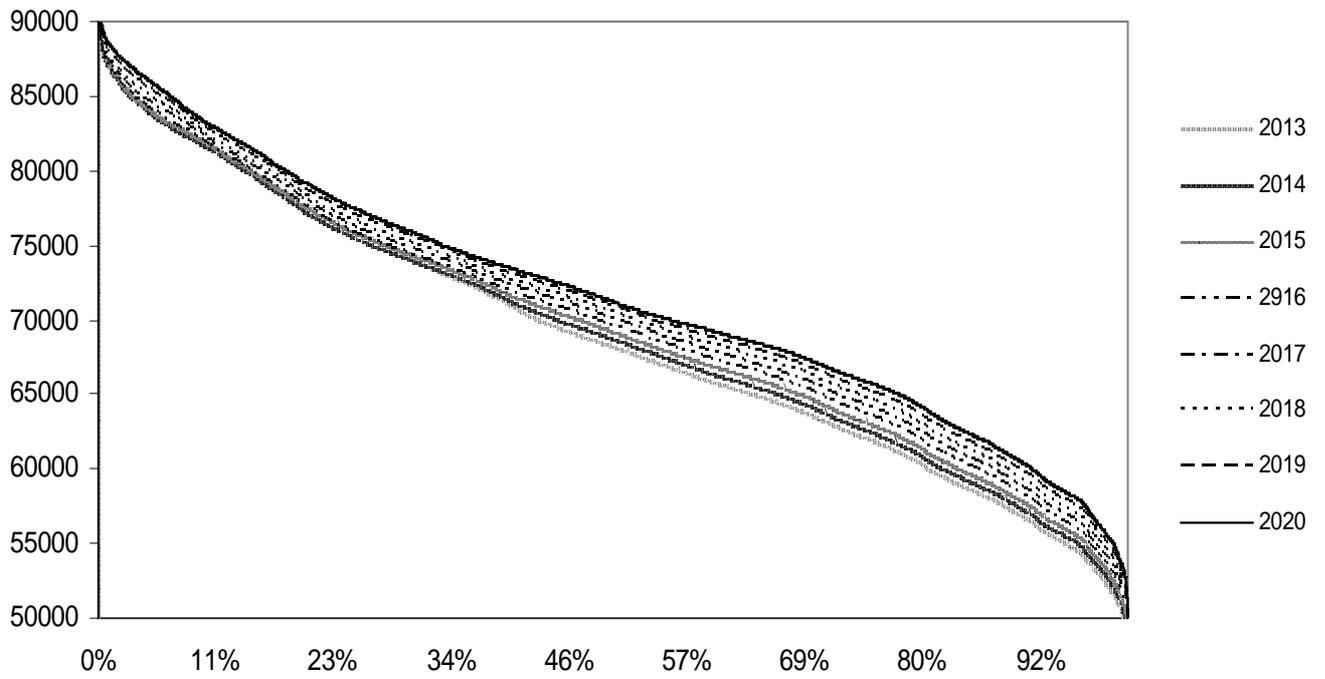
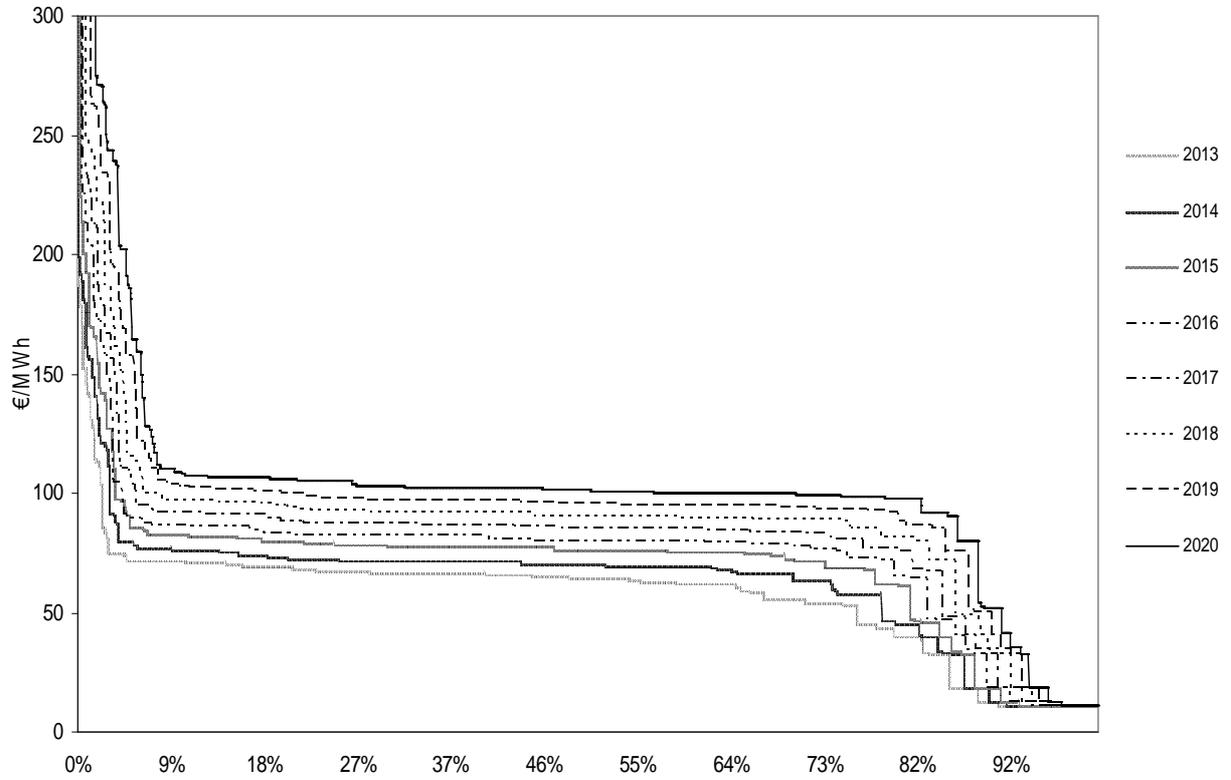


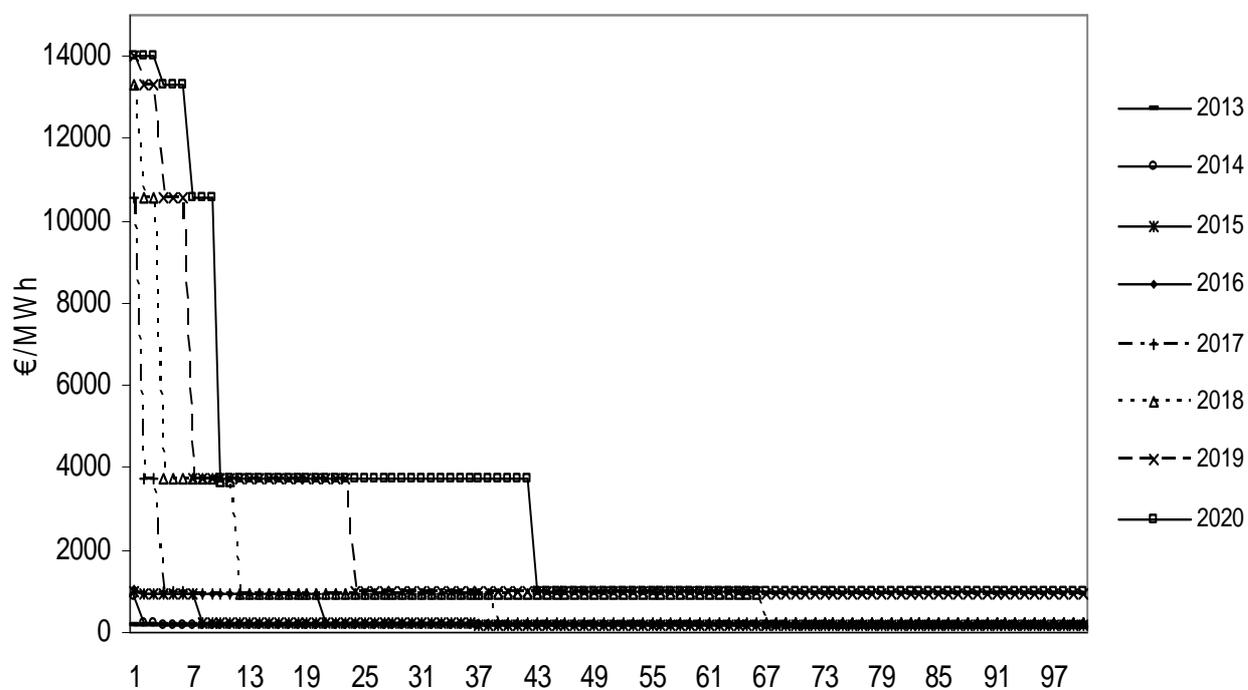
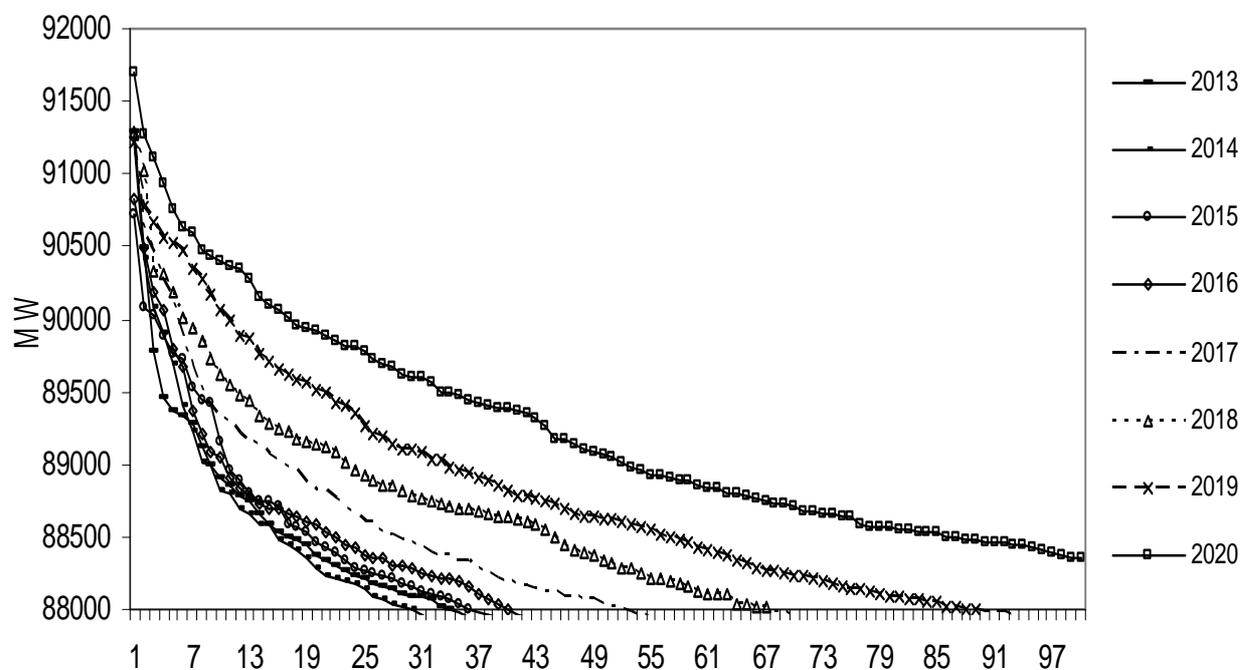
Tableau D.2: Durée espérée des effacements et de la défaillance

Heures (h)	2003	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Durée de défaillance (Espérance)	0	0	0	0	0	0.2	1.4	4	8.4	16.2	27.4	41.6
Durée d'effacement (Espérance)	12	0.2	1	0	1	4.8	22.4	32.8	49.2	66.8	85.8	109.4

Graphique D.2 : Monotones de prix et de puissance 2010 à 2020 avec des barrières à l'entrée pour tous les moyens de production (avec échanges)

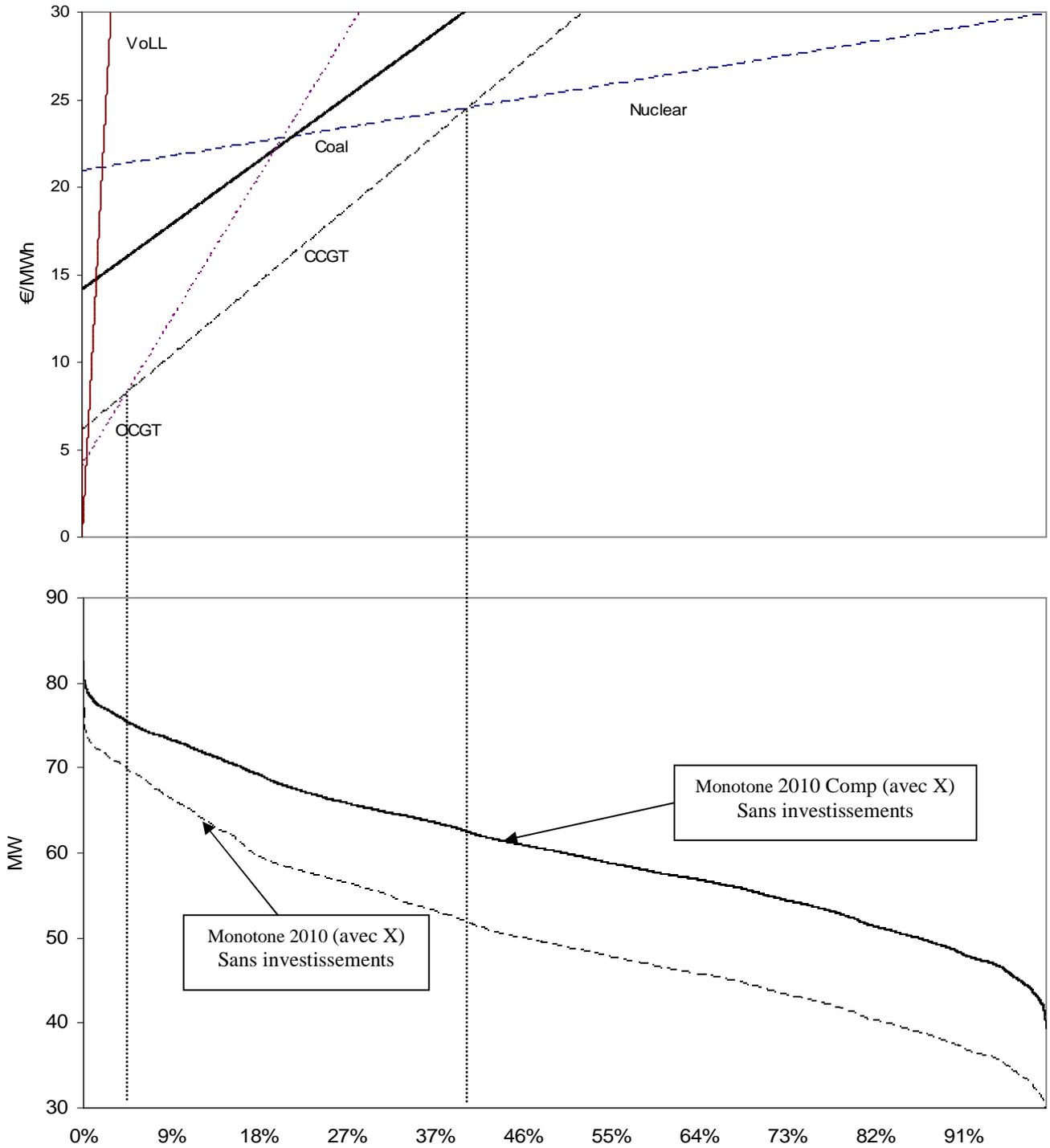


Graphique D.3 : Monotones de prix et de puissance (100 heures max) de 2013 à 2020 avec barrières à l'entrée pour tous les moyens de production (avec échanges)

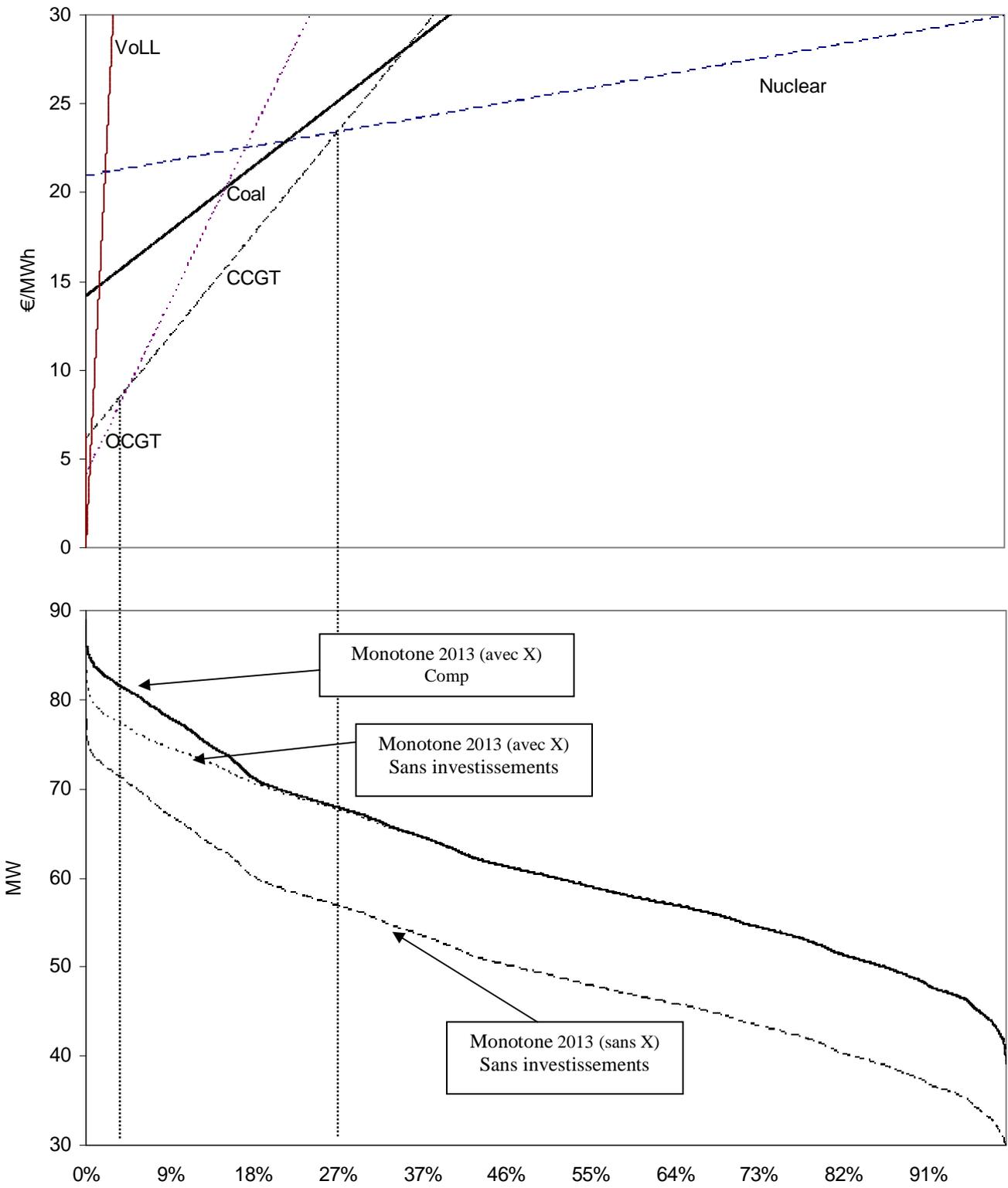


Graphique D.4 : Courbes de « Screening » et monotones de puissance (avec et sans exports)

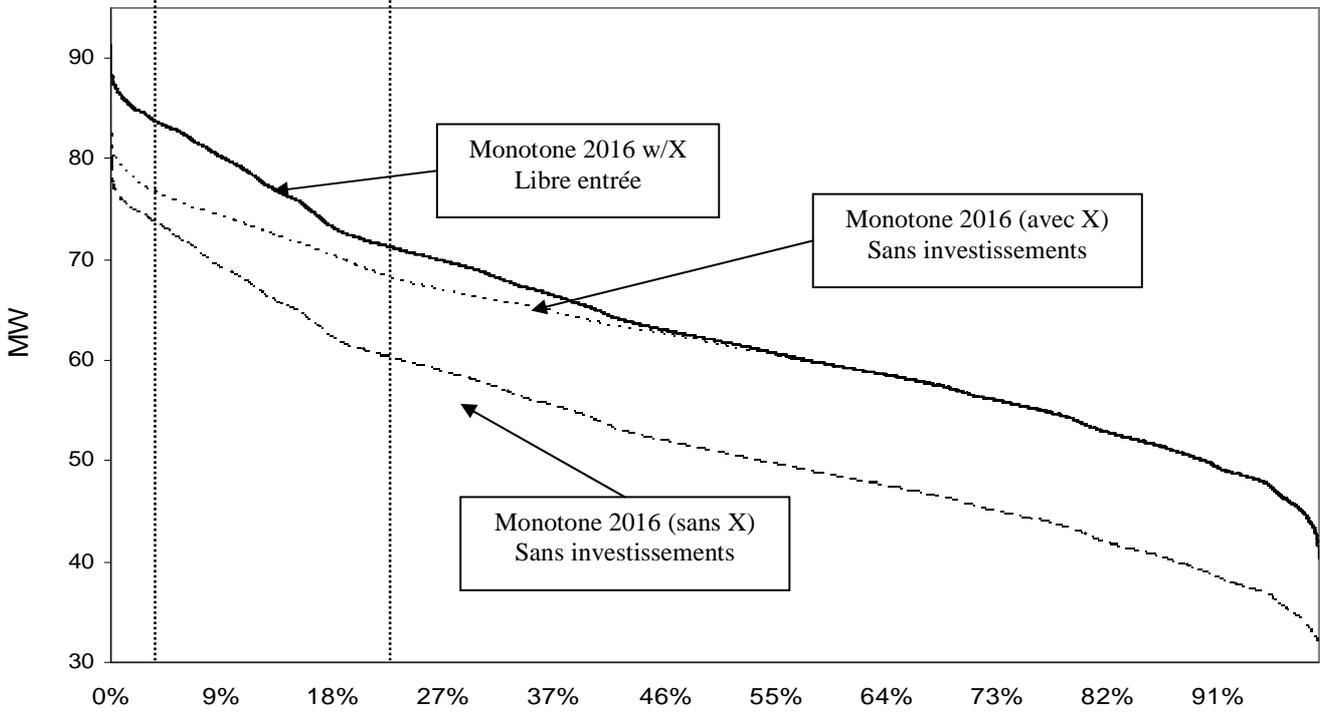
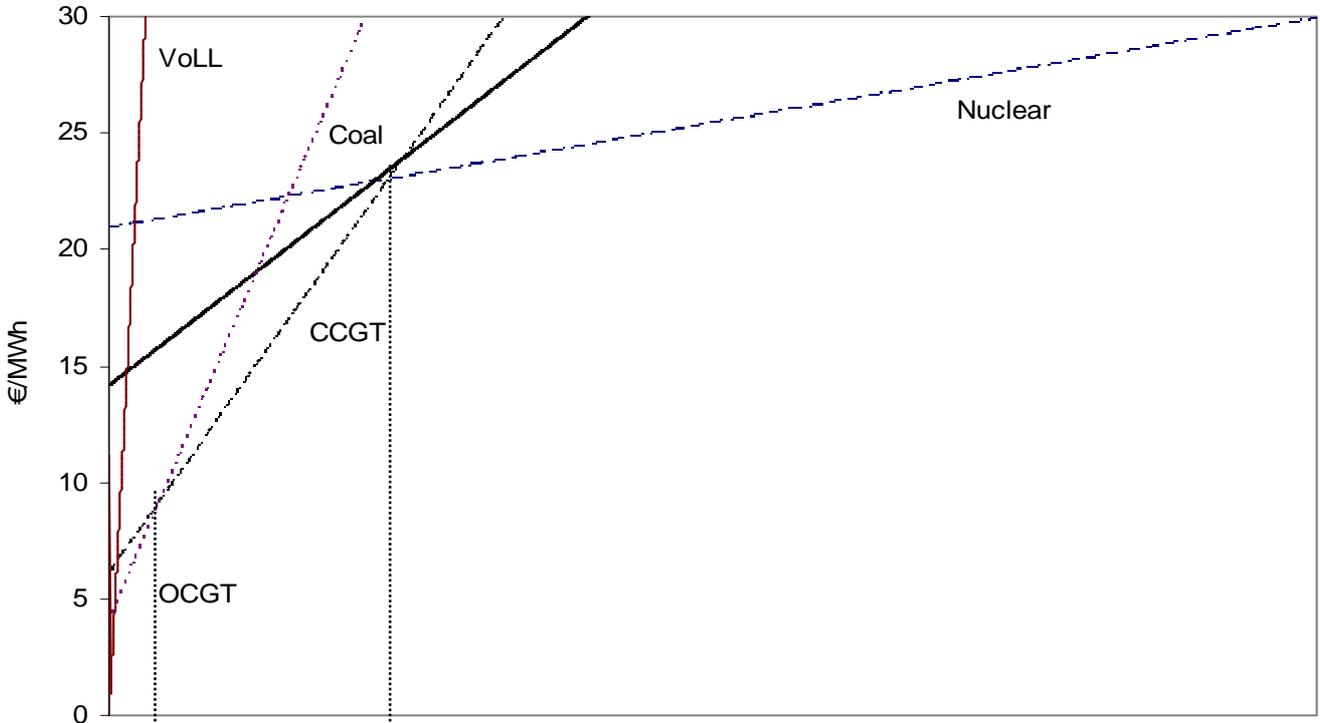
2010



2013



2016



2020

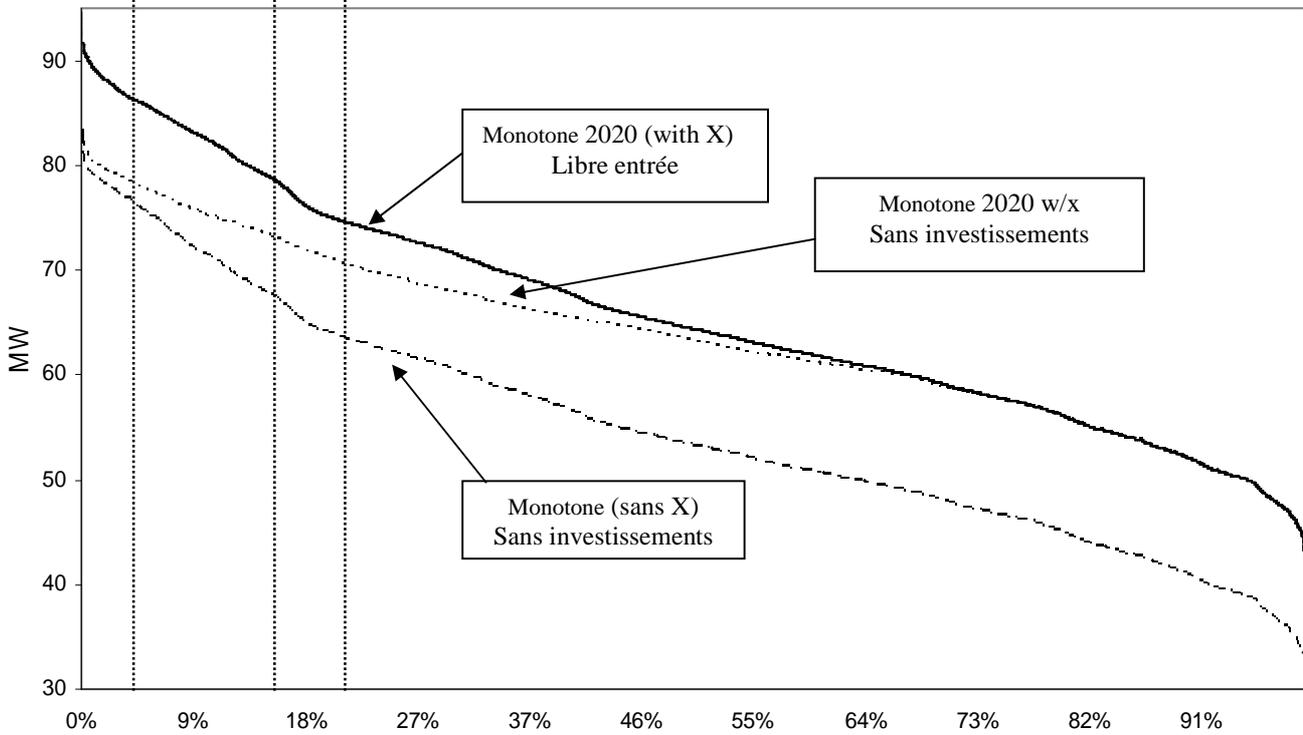
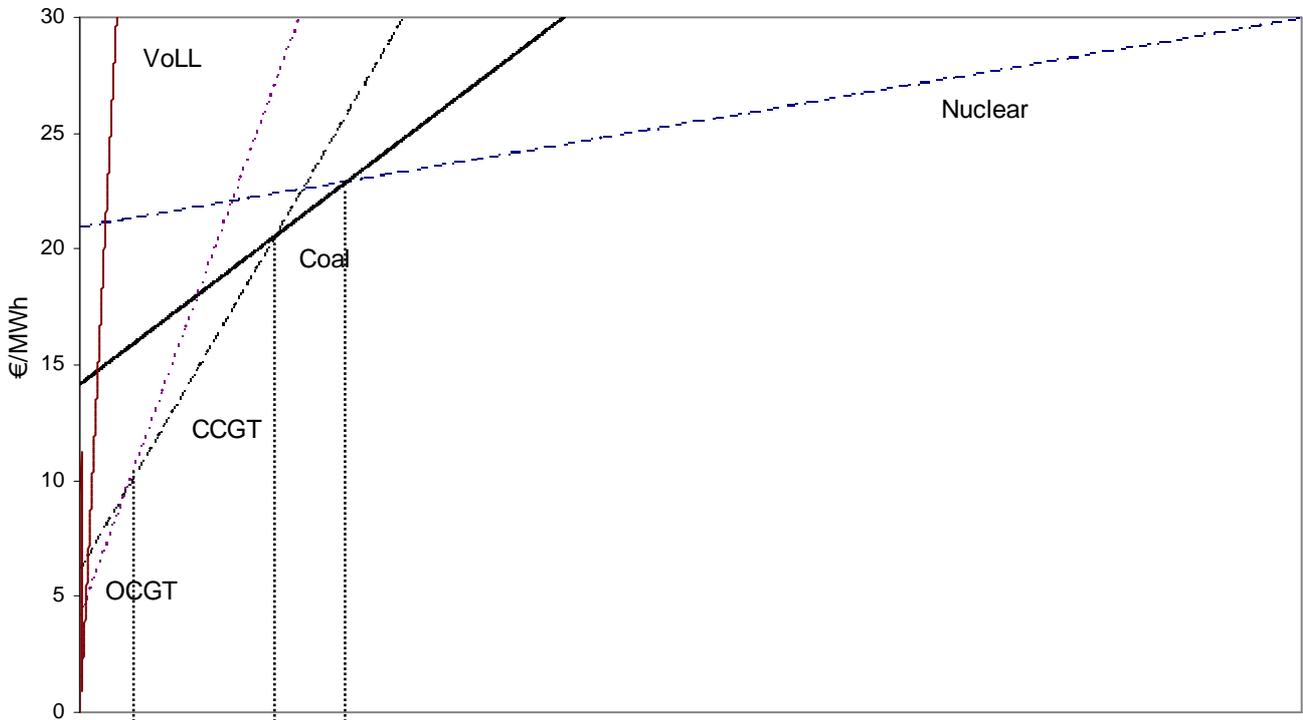


Tableau D.3 : Mix optimal et parc installé

		<i>Nucléaire</i>	<i>Charbon</i>	<i>CCGT</i>	<i>OCGT</i>	<i>Autres</i>
2010	Optimal	51,700	0	18,062	5,501	0
	Optimal (avec/X)	62,362	0	12,997	6,124	0
	Sans investissements	62,400	4,250	2,400	850	9,500
2013	Optimal	56,817	0	13,602	5,657	0
	Optimal (avec/X)	67,556	0	9,118	5,044	0
	Optimal (entrée libre)	67,917	0	12,997	6,263	0
2016	Sans investissements	63,900	3,250	2,400	850	9,500
	Optimal	60,222	0	13,186	5,050	0
	Optimal (avec/X)	68,134	0	8,290	5614	0
2020	Optimal (entrée libre)	71,259	0	12,187	6,112	0
	Sans investissements	63,500	2,750	2,400	1,000	9,500
	Optimal	63,401	3,721	9,710	4,917	0
2020	Optimal (avec/X)	70,497	2,425	5,602	4,525	0
	Optimal (entrée libre)	74,501	3,721	8,340	6,287	0
	Sans investissements	63,500	2,750	2,400	1,000	9,500

* Autres représente 5GW de groupes fioul qui seraient dominés dans le mix et 4,5GW de capacité de turbinage du réservoir hydro.

** 8GW d'hydro fil de l'eau et de production décentralisée

**** Une capacité d'import totale de 11GW a été prise en compte

Tableau D.4: Revenus nets pour chaque unité additionnelle de 2013 à 2020 avec barrières à l'entrée pour le nucléaire

(Million €)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
+1	108.56	114.58	120.48	112.36	104.13	112.44	115.10	114.28	
+2	109.78	111.83	118.47	110.93	110.94	119.04	121.85	120.48	
+3	108.46	117.45	119.63	112.27	110.30	117.54	119.91	118.61	
+4	0	119.23	112.94	105.63	108.73	115.95	118.58	117.18	
+5	0	117.59	119.86	111.91	110.37	117.80	120.92	119.38	
+6	0	0	121.31	113.00	103.44	111.00	113.50	112.52	
+7	0	0	117.86	110.35	109.99	117.29	120.18	118.81	
+8	0	0	117.12	109.39	111.20	118.20	120.56	119.75	
+9	0	0	0	115.80	108.35	115.44	117.96	116.99	
CP	+10	0	0	117.86	107.78	114.86	117.23	115.68	
(+ 800 MW)	+11	0	0	0	111.91	119.42	122.06	120.60	
	+12	0	0	0	112.97	120.28	122.92	121.65	
	+13	0	0	0	0	118.72	121.17	119.79	
	+14	0	0	0	0	115.47	118.44	109.78	
	+15	0	0	0	0	0	113.69	117.25	
	+16	0	0	0	0	0	111.62	112.07	
	+17	0	0	0	0	0	0	110.31	
	+18	0	0	0	0	0	0	103.45	
Nucléaire (1500 MW)	-	497.43	520.00	528.91	519.81	520.89	539.87	549.32	550.66
CCGT (800 MW)	-	45.32	39.85	31.38	23.31	20.95	18.70	18.26	13.61
TAC (300 MW)	-	0.311	0.293	0.113	0.114	0.028	0.052	0	0
Revenus nets totaux Nucléaire (Million €)	-	20,064	20,893	21,262	20,894	20,924	21,615	21,953	21,995
Prix moyen (€/MWh)	-	53.95	55.74	56.51	55.63	55.74	57.15	57.89	57.97
Prix moyen (7000 h)	-	62.69	64.40	65.02	63.52	63.31	64.55	65.11	64.90
Capacité cumulée (MW)	-	2,400	4,000	6,400	8,000	9,600	11,400	13,200	14,800

Tableau D.5 : Revenus nets pour chaque unité additionnelle de 2013 à 2020 avec barrières à l'entrée pour le nucléaire et les CP

(Million €)		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
	+1	47.26	45.17	43.85	43.93	43.02	45.95	45.69	44.18
	+2	0	44.20	44.17	43.82	43.06	46.15	45.94	43.89
	+3	0	0	42.38	43.65	43.16	46.14	45.78	45.38
CCGT	+4	0	0	0	42.78	41.21	44.34	44.02	45.62
(+800 MW)	+5	0	0	0	0	43.3	46.33	45.97	45.42
	+6	0	0	0	0	0	46,96	46.57	43.65
	+7	0	0	0	0	0	0	45.58	45.70
	+8	0	0	0	0	0	0	0	46.41
Nucléaire (1,5GW)		529.52	582.34	631.71	671.74	708.09	769.96	835.42	900.28
CP (800 MW)		136.74	163.02	180.54	205.32	222.16	258.35	286.52	318.48
TAC (800 MW)		0.417	0.586	0.494	0.575	0.655	0.717	0.763	0.752
Revenus nets totaux Nucléaire (Million €)		21,399	23,520	25,436	27,277	28,480	31,367	33,601	36,442
Prix moyen (€/MWh)		56.93	61.60	65.77	69.93	72.52	7885	83.78	90.12
Prix moyen (7000 h)		66.42	71.70	76.52	81.29	84.19	90.67	95.69	102.15
Capacité cumulée (MW)		+800	+1,600	+2,400	+3,200	+4,000	+4,800	+5,600	+6,400

Table D.6: Revenus nets pour une unité additionnelle de 2013 à 2020
dans le cas d'un pentopole

(Million €)		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
	+1	446.04	434.73	483.14	442.57	419.77	414.59	397.69	384.91
	+2	479.17	441.09	473.84	449.67	426.91	407.55	406.06	391.83
	+3	0	419.64	481.70	461.32	436.17	413.64	412.78	386.64
	+4	0	0	457.63	453.80	428.75	386.27	405.58	392.62
Nucléaire (+1,5GW)	+5	0	0	0	461.26	436.65	417.15	412.34	366.19
	+6	0	0	0	0	409.34	423.48	384.50	393.16
	+7	0	0	0	0	0	408.76	414.67	398.38
	+8	0	0	0	0	0	0	421.01	386.46
	+9	0	0	0	0	0	0	0	381.84
CP (+800MW)	+1	0	0	112.65	100.32	100.23	99.19	102.17	106.08
CCGT (800MW)	-	40.51	30.66	30.77	20.23	20.45	17.29	15.23	13.27
TAC (300MW)	-	0.192	0.169	0.196	0.038	0.050	0.023	0.025	0
Revenus nets/firme	Firme 1	3,757	3,927	4,256	4,045	3,821	3,637	3,901	3,816
	Firme 2	3,463	3,204	3,963	3,792	3,580	3,399	3,283	3,619
	Firme 3	3,535	3,344	3,595	3,898	3,691	3,504	3,351	3,290
	Firme 4	3,721	4,044	4,367	4,203	4,435	4,223	4,119	4,037
	Firme 5	4,333	3,719	4,025	3,865	3,642	3,923	3,745	3,683
Prix moyen (€/MWh)	-	49.10	47.15	50.08	46.08	46.23	44.37	43.04	42.36
Capacité cumulée (GW)	-	3	4,5	6,8	8,3	9,8	11,3	12,8	14,3

Vu :
Le Président :
M.

Vu :
Les Suffragants
M.

Vu et permis d'imprimer :
Le Vice – Président du Conseil Scientifique Chargé de la Recherche de l'Université Paris Dauphine

Résumé

Nous analysons la capacité des marchés spot à envoyer les bons signaux et les bonnes incitations à investir. A l'aide d'un modèle d'optimisation, nous simulons les prix spot passés qui nous permettent de caractériser les signaux envoyés par les prix observés mais aussi les espérances de prix futurs qui déterminent les incitations à investir. Dans une première partie, à l'aide de données empiriques, nous simulons les prix de concurrence parfaite sur 2003-2005 avec le mix optimal et le parc actuel pour comprendre les effets des déséquilibres du mix sur les prix et caractériser le signal envoyé par ces derniers. Les prix observés surestiment la profitabilité en base (le signal est trop fort) et sous-estiment la profitabilité en pointe (le signal est trop faible). Comme une grande partie des consommateurs paie des tarifs réglementés, les rentes de rareté sont plafonnées. Dans une deuxième partie, nous simulons les espérances des prix futurs sur 2010-2020. Quand l'entrée est libre les incitations données par les prix spot sont cohérentes avec un mix optimal qui prend en compte les interconnexions et l'entrée dans le nucléaire est forte. Quand des barrières à l'entrée sont présentes pour les centrales de base, une firme dominante n'a pas d'incitations à investir dans le nucléaire et l'entrée se fait avec des unités thermiques fossiles à moins que les unités soient offertes stratégiquement. De plus, il peut être profitable pour cette firme dominante de limiter l'entrée pour augmenter les revenus futurs. Quand la capacité nucléaire est divisée en cinq, les incitations à investir réapparaissent et la menace de l'entrée devient plus crédible.

Abstract

We look at how prices from energy-only power markets can send the right signals and give the correct incentives for investments in production capacity. Through numerical simulations of spot prices over 2003-2005 we compare the investment signal sent by observed electricity prices in France and what would be competitive prices with an optimal mix and with the installed capacity. Observed prices tend to overestimate profitability for the baseload, making the signal too strong and underestimate profitability for the peak load, making the signal too weak. However, as a large share of consumers is still paying regulated tariffs, scarcity rents are capped. We simulate future prices for France for 2010 to 2020 to understand the incentives to invest. When the entry is free, the incentives to invest given by the future prices are consistent with the optimal mix including the interconnections and nuclear build is strong. With political or regulatory barriers to the construction of new power plants for new entrants (i.e. finding new sites), there are no incentives for the incumbent (that owns all existing baseload and peakload capacity) to add more nuclear capacity. In this situation, new entry would have to be coal or gas except if units are bid strategically to maintain profitability and market share. Moreover, it can also be profitable to limit prices and restrain entry in order to receive higher future revenues. When the baseload is less concentrated and instead of a dominant firm the nuclear capacity is divided into five (equal share) firms, the incentives to invest reappear and the threat of entry becomes more credible.