

INSTITUT EURO 92

ELECTRICITE ET CONCURRENCE : LES ENJEUX DE LA DIRECTIVE EUROPEENNE

oooooooooooooooooooo

par Henri LEPAGE

La Directive européenne sur l'électricité engage irrévocablement l'Europe sur la voie d'un processus cumulatif d'ouverture à une logique concurrentielle. Comment concilier la nécessité de préserver l'unité de fonctionnement du réseau et l'arrivée de la concurrence ? Ce texte décrit les innovations organisationnelles et institutionnelles nécessaires à la mise en place d'un véritable marché électrique.

(Mars 1998)

Ce texte est la transcription d'une conférence présentée à l'Institut EURO 92 le Jeudi 26 Février 1998.

L'utilisation de la concurrence comme mode de régulation des marchés électriques est subordonnée à la capacité technique et commerciale de séparer la vente du produit de son transport. L'expérience acquise au cours des dix dernières années dans un certain nombre de pays (Angleterre, Scandinavie, Californie) a démontré que cela était possible. Elle a apporté la preuve qu'avec les technologies informatiques modernes il était possible de concevoir des systèmes de contrats permettant de contourner les contraintes d'intégration verticale.

La connaissance de ces systèmes de contrats - et surtout de leur logique économique - est un savoir essentiel et préalable à toute action de reconstruction du système électrique français sur de nouvelles bases législatives.

L'objectif de ces pages est de présenter les principaux concepts et outils nécessaires à la compréhension de ce nouvel univers qui résulte de l'introduction de la concurrence dans la production et la vente d'électricité.

LA DIRECTIVE EUROPEENNE CE QU'IL FAUT EN PENSER

La Directive électrique européenne engage irrévocablement l'Europe sur la voie d'un processus cumulatif de déréglementation et d'ouverture à la logique de la concurrence.

Une lecture attentive du document montre que, même si elle donne apparemment satisfaction aux pays les plus opposés à l'ouverture, en leur permettant de choisir un régime d'organisation électrique sauvegardant l'essentiel de leurs traditions de service public, il y a toutes chances pour qu'elle se révèle rapidement être pour ces pays plus un élément de déstabilisation qu'un facteur de préservation de leurs particularismes nationaux.

Les nuances et ambiguïtés présentes dans sa rédaction, la flexibilité de ses dispositions, sa complexité sont souvent interprétées comme une faiblesse. Nous pensons que c'est au contraire ce qui fait sa force. Ce qui importe le plus dans les orientations, les règles générales, les dispositions *a minima* qu'elle édicte, n'est pas tant ce qu'elle va changer demain, concrètement, dans le fonctionnement des systèmes électriques nationaux; mais plutôt la dynamique subtile et presque subreptice d'évolution qu'elle introduit dans tous les pays en raison précisément de toutes les imprécisions, de toutes les ambiguïtés, de toutes les nuances que le texte recèle et qui permettront peu à peu à certains acteurs de se créer - en particulier par le jeu de la jurisprudence - des espaces de plus en plus grands de choix, malgré et en dépit de la résistance initiale de certains pouvoirs nationaux.

Il nous semble que, paradoxalement, le plus important n'est pas le nouvel « ordre » électrique que la directive va permettre d'organiser dans les différents pays membres, mais plutôt le « désordre » que ses silences, ses blancs, ses ambiguïtés, ses nuances, ses bornages mal définis risquent de semer en générant des revendications, des conflits, des rivalités, des jalousies porteuses d'une jurisprudence finalement favorable à l'affinement progressif des procédures de concurrence et à leur élargissement à de nouveaux espaces de décision.

Un processus à deux vitesses

La directive doit ainsi être moins lue comme un « projet » visant à définir ce que sera le régime électrique de demain sur un marché européen unifié, que comme la première étape d'un processus évolutif complexe et « en cascade » dont on peut d'ores et déjà appréhender assez clairement le point d'arrivée (en raison de la connaissance considérable accumulée au cours des dernières années sur le fonctionnement économique des marchés électriques concurrentiels), mais dont on ne pourra jamais prévoir les cheminements intermédiaires.

Ce processus dynamique va se dérouler à deux vitesses. Il y aura d'une part ceux qui se mettront très vite à l'ATR, en avance même sur le calendrier de libéralisation prévu par Bruxelles (l'Espagne, la Hollande, l'Allemagne étant aujourd'hui les trois pays les plus en pointe). Puis ceux qui espèrent résister, sinon pour toujours, du moins le plus longtemps possible (dont la France est le champion). Mais, au sein d'un marché désormais de plus en plus unifié, où l'un des effets des débats ouverts par la directive sera précisément de contribuer à révéler l'ampleur des inégalités de situation, il est impensable qu'une telle « marche en crabe » puisse durer bien longtemps. L'Europe de l'électricité ne pourra continuer indéfiniment à pratiquer le grand écart.

LES SPECIFICITES ECONOMIQUES DE L'ELECTRICITE

L'objet de cette conférence est de décrire le mode de fonctionnement et les propriétés économiques d'un système de marché électrique concurrentiel. Montrer que c'est possible. Qu'il est possible d'avoir un système électrique fondé sur la concurrence et qui soit économiquement efficient. Comment y arriver. A quelles conditions.

Plus précisément, je vais m'efforcer de démontrer qu'il est possible d'imaginer un système de concurrence électrique qui au minimum présente au moins autant de garanties d'efficience qu'un monopole centralement régulé.

Pour cela, il est nécessaire de procéder en partant du rappel de quelques aspects techniques et économiques des systèmes électriques.

⇒ **Le premier rappel concerne le caractère « instantané » de la production/consommation électrique, et le fait qu'il s'agisse d'un bien « non stockable ».**

C'est l'argument classique selon lequel l'électricité n'est pas un bien, une marchandise comme les autres, et qui est souvent utilisé pour justifier a priori l'existence du monopole du fait de l'impossibilité d'y organiser un marché comme les autres.

Incontestablement, l'électricité présente des caractéristiques uniques par rapport aux autres biens. Il ne peut pas y avoir d'arbitrage intertemporel du fait de la non-stockabilité du produit. Mais qu'est-ce que cela signifie ? Que pour un parc de production donné, la « valeur économique » de l'électricité est quelque chose qui varie à tout instant.

Un marché de l'électricité est donc un marché sur lequel, pour être efficient, pour envoyer les signaux économiques appropriés aux particularités de ce secteur, on devrait avoir un prix qui bouge tout le temps. C'est à dire disposer d'instruments de mesure qui permettent à tout instant de comparer les valeurs instantanées de la demande et de l'offre - ou tout au moins de s'en rapprocher le plus possible (*tarification en temps réel*).

Grâce à l'électronique, cet idéal n'est plus une utopie. On dispose désormais de compteurs qui permettent la diffusion de modes de tarification fondés sur la demi-heure. Il est désormais possible d'avoir un prix de l'électricité qui varie toutes les demi-heures, accompagné de relevés de consommation eux-mêmes effectués de demi-heure en demi-heure.

Ces compteurs ne sont pas encore bon marché. Cela pose des problèmes lorsqu'il s'agit de descendre jusqu'au niveau du consommateur individuel (comme les britanniques viennent d'en faire l'expérience). Mais c'est une technologie qui est désormais en usage courant au niveau industriel dans un certain nombre de pays convertis à la concurrence électrique (Angleterre, Norvège, Suède, Finlande...).

⇒ **Le second rappel vise la fameuse « loi de Kirschhoff » que, personnellement, je traduirai en disant : « l'électricité c'est comme les baignoires ».**

Tous les débats sur la concurrence en matière électrique tournent autour du problème du transit. On parle de transport, de droit d'accès, de péage, d'encombrement, etc.... Ce vocabulaire est en fait trompeur.

Une seconde caractéristique de l'électricité qui la différencie de tous les autres biens est que son transport n'a rien à voir avec un problème classique de logistique où l'on fait circuler des voitures ou camions sur des autoroutes, ou encore des trains sur des voies ferrées. L'électricité ne voyage pas de manière linéaire. Elle se diffuse, se propage comme un liquide qu'on introduirait dans un réseau de bassins avec des pressions locales différentes. Comme dans un système de baignoires reliée entre elles par des réseaux complexes de robinets et de conduits de sections variables, sa circulation se fait à partir d'un modèle dynamique et complexe où les flux se déterminent en fonction du besoin d'égaliser la pression du liquide dans tous les points du système.

Imaginons une usine qui produit de l'électricité dans le nord de la France et qui signe un contrat de livraison avec une entreprise située dans le sud. Toutes les deux sont reliées au réseau. Le contrat se présente sous la forme d'un programme qui détermine tranche horaire par tranche horaire (toutes les demi-heures par exemple) quelle puissance le fournisseur s'engage à mettre à la disposition de son client. Lorsque ce dernier tourne son bouton d'alimentation électrique, il va consommer des électrons. Mais ces électrons ont peu de chance de correspondre à ceux qui ont été produits par le fournisseur signataire du contrat. Le terme de « fourniture », ou de livraison, est une commodité de langage qui cache une réalité physique très différente de ce que l'on y met habituellement.

Ce qui se passe est simplement que le client prévoit que son activité nécessitera, à certaines heures, et selon certains jours, la disponibilité d'un niveau de puissance électrique donné; puissance qui, le moment venu, lui permettra de tirer du réseau un certain nombre de kWh pour faire fonctionner ses machines. Le client est quelqu'un qui « soutire » de l'électricité du réseau, et tend ainsi par sa consommation à faire baisser, à « déprimer » ce que, en maintenant l'analogie avec le système des baignoires, j'appellerai la pression locale du réseau.

Sa consommation déséquilibre le jeu complexe des pressions relatives dans l'ensemble du système. Pour que cet équilibre soit rétabli il faut qu'il y ait autre part quelqu'un d'autre qui « injecte » de la puissance. C'est ce que fait le fournisseur. Mais comme tous les tuyaux n'offrent pas les mêmes caractéristiques, ou encore que les divers robinets n'ont pas exactement les mêmes débits, le rééquilibrage demande l'intervention d'un tiers : le gestionnaire du réseau qui, en fonction des multiples injections et tirages qui interviennent simultanément, ouvre ou ferme certaines parties des circuits de manière à obtenir dans les délais les plus brefs un retour à une pression uniforme.

En électricité, cette intervention doit se faire extrêmement rapidement de manière à éviter que des différences de voltage ou de phase trop grandes ne provoquent l'effondrement de parties, ou de la totalité du réseau, entraînant ainsi la cessation des fournitures aux clients branchés sur le réseau.

Cette spécificité des systèmes électriques entraîne pour conséquence qu'on ne peut échapper à la nécessité d'une gestion centralisée et unitaire des injections d'électricité dans le réseau de manière à éviter que sa diffusion ne s'accompagne de déséquilibres locaux ou régionaux préjudiciables à la stabilité globale du système.

Tant qu'on ne disposera pas des moyens techniques permettant de baliser avec précision l'itinéraire de circulation d'un flux injecté dans le réseau en un certain point à destination d'un autre (ce que l'on ne sait pas encore faire aujourd'hui, mais qui sera peut-être possible demain), l'unicité de la gestion du réseau reste un impératif technique, source de ce que l'on peut considérer comme un « monopole naturel ». Le gestionnaire du réseau se doit de disposer à tout moment de ses propres capacités de réserve, ou de pouvoir obtenir de ceux qui sont aux commandes des robinets d'injection de puissance dans le réseau (les producteurs) qu'ils augmentent ou qu'ils réduisent quasi-instantanément leurs débits, indépendamment des contrats qui les lient à leurs clients.

Lorsqu'il s'agit d'un monopole intégré, ces problèmes sont réglés par la fongibilité des productions. C'est une question purement technique de régulation. Il est indifférent que les besoins d'un client soient couverts par des électrons venant d'une usine plutôt que d'une autre. Les perturbations créées dans le réseau par la connexion d'une usine au réseau sont compensées par un programme national de pilotage qui permet de jouer de manière très fine avec l'appel de l'ensemble des moyens de production du parc disponible.

Si l'on passe à un système concurrentiel, se pose alors le problème de l'emboîtement des contrats privés avec l'exigence de sécurité et donc de gestion unitaire du réseau. L'exécution par le gestionnaire du réseau d'une fourniture prévue par un contrat X peut perturber les conditions de livraisons d'un autre contrat Y et imposer des coûts supplémentaires nécessaires pour préserver l'équilibre et la sécurité du réseau. A l'inverse l'exécution du contrat Y va susciter des perturbations susceptibles de modifier les conditions de livraison de la fourniture X. Et ainsi de suite, avec tous les contrats privés. Comment imputer, et à qui, le coût de ces perturbations ? Comment évaluer ce que l'exécution d'un programme de livraison impose aux autres ? On aboutit vite à un degré de complexité non maîtrisable qui fait dire à la plupart des électriciens qu'il y a en définitive incompatibilité de nature entre contrats privés et logique de marché d'un côté, et gestion unitaire du réseau de l'autre.

En réalité, cette affirmation est fautive. Il est possible de réconcilier les impératifs de sécurité et de gestion unitaire avec des systèmes de contrats privés. La réponse passe par le montage de mécanismes institutionnels qui permettent de dissocier flux physiques et flux financiers. C'est ce que nous allons voir maintenant.

LA QUESTION DE L'OPTIMISATION

L'unicité de gestion du réseau s'impose pour des raisons de sécurité. L'interconnexion généralisée permet de réduire considérablement le coût des dispositifs de secours conçus pour assurer la stabilité du système de transport et de distribution. Mais à cela s'ajoute un autre avantage économique : la possibilité de gérer l'appel des moyens de production de manière à minimiser les coûts de fonctionnement de l'ensemble du parc électrique national.

L'idée est qu'on ne peut avoir, d'un côté, une centrale à coûts élevés qui tourne et produise alors qu'un peu plus loin une autre centrale, à coûts moindres, serait arrêtée. L'interconnexion de toutes les centrales en réseau doit être gérée de manière qu'à tout instant, face à un certain niveau de la demande, soient appelées à produire seulement les centrales dont les coûts (variables) sont les plus bas. De cette manière on sera assuré que la puissance électrique produite le sera aux moindres coûts. C'est le principe d'optimisation.

Dans le cadre d'un monopole vertical intégré, cet objectif est atteint par la technique dite du « coût marginal ». On classe les établissements de production par ordre croissant de leurs coûts marginaux croissant, et le dispatching central appelle les centrales en commençant par celles dont le coût marginal est le plus bas, jusqu'à la tranche marginale dont l'apport final permet de satisfaire toute la demande prévue. C'est ce qu'on appelle l'ordre de préséance, le « merit order ». Les coûts marginaux se déduisent des caractéristiques techniques liées aux technologies utilisées. La théorie marginaliste enseigne alors que la « valeur économique » de l'électricité pour une certaine tranche horaire se déduit du coût marginal de production de la dernière tranche appelée au cours de cette période, et donne le prix auquel celle-ci devrait être en principe vendue dans le cadre d'une gestion économique optimale.

Il va de soi que le passage à un système concurrentiel de contrats privés ne doit pas remettre en cause ce principe d'optimisation, et donc la technique d'appel des centrales par « merit order ». Sinon cela reviendrait à admettre que la priorité puisse être donnée au fonctionnement d'unités de production à coûts plus élevés par rapport à d'autres moyens à coûts moins élevés. Ce serait inefficace, anti-économique. La déréglementation ne peut se concevoir que si elle reste compatible avec la recherche de l'efficacité.

Est-ce possible ? Est-il concevable de maintenir l'ordre de préséance économique tout en garantissant aux clients indépendants qu'ils pourront bénéficier de leurs fournitures électriques dans des conditions de programmation et de prix correspondant aux clauses de leurs contrats ? Peut-on conserver le « merit order » tout en assurant aux vendeurs un flux de revenus correspondant à celui de leurs contrats ? Comment ?

Pour répondre à ces questions essentielles, nous prendrons comme exemple la technique utilisée dans des pays comme la Norvège ou la Suède; deux pays qui, au cours des dernières années, ont poussé le plus loin la déréglementation de leurs systèmes électrique et leur ouverture à la concurrence (mais qui font aujourd'hui école en Californie ou encore en Espagne).

Le réseau, gestionnaire du marché

Un producteur A passe un contrat de fourniture électrique sur 10 ans avec un client B. Ce contrat spécifie, d'une part, la puissance électrique qui, tranche horaire par tranche horaire, pendant toute la durée du contrat, sera mise à la disposition du client pour faire fonctionner ses installations; d'autre part le prix moyen auquel sera facturée sa consommation électrique pendant toute la durée de cet engagement contractuel.

On admet que le réseau est un « monopole naturel » par les fils duquel toute fourniture doit nécessairement transiter. Ce réseau est administré par une compagnie indépendante. Le producteur A transmet à la compagnie gestionnaire du réseau son contrat et le programme de fournitures qui l'accompagne. En principe le réseau est là qui doit s'organiser pour assurer le transit des livraisons aux dates et heures prévues. En réalité, les choses se passent d'une manière sensiblement différente.

La communication du contrat aux autorités du réseau donne lieu à une sorte de quasi-contrat de fait par lequel le réseau se substitue au producteur pour garantir au client la bonne exécution des fournitures auxquelles il a souscrit, en échange de l'engagement du producteur d'injecter dans le réseau des puissances équivalentes pendant les périodes couvertes par le contrat. Comment la couverture des besoins du client est-elle alors satisfaite ? A partir de l'appel de quelles centrales ? Celles du producteur qui a signé le contrat, ou d'autres appartenant à d'autres compagnies ? Ce genre de question ne relève plus que de la seule autorité du gestionnaire du réseau qui va faire ses choix en fonction de critères d'optimisation technico-économiques, indépendamment même des clauses des contrats qui lui ont été communiqués, pour autant que les producteurs, eux, respectent leurs engagements de faire la contrepartie. Tout se passe comme si une fois communiqués au réseau, on oublie les contrats; comme si on les mettait provisoirement de côté; ou encore comme si le réseau exerçait la fonction d'un « acheteur unique » récupérant la tâche de mener à bonne fin l'exécution de tous les contrats, mais sans qu'il y ait eu un quelconque acte juridique de rétrocession obligatoire de leur propriété au réseau.

Pour satisfaire la demande totale qui résulte de l'addition de tous les contrats, la compagnie indépendante du réseau dispose en quelque sorte d'une possibilité de tirage sur l'ensemble des capacités de production disponibles des producteurs. Mais cette fois-ci il ne suffit plus au dispatcheur central d'envoyer un ordre au directeur d'usine qui n'a pas d'autre choix que de s'exécuter. Il s'adresse à des firmes autonomes à qui il ne peut plus se contenter d'ordonner autoritairement de tourner. Il lui faut obtenir leur coopération volontaire au programme d'appel en leur offrant un prix de rémunération de leurs services qui soit suffisamment attractif par rapport à leurs coûts. Le problème du réseau est d'offrir aux producteurs un prix suffisant pour obtenir de leur part une offre globale égale à la demande prévue, mais qui soit aussi le prix le plus bas possible nécessaire à la manifestation de cette offre.

Ce problème est résolu par la mise en place d'un mécanisme d'enchères quotidiennes. Chaque matin le réseau fait ses prévisions de besoins pour les différentes tranches horaires du lendemain. Puis il demande à chaque producteur de lui faire connaître quel prix il demande au minimum par kw pour accepter que ses installations soient appelées par le dispatching central à injecter leur production dans le réseau. Les offres ainsi faites sont empilées par ordre de prix croissant. A l'heure dite, le réseau appelle

les tranches de production selon cet ordre de préséance jusqu'à la tranche marginale dont l'apport permet d'équilibrer les apports ainsi faits au réseau avec ce que les utilisateurs en soutirent.

Le prix demandé par ce producteur marginal est alors crédité au compte de tous les producteurs appelés en rémunération des kw produits pendant la période horaire concernée. Le réseau établit une comptabilité en partie double. D'un côté il crédite au compte des producteurs tous les kw qu'ils ont individuellement produits et qui sont comptabilisés au prix de l'offre la plus forte du dernier producteur appelé. De l'autre, il comptabilise tous les kwh consommés par les clients pour chaque tranche semi-horaire de la journée, au prix moyen de l'ensemble des kw produits durant la même période - qui, par définition est égal au « coût marginal » de la dernière tranche appelée. C'est le « prix spot ». Ce prix, qui exprime la « valeur marchande » de l'électricité pour la tranche horaire concernée, est très volatile. Il varie d'une période à l'autre, pouvant atteindre des niveaux très élevés pendant les périodes horaires où la demande atteint le seuil de saturation des capacités disponibles.

Le réseau et la comptabilisation des flux

Tous les quinze jours (ou tous les mois, cela dépend), le réseau établit le relevé des compteurs tant des producteurs que des consommateurs, et va comparer les montants lus, pour chaque tranche horaire, à ceux inscrits dans le programme contractuel.

Dans le contrat signé entre le vendeur et l'acheteur, la valeur de vente (ou d'achat) du programme a été évaluée sur la base d'un prix moyen fixé ex ante pour une longue durée. Ce prix détermine d'une part ce que le client va déboursier sur l'ensemble de cette durée de temps pour être assuré de disposer d'une certaine garantie d'alimentation électrique; de l'autre ce que le fournisseur encaissera pour, en principe, lui assurer ce service.

De fait, c'est le réseau qui, pour une double raison de sécurité et de minimisation des coûts globaux de fonctionnement du système électrique, s'est substitué au fournisseur pour l'exécution du programme de fournitures. Ce programme il le facture au débit du compte du client consommateur au prix de ce que cela lui a en principe coûté - c'est à dire aux prix qu'il lui a fallu offrir aux producteurs pour obtenir d'eux qu'ils assurent heure par heure la couverture des besoins de l'ensemble des consommateurs. Ce prix est égal à la somme de tous les « prix spots » successifs cotés pendant toutes les tranches horaires couvertes par le contrat d'approvisionnement. Comme ce prix varie beaucoup d'une heure de la journée à l'autre, et d'une saison à l'autre, il n'y a aucune garantie que le prix moyen du kwh finalement porté au débit du compte du client sur l'ensemble de la période considérée corresponde au prix moyen ex ante défini lors de la signature du contrat.

De son côté, le fournisseur voit son compte auprès du réseau crédité non pas en fonction des fournitures qu'il a contractuellement promis de livrer à son client, mais en fonction du nombre d'heures où, durant la période d'exécution du contrat, il est effectivement appelé à produire. En raison du mécanisme de « merit order » et de son mode de calcul, ce nombre n'a rien à voir avec ce qui figure dans le contrat. Il dépend uniquement de la position relative des offres du producteur dans l'ordre de préséance déterminé chaque jour pour chaque heure du lendemain. Le gain total porté par le réseau au crédit du producteur pour chaque période de facturation est donc totalement indépendant de ce qui figure dans le contrat. Là encore, il n'y a aucune raison pour que le crédit cumulé corresponde à ce qui est inscrit dans le contrat. Compte tenu des fortes variations horaires du « prix spot » sur la base duquel chaque producteur appelé est rémunéré, le gain final peut-être supérieur, comme il peut être inférieur à la somme contractuelle initialement prévue.

Lorsque vient le moment de solder les comptes - en fin de chaque sous-période mensuelle, ou en fin de contrat - on a donc d'un côté un client qui a bien reçu ce qui était prévu au contrat, mais dont le compte débiteur est soit supérieur, soit inférieur au paiement initialement programmé. D'un autre côté, on a un producteur qui trouve à son compte un solde créditeur qui est soit supérieur, soit inférieur à la rémunération globale inscrite dans le contrat. Enfin, on a des producteurs tiers sur la production desquels il a bien fallu tirer, et donc qu'il faut aussi payer, si le fournisseur partie au contrat ne s'est pas trouvé suffisamment appelé pour faire au réseau un apport total égal aux volumes inscrits dans le contrat initial.

Si la somme figurant au débit du compte du client est supérieure au prix total prévu par le contrat, le producteur va lui rembourser la différence (parce que le coût plus élevé pour le client signifie que le fournisseur a de son côté été payé plus cher pour ce qu'il a livré au réseau). Si cette somme est inférieure, c'est au contraire le client qui va payer la différence (car le fait que le prix moyen porté au débit du compte du client est inférieur à ce qui était prévu pour contrepartie que la rémunération du fournisseur pour ses apports au réseau s'est faite elle aussi sur la base d'un prix moyen inférieur à celui figurant dans le contrat). Le producteur encaissera finalement exactement la somme prévue à l'origine par le contrat. De même le client n'aura au total à décaisser pas plus que ce que le contrat prévoyait. Enfin les comptes du réseau eux-mêmes sont équilibrés : une fois toutes les compensations effectuées, il ne doit pas avoir à décaisser plus qu'il n'encaisse.

Grâce à ce double mécanisme de découplage des flux physiques et des flux financiers, et de liquidation des comptes par une procédure de « contrats pour différence », on obtient un résultat doublement remarquable : d'un côté, le contrat est respecté (le client a reçu l'approvisionnement promis au prix conclu); de l'autre, on a conservé le principe de « merit order » qui permet d'optimiser le mode de fonctionnement de l'ensemble des capacités de production, et donc de garantir que les quantités produites l'ont été aux prix les plus bas.

Ce mécanisme est celui qui fonctionne en Norvège. C'est la compagnie propriétaire du réseau qui assure toutes ces opérations de comptabilisation et de compensation en comparant les nombres relevés au contenu des contrats; ce qui permet de limiter les transferts effectifs d'argent en provenance du réseau, ou au profit du réseau au strict minimum. Cela marche parce que le nombre total des contrats, tout en étant élevé, reste cependant encore d'un ordre de grandeur manipulable. Mais au fur et à mesure que le nombre des contrats croît, la gestion en devient de plus en plus lourde. Aussi est-il de plus en plus question d'évoluer vers un mode de fonctionnement plus proche de ce qui se pratique en Grande Bretagne.

Le système britannique

En Angleterre et au Pays de Galles, le cordon ombilical entre le contenu des contrats et les opérations physiques menées à travers le réseau est totalement coupé. Les contrats ne sont même plus communiqués à l'autorité en charge de la gestion du réseau. Il ne s'agit plus que de simples contrats financiers du type « contrats pour différence » qui permettent aux producteurs et aux consommateurs de se couvrir contre les variations journalières du prix spot en convenant à l'avance d'échanger leurs anticipations sur ce qu'ils estiment que sera, sur une période donnée, l'évolution probable du prix moyen de l'électricité.

Dans ce système, on ne fait même plus de comparaison entre ce que l'un promet de livrer au réseau et ce qu'il livre effectivement, ou ce que l'autre prévoit de soutirer au réseau et qu'il en tire réellement. Tout ce que le fournisseur produit et livre au réseau est crédité à son compte et facturé au réseau sur la base de l'addition des prix spots constatés pour chaque demi-heure. C'est le réseau qui lui fait directement un chèque. A l'inverse, le client règle directement au réseau un chèque couvrant l'ensemble de ce qui lui a été fourni sur la base des quantités comptabilisées et des prix de marché affichés pour chaque tranche horaire. Le règlement des différences par rapport au prix convenu contractuellement se fait alors directement, hors marché, sans que le réseau s'y trouve impliqué autrement que par la communication des documents qui permettent de constater ce qui a été effectivement livré ou consommé, et à quels prix.

C'est la technique du *Pool* avec séparation entre, d'une part, une compagnie qui assure la gestion des flux physiques (NGC, société propriétaire des moyens de transport), et de l'autre une coopérative de producteurs (le *Pool*) qui gère les procédures d'enchères, calcule et affiche le prix spot de chaque période semi-horaire, et finalement assure la comptabilité et la facturation de tous les comptes individuels, aussi bien producteurs qu'acheteurs.

LE PROBLEME DES « DEFAILLANCES »

En électricité, c'est un problème tout à fait essentiel.

On pourrait imaginer que chaque fournisseur d'électricité soit contraint de livrer à tout instant au réseau exactement la même quantité d'énergie que celle qui est soutirée au même moment par son client en un autre point. Mais une telle coordination est impossible.

Il est irréaliste de croire que - même avec des équipements de communication et de réglage extrêmement sophistiqués - on puisse à tout instant assurer que les quantités d'énergie injectées dans le réseau et les quantités soutirées du réseau correspondent exactement aux spécifications des contrats conclus entre producteurs et clients.

Il faut en effet compter avec les pannes propres des producteurs, ou avec celles qui sont dues aux incidents du système de transport (lignes coupées).

Certaines défaillances sont prévisibles. Par exemple les arrêts pour maintenance. Dans ce cas, le producteur peut se couvrir en payant un autre producteur pour qu'il produise à sa place (échange).

D'autres sont impossibles à prévoir. Dans ce cas, pour éviter des incidents de réseau, il faut que quelqu'un (le dispatcheur) ait le pouvoir discrétionnaire de compenser les défaillances des uns par l'appel instantané, ou à très court préavis, d'autres moyens de production.

On retrouve le besoin d'un pilotage centralisé du réseau. Il ne suffit pas de disposer d'un contrat pour être assuré de recevoir à tout moment les quantités souscrites. La continuité et la sécurité de la fourniture nécessitent la présence d'un réseau géré d'une manière unitaire, et c'est précisément cet argument qui est utilisé par ceux qui ne croient guère à la possibilité à l'efficacité de l'introduction de procédures de marché et de concurrence dans l'électricité.

Lorsqu'il s'agit d'un monopole intégré, on retombe sur le cas évoqué plus haut. Tous ces problèmes de défaillance sont absorbés par le caractère fongible des fournitures. Le seul problème du gestionnaire de réseau est de disposer de bonnes prévisions qui lui permettent de prévoir d'aussi près que possible le taux des défaillances probables pour chaque période horaire, et de mettre en réserve un volume de capacités disponibles suffisant. L'appel des centrales sollicitées en complément ne pose pas de problème : les directeurs exécutent les ordres qui leur parviennent du centre.

Mais lorsqu'on a affaire à des contrats privés, tout cela se complique. Le réseau ne peut obtenir la coopération des producteurs privés pour assurer le secours des défaillances que si ceux-ci ont préalablement conclu avec lui des contrats définissant dans quelles conditions ces appels peuvent se produire.

Ensuite se pose un problème financier qui n'existe pas dans le cas du monopole intégré. Il faut que ceux qui sont ainsi appelés à intervenir pour suppléer la défaillance d'autres se trouvent financièrement dédommagés pour ce qu'ils auront ainsi produit. Il faut aussi définir à quel prix.

Il faut distinguer entre les deux sortes de défaillances :

- celles qui peuvent être prévues, anticipées.
- celles qui correspondent à des pannes imprévisibles.

Une usine peut avoir besoin de réparations et de services d'entretien qui modifient son planning de production. Mais le propriétaire conserve une certaine liberté pour programmer ses arrêts. Son intérêt est autant que possible de les programmer pour les périodes où le prix qui sera comptabilisé par le

réseau a toutes chances d'être plus bas que son coût marginal (parcequ'il ne sera pas appelé), ou tout au moins le plus bas par rapport à son coût marginal.

Lorsque son arrêt est programmé, il retire son offre du mérit-order (même si cela correspond à une période horaire où il est supposé fonctionner pour son client). Un autre producteur sera appelé à sa place et se trouvera crédité pour la tranche horaire concernée au prix spot issu des enchères de la veille. La sanction de ne pas être offreur est qu'il va ainsi perdre une recette. Son remplaçant est payé au prix du jour.

Il n'y a aucune différence avec la situation qui apparait lorsque le producteur n'est pas appelé par le réseau parceque son coût marginal est trop élevé par rapport aux autres offres. Autrement dit, la défaillance n'est pas un problème en soi. Son coût est tout simplement le prix semi-horaire du marché.

Comme ce prix est très volatile, et qu'il peut connaître des amplitudes très fortes, le travail du producteur est de planifier ses arrêts en fonction de ce qu'il anticipe que seront les variations probables du prix du marché.

Le coût de la défaillance est le prix du marché, le prix spot horaire. Mais le producteur (A) peut essayer de se couvrir pour moins cher. C'est là l'avantage d'un marché où se confrontent des offres qui reposent sur des anticipations personnelles différenciées.

Le mécanisme de l'échange

Supposons deux producteurs A et B fonctionnant dans une zone de coûts constants. Le coût du producteur A est de 80, et son anticipation est que le prix du marché (le coût du producteur marginal dernier appelé pour satisfaire toute la puissance demandée par les utilisateurs) sera de 100 pour la tranche horaire concernée. Ne pas faire fonctionner son usine lui coûte une recette de 100, mais lui fait faire l'économie d'une dépense de 80. Le coût de l'arrêt - le coût de ne pas fournir lui même l'énergie correspondant à son contrat - est de 20 par kwh non produit.

Imaginons maintenant un autre producteur B dont le coût unitaire de production pour la même période est de 95 et qui s'attend à ce que le prix de marché soit de 90. Il anticipe donc qu'il ne sera pas appelé et qu'il disposera d'une capacité de production disponible qu'il est prêt à mettre à la disposition de quelqu'un d'autre pour le remplacer s'il est défaillant.

Le producteur A va proposer à B de faire un échange. Puisqu'il sait qu'il doit s'arrêter, il va lui proposer de produire à sa place l'électricité promise à son client, et il va pour cela lui faire une offre à 96. Ce montant couvrant son coût de production, B va accepter. Etant assuré de percevoir 96 par kwh (dans le cadre d'un contrat pour différence) il peut maintenant présenter au mérit order une offre à 90 dont il attend qu'elle lui assurera d'être appelé (selon ses prévisions). B prend la place de A. La même demande totale est servie. Le client de A est servi. L'arrêt de A ne lui coûte que 96 par unité (versé à B) au lieu de 100 qui lui aurait été facturé par le réseau. Comme il économise par ailleurs 80, le coût réel de l'arrêt de production n'est que de 16 (au lieu de 20 s'il n'avait pris aucune précaution).

En réalité, du fait de la fongibilité du courant électrique, d'un point de vue comptable, la transaction va s'effectuer de la manière suivante. Quatre cas de figure doivent être examinés.

1. **Le prix spot s'établit bel et bien à 100** (c'est la prévision de A qui se réalise). Le producteur B est appelé. Son compte est crédité de 100. Il gagne 5 par kwh produit. Mais comme il a conclu un contrat à 96, il est tenu de reverser la différence (4) au producteur A. L'arrêt de son générateur coûte à A non pas 20 par kwh non produit, mais seulement 16. Et il rapporte 1 à B, par rapport à l'alternative qui était de ne pas chercher de contrat de remplacement.
2. **Le prix spot s'établit à 90** (c'est la prévision de B qui se réalise). B est appelé (car assuré de toucher 96, il est entré dans le mérit order en faisant une offre à 90 au lieu de 95). Il reçoit 90 du réseau, mais dépense 95 en frais de fonctionnement. B perd donc 5. Mais

comme son contrat est de 96, A lui reverse la différence, soit + 6. A a mal prévu et fait une mauvaise affaire : l'exécution de son contrat lui - (20 +6) = - 26. B perd 5 mais encaisse 6, et fait finalement un bénéfice de + 1.

3. **Le prix spot atteint 105.** B est appelé. Son compte est crédité de 105. Comme le contrat conclu avec A est de 96, il lui reverse 9, ce qui fait que son déficit n'est plus que de 11. B de son côté encaisse toujours une plus-value de 1.
4. **Le prix spot descend à 80.** B n'est pas appelé, ce qui le prive d'une recette de 80. Mais B n'a pas à dépenser 95 en frais de fonctionnement. B économise 15. Il reçoit 96 de A, mais doit se procurer l'équivalent de la fourniture sur le marché en payant 80. Là encore, il gagne 16. Quelle aurait été sa situation alternative sans contrat ? Il aurait été débité de 80 (pour non respect de ses autres contrats de livraison), mais aurait économisé 95, soit une économie de + 15. Au total, B a bilan positif de + 16. Quant à A, son arrêt lui coûte 96 (payé à B) au lieu de 80 qui lui aurait été payé par le réseau. A perd 16.

Ces quelques cas de figure montrent que l'efficacité de ce moyen de couverture des défaillances dépend, d'une part, de la fiabilité des prévisions individuelles de chaque acteur sur les mouvements du prix de marché; mais aussi, d'autre part, de sa connaissance des coûts de production des autres producteurs. Si A n'est pas suffisamment sûr de son jugement, il peut passer par **un intermédiaire spécialisé** qui, lui, au lieu de produire, met tous ses efforts dans l'acquisition d'une connaissance plus approfondie des mouvements du marché et des coûts de la profession. Grâce à ce savoir spécialisé, cet intermédiaire pourra lui offrir une assurance meilleure marché pour couvrir ses risques de défaillances.

La fonction de l'intermédiaire

Imaginons ainsi un tiers (« Trader 1 ») spécialisé dans ce genre de transaction. Le producteur A, le nez sur le guidon, tout accaparé par ses tâches de production, ignore l'existence du producteur B. En revanche, Trader 1, lui, connaît les caractéristiques individuelles de A et de B. Il propose à A de lui vendre la fourniture de remplacement pour 99, qu'il achète ensuite à B pour 96. A voit le coût de son arrêt réduit de 1, B gagne 1 par rapport à l'alternative qui était de subir passivement sa non inclusion dans la liste des tranches électriques non appelées, et T1 gagne 3.

Là dessus arrive T2 qui, bénéficiant peut être de meilleures informations que T1 sur les coûts réels de A et B propose de payer B 97 pour vendre à A au prix de 98. Bilan : le contrat initial de A est exécuté (pas de déficit dans le réseau pour servir le client), mais A fait une économie de 2 par rapport à la pénalité qu'il aurait du payer au réseau pour sa défaillance. La présence de traders en concurrence permet à A de faire des économies par rapport à ce que lui aurait coûté sa situation d'ignorance, et par là même de réduire ses prochains prix d'offre du fait qu'il sait désormais que la défaillance lui coûtera moins cher que ce qu'il prévoyait initialement.

Imaginons enfin que A croit qu'il y a une chance sur deux que le prix spot soit de 100, et deux chances sur trois qu'il soit de 90. Son anticipation « probabilisée » tourne autour de 93. Dans ce cas, il n'y a pas d'échange possible avec B (dont le coût de production est de 95). A et B paieront au prix fort, l'un le coût de sa défaillance, l'autre le fait de ne pas être suffisamment concurrentiel par rapport aux autres producteurs.

Mais supposons que T, qui est un spécialiste de l'information, considère, lui, qu'il y a en réalité 100 % de chances que le prix soit de 100. T peut alors promettre à B un contrat rémunéré 96 s'il produit la quantité demandée (même si T n'a pas lui même l'utilisation de cette électricité), et proposer à A de la lui revendre avec un contrat de 93. Si le prix réalisé est effectivement de 100, B touche 100 du réseau mais reverse 4 à T (bilan + 4). Mais T revend 93 à A un contrat qu'il a acheté 96 (bilan - 3). Gain final pour T : +1. B gagne 1. Et la défaillance de A lui coûte seulement -13 au lieu de - 20.

Conclusion : la présence de traders permet de faire baisser les prix de l'électricité grâce à la réduction des coûts de défaillance encourus par les producteurs. Il y a une meilleure utilisation des capacités : la fourniture de A est produite par un producteur moins cher (B à 95) alors que sans ces

possibilités d'échange elle aurait été couverte par le réseau en appelant un producteur marginal à coût 100.

Mais, condition importante : tout ceci n'est possible que parce que nous avons supposé qu'il y avait publication par le réseau d'un prix de référence public de l'électricité pour toutes les tranches horaires de la journée (le prix spot déterminé par le jeu des enchères quotidiennes).

Pour que ces échanges se fassent au moindre coût il faut une bourse où soient rassemblées les offres et les demandes, ainsi que toutes les informations concernant les contrats. Cette bourse peut émerger privativement à l'initiative de quelques traders spécialisés dans la collecte et le traitement des informations électriques. Dans les exemples connus de marchés (pays scandinaves, Angleterre, Californie, demain l'Espagne), elle est organisée par les autorités dans le cadre des activités du gestionnaire de réseau qui se trouve naturellement le mieux placé pour susciter cette rencontre.

Passons maintenant aux pannes non programmables et qui doivent être compensées quasi instantanément.

Conformément au principe du réseau, toute défaillance instantanée d'un producteur sera compensée par l'appel d'un autre. Mais encore faut-il qu'il y ait des capacités qui soient prêtes à injecter dans le réseau la puissance manquante. Or un générateur n'est pas quelque chose qui démarre instantanément. Pour réagir à dix minutes, il faut qu'il y ait des installations qui aient été préparées, et donc qui encourent un certain nombre de coûts avant même de savoir si elles seront ou non appelées (start-up costs, no load costs).

Cela signifie que le prix spot (qui ne prend en compte que le coût marginal du dernier producteur appelé) n'est pas adapté à la rémunération de ce service. Il faut un prix de marché qui soit spécifiquement représentatif de la nature particulière de ce service.

Les services de secours

La solution consiste à pratiquer une autre série d'enchères adressées à des producteurs qui acceptent de signer avec le réseau un contrat spécial par lequel ils acceptent la discipline d'avoir à répondre à des appels à très court délai de préavis.

C'est la solution adoptée dans les pays scandinaves. Le réseau y dispose d'une « réserve » constituée par les offres d'un certain nombre de producteurs (mais aussi de gros clients) signataires d'un accord d'entraide mutuelle (balance service) par lequel ils s'engagent à augmenter ou réduire leur puissance livrée au réseau sur instructions du dispatcheur dans des délais extrêmement courts.

Chaque matin, le gestionnaire du réseau reçoit leurs propositions pour chaque heure du lendemain. Celles-ci sont classées par ordre croissant du prix offert. En cas de besoin d'urgence, les appels du réseau sont effectués en fonction de cet ordre de mérite. Le principe est que chaque fois qu'une intervention est nécessaire, le courant ainsi produit (*regulating power*) est payé, heure par heure, au prix d'offre du dernier équipement mobilisé pendant chacune des tranches horaires concernées.

Reste à solder les comptes de tous ceux qui sont ainsi intervenus. Les compteurs situés à l'entrée (producteurs) et à la sortie du réseau (distributeurs, clients industriels) sont automatiquement relevés toutes les heures. Sont totalisées, pour les producteurs, toutes les livraisons faites au réseau; et pour les clients, toutes les fournitures en provenance du réseau. Ces totaux sont comparés, heure par heure, aux volumes prévus dans les contrats. La différence fait l'objet d'un relevé de situation émis, tous les quinze jours, par le gestionnaire du marché à l'intention de chaque agent.

La partie de cette différence couverte par des contrats d'échange négociés en bourse est payée au prix qui figure dans le contrat. Le règlement se fait directement entre les deux parties. Les soldes non couverts par de tels contrats sont réglés au prix de marché, d'un côté par les clients débiteurs au réseau, et de l'autre par le réseau aux producteurs bénéficiant d'un compte créditeur - sauf pour les heures pendant lesquelles il y a eu interventions de secours (*balance power*). Lors de la consolidation finale des comptes, quatre cas de figure sont possibles :

- a) heures au cours desquelles aucune intervention de secours n'a été faite : tous les comptes (créditeurs ou débiteurs) sont comparés aux contrats et soldés sur la base du prix de marché affiché pour chaque tranche horaire.
- b) heures au cours desquelles des apports supplémentaires de puissance ont été injectés pour maintenir le système en équilibre : tous les comptes débiteurs (qui ont tiré plus que les quantités prévues par leurs contrats) sont facturés au prix d'offre du dernier équipement de secours mobilisé. Tous les autres sont rétribués sur la base du prix de marché
- c) heures au cours desquelles sont intervenus des effacements volontaires de puissance : tous les comptes créditeurs (qui ont tiré moins que leurs contrats) sont payés sur la base du prix demandé par celui qui a demandé le moins pour réduire son appel instantané de puissance. Tous les autres sont facturés sur la base du prix de marché..
- d) heures au cours desquelles il y a eu à la fois des apports de secours et des effacements volontaires : les comptes débiteurs sont facturés au prix d'offre du dernier équipement de secours appelé, et les comptes créditeurs sont payés sur la base du prix demandé par le moins exigeant de ceux qui ont accepté de s'effacer.

Grâce à ces mécanismes complexes il est possible d'obtenir que toute l'électricité qui est produite le soit aux plus bas coûts possibles sans avoir besoin de passer par l'intermédiaire d'une démarche d'optimisation centralisée. Retournant le raisonnement traditionnel des électriciens, on a un marché qui simule en quelque sorte les résultats théoriques d'une démarche planifiée. Il est devenu possible de garantir un degré d'efficacité économique de court terme au moins équivalent à celui d'un système électrique centralement géré; mais sans les coûts de long terme qui résultent de l'élimination de tous les facteurs de concurrence.

LES PROPRIETES ECONOMIQUES DE L'AFFICHAGE DU PRIX D'APPEL

L'une des critiques habituellement adressées par les adversaires du retour de la concurrence dans l'électricité est de faire remarquer que ces procédures d'enchères ne peuvent garantir la reproduction d'un résultat « optimal » que si les offres faites par les producteurs reflètent bien ce que sont leurs coûts marginaux réels. Quelle garantie a-t-on, disent-ils, qu'il en soit ainsi ? En régime de gestion centralisée, comme EDF, les procédures de merit order se déroulent sur des « coûts » dictés par les caractéristiques technico-économiques des installations et matériels utilisés. Dans les enchères de marché, les offres portent sur des « prix » demandés par les producteurs. C'est une grande différence. Qu'est-ce qui garantit que les prix ainsi demandés s'alignent bien sur leurs coûts, et que la condition première de réalisation d'un optimum soit donc réalisée ?

Ceux qui font cette critique ne voient pas les propriétés remarquables qui résultent du simple fait que le réseau soit contraint de rendre public le résultat des enchères horaires, et affiche ainsi pour chaque tranche horaire un prix de référence clairement visible qui peut ensuite donner lieu à de multiples analyses statistiques et de prévision.

La caractéristique d'un système de production en réseau, tel que le système électrique, est en effet que cela donne à tout moment au producteur le choix entre deux possibilités : ou bien produire lui-même son énergie vendue et la livrer au réseau, ou bien ne pas produire et laisser le réseau trouver ailleurs la fourniture promise, quitte à acquitter pour cela une pénalité égale au coût de production de la dernière tranche de production appelée pour compenser sa défaillance.

Comment se décider ? La réponse est fort simple : si le prix d'appel qui émerge des enchères pour une certaine tranche horaire se situe au-dessous de ce que sont ses coûts, son intérêt est de ne pas tourner. Il vaut mieux pour lui d'en profiter pour procéder à certaines opérations de maintenance, ou tout simplement de fermer ses installations - et cela quel que soit le prix de vente figurant dans son contrat de fourniture. Comme nous l'avons vu plus haut, il lui en coûtera moins cher de payer le réseau pour ce qu'il n'a pas fourni, ou de s'entendre avec un autre producteur pour qu'il prenne sa place. Si au contraire le prix d'appel qui sort des enchères est supérieur à son coût de production, son intérêt est évidemment de produire.

Cette situation de choix signifie qu'en réalité il n'y a qu'un danger extrêmement minime de voir les producteurs adopter un comportement qui les conduirait à vouloir systématiquement tricher sur la connaissance de leurs coûts marginaux. S'ils proposent un prix plus élevé que leur coût réel, ils prennent en effet le risque de ne pas être appelés alors que le prix d'appel se trouvera en réalité être supérieur à leur coût marginal, et qu'ils auraient donc pu gagner plus d'argent en produisant qu'en choisissant une stratégie qui augmente leurs chances de ne pas être appelés. A l'inverse, s'ils offrent un prix trop bas, plus bas que leurs coûts (parcequ'ils espèrent ainsi avoir plus de chances d'être appelés plus souvent), ils risquent d'être appelés alors que le prix qu'on leur versera sera inférieur à ce qu'il leur en coûte de tourner. Dans ce cas, ils peuvent encore choisir de se porter « défailants »; mais cela n'empêchera pas que cette défaillance leur sera tarifée au même prix de marché, supérieur à leurs coûts. Dans les deux cas, il y perdront. Sauf lorsqu'il s'agit de grandes entreprises ayant une part de marché telle qu'elles bénéficient d'une position dominante incontestable, une stratégie de mensonge n'est pas payante.

A moins qu'un producteur dominant sache par avance qu'il a plus de chances que les autres de se retrouver en situation d'offreur marginal - et donc en position d'exercer une influence sur le niveau des prix d'appels qui sortent des enchères -, le système présente ainsi la propriété remarquable d'inciter les entreprises à faire des offres qui restent aussi proches que possibles de leurs coûts réels.

Ce qui signifie que, par définition, n'accepteront d'être connectés au réseau que les équipements qu'il est « efficient » de faire tourner (ceux dont la valeur de ce qui est produit est supérieure à ce que cela leur coûte). Ce qui signifie aussi que le mécanisme introduit une coïncidence également remarquable entre l'intérêt financier des producteurs et le programme d'optimisation des appels construit par le gestionnaire du réseau. Aucun entrepreneur ne désirera tourner plus d'heures que ne le lui demandent les instructions en provenance du dispatching central. Les producteurs seront en définitive indifférents au fait que leurs équipements tournent ou ne tournent pas, tout en étant incités à se montrer les plus disponibles possibles pour produire durant les périodes où la tension sur le marché est la plus forte.

Enfin, le fait de pouvoir se référer à un prix visible, régulièrement coté, et dont l'honnêteté des conditions d'élaboration est suffisamment reconnue par la majorité des opérateurs, crée une situation favorable à l'offre de nouveaux produits contractuels autorisant une meilleure couverture et un meilleur partage des risques entre producteurs et clients, mais aussi des agents financiers extérieurs au monde traditionnel de l'électricité. Je pense ici à ces marchés à terme de contrats électriques qui existent déjà en Angleterre, mais aussi aux Etats-Unis, et qui devraient prochainement commencer à se développer également en Scandinavie.

Comme nous l'avons vu, la logique qui préside à la naissance des bourses d'échanges de contrats électriques repose sur le fait que les opérateurs ne partagent pas les mêmes anticipations quant à l'évolution future des prix du marché. Comme ces prix deviennent d'autant plus volatiles que la technologie permet désormais de traquer les variations de la valeur de l'électricité au plus près de la demande (quasiment en temps réel), il en résulte que plus le nombre de tels contrats se multiplie, plus croît la demande de mécanismes de couverture permettant de limiter les risques individuels des producteurs en les partageant avec d'autres qui acceptent d'entrer dans ce jeu parceque, par ailleurs,

leurs propres risques sont atténués par la connaissance de meilleures possibilités de diversification de leurs portefeuilles de placements.

Comme cela s'est passé sur nombre d'autres marchés (produits pétroliers, le gaz naturel, etc...), le prix spot a ainsi vocation à devenir le point d'ancrage d'une pyramide de plus en plus complexe et diversifiée de contrats électriques dont le degré de liquidité croîtra au fur et à mesure de l'essor des marchés. Avec pour terme ce que certains appellent la « *commoditization* » de l'électricité : c'est à dire sa transformation en une matière première de base, négociable sur des marchés au comptant ou à terme, ou encore des marchés de produits dérivés, dans des conditions identiques à celles que l'on connaît pour toutes les autres grandes matières premières du monde.

LE PROBLEME DE LA RECUPERATION DES COUTS FIXES

Cette approche laisse cependant en suspend un problème. Si le prix d'appel est uniquement fondé sur le coût marginal du dernier producteur appelé, celui-ci ne pourra couvrir que ses frais variables (de combustible), mais pas ses frais fixes, ni même les dépenses nécessaires pour la mise en disponibilité de ses équipements (coûts de démarrage, coûts d'attente...). Les autres, avec des coûts marginaux moindres (producteurs infra-marginaux), encaisseront un peu plus que leurs dépenses de combustible. Mais, globalement, tous les producteurs d'électricité ne récupéreront qu'une partie seulement de leurs coûts fixes. Nombre d'entre eux - ceux dont les usines se retrouvent le plus fréquemment dans la position du « producteur marginal » - seront conduits à la faillite, même si leurs décisions sont, du point de vue économique, parfaitement efficaces. C'est l'une des autres grandes critiques souvent adressées aux projets de libération des marchés électriques.

Cette situation implique qu'au moins pour certaines heures - les heures les plus chargées de l'année - le prix d'appel cesse d'être rigidement lié au coût marginal du dernier producteur appelé.

La solution se trouve dans le fait que, en raison des particularités de l'électricité (instantanéité, non stockabilité), il y a non un seul, mais en réalité deux « prix d'équilibre », deux « prix de marché » :

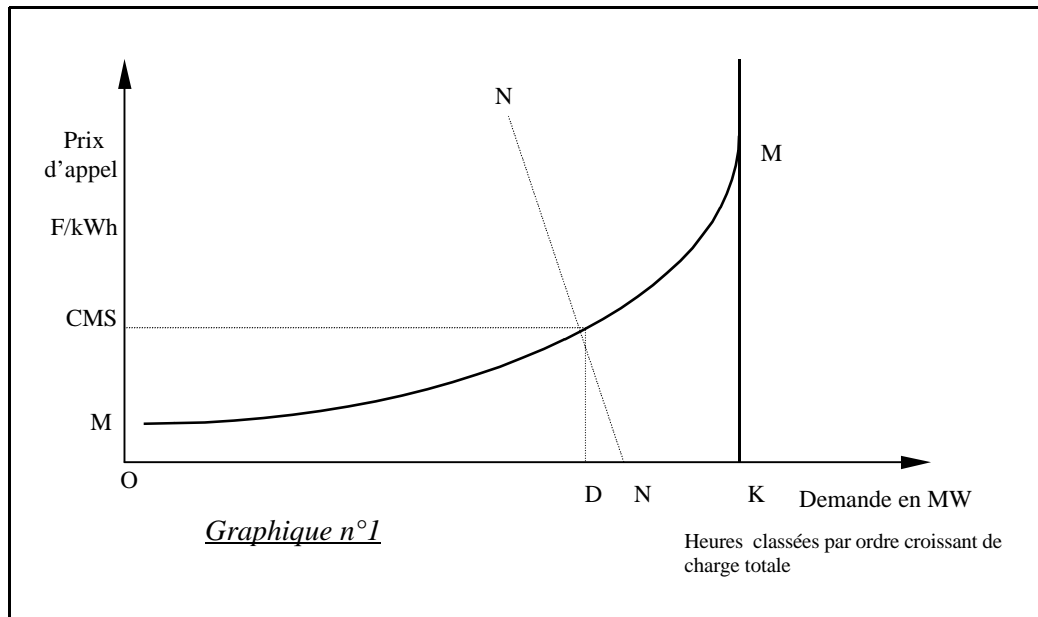
- a) un prix pour les périodes horaires pendant lesquelles la demande reste à l'intérieur des limites de capacité disponibles;
- b) un prix pour les périodes où l'insuffisance des réserves de production disponibles oblige à rationner la demande.

Les heures où $D < K$

Pour les heures de la première catégorie, le prix de marché est déterminé par le coût marginal du dernier offreur appelé au cours de l'heure considérée.

Le processus est résumé par le graphique joint à ce texte. La veille, les entreprises communiquent au réseau, pour chaque tranche horaire du lendemain, le programme des équipements qui sont prêts à tourner, ainsi que le prix qu'elles demandent pour accepter qu'ils soient appelés et que leur production soit déversée sur le réseau. Ces offres sont classées par ordre croissant. Ce classement donne la courbe MM. En supposant que les offres faites reflètent « honnêtement » le coût marginal de chaque installation (on verra plus loin ce qui garantit la sincérité de ces déclarations), cette courbe montre le

coût de chaque producteur marginal au fur et à mesure que, la demande augmentant, le réseau fait appel à une tranche supplémentaire, en commençant par celles qui annoncent les coûts les plus bas, et en finissant par celles qui affichent les coûts les plus élevés.



Si pour une certaine tranche horaire la demande est représentée par la droite NN, l'équilibre est obtenu pour la demande D. Celle-ci sera satisfaite grâce à l'appel en dernier d'une tranche de production dont CMS est le coût marginal. CMS représente le *coût marginal du système électrique* pour la tranche horaire concernée. Défini par l'intersection de MM avec la courbe de demande NN, il représente également *la valeur de l'électricité* pour les tranches horaires pendant lesquelles la demande peut sans difficulté être satisfaite à partir des capacités existantes. CMS donne le *prix d'appel* des producteurs, mais aussi le *prix de marché* de l'électricité pour la tranche horaire concernée.

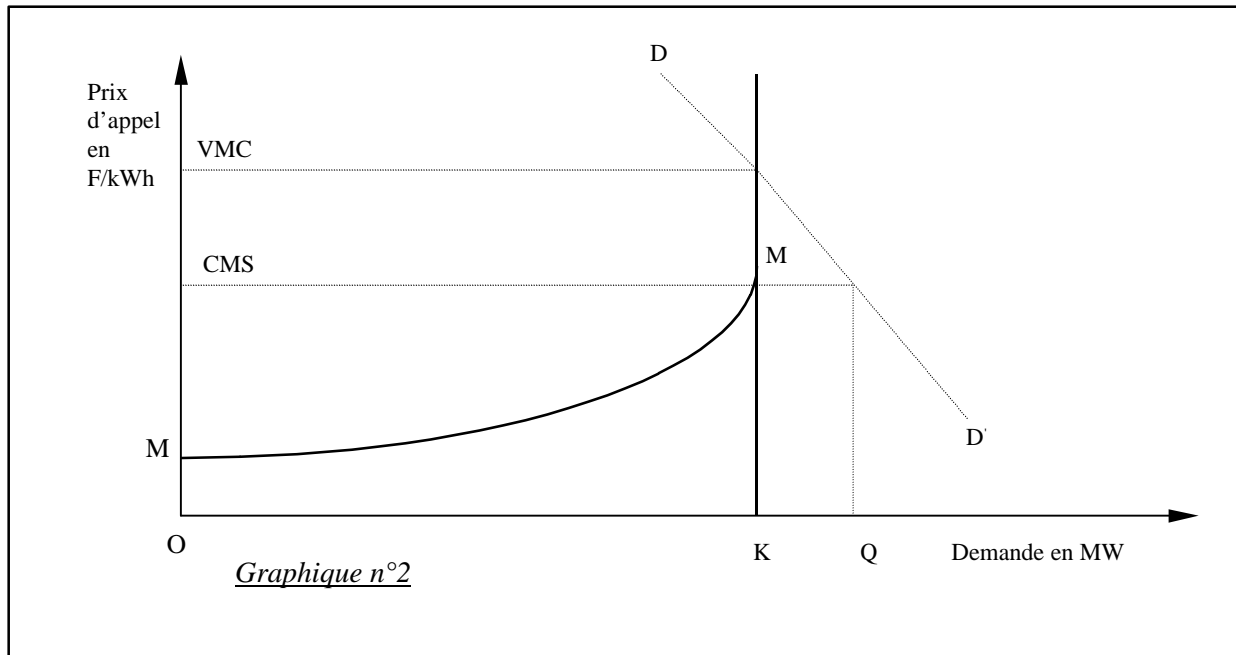
Les heures où $D > K$

Pour les heures de la seconde catégorie, on ne peut plus se contenter de prendre le coût marginal de la dernière unité de production appelée. Il y a excès de la demande. Il faut trouver un procédé de rationnement.

La solution économiquement « efficace » consiste à organiser des enchères entre les plus gros clients du système (les compagnies de distribution + les gros consommateurs industriels) de manière à ce que soient servis en priorité, au cours des heures où le système fonctionne au voisinage de ses capacités de production maximales, ceux d'entre eux qui tiennent absolument à être servis et qui sont prêts à payer le prix fort - c à d. ceux pour qui *la valeur* de ce qui est produit par les dernières tranches appelées est la plus élevée. Doivent s'effacer ceux pour qui l'électricité produite pendant ces quelques heures n'a pas une valeur telle qu'elle justifie qu'ils fassent l'effort de payer plus que ce qu'offrent les autres.

Sur le second graphique, DD représente la courbe de demande correspondant aux heures de pointe. Si le prix d'appel est fixé à CMS, la demande effective sera Q, situé au-delà de ce qui peut être produit par les capacités disponibles. L'équilibre entre offre et demande est rétabli si le prix de marché est porté à VMC. Ce prix est celui nécessaire pour qu'un nombre suffisant d'utilisateurs acceptent de réduire leur consommation (de « s'effacer ») de manière à ce que la demande totale adressée au système électrique par l'ensemble de la population revienne de Q à K. VMC donne *le prix de marché* de

l'électricité pour ces périodes de saturation, et représente la *valeur marginale de l'électricité pour les consommateurs* pendant ces périodes horaires.



Telle est la solution adoptée par les scandinaves qui mettent les 5 % d'heures les plus chères aux enchères. Les norvégiens, mais aussi les suédois font en sorte que les plus gros clients du système participent aux enchères, aussi bien celles qui servent à construire l'ordre de préséance des appels du lendemain, que celles qui sont utilisées pour constituer la *réserve de puissance* du même jour.

En Angleterre et au Pays de Galles, quelques gros clients se voient offerts la possibilité de définir un prix au-delà duquel ils préfèrent que la fourniture soit interrompue. Mais ce n'est qu'une exception. Pour les autres, le coût marginal de la dernière tranche appelée du système est simplement majorée, pendant les heures les plus chargées, d'un coefficient censé représenter l'espérance mathématique du coût de la défaillance.

Ce mécanisme de double « prix de marché » permet d'apporter une solution au problème des coûts fixes. Il introduit en effet une grande volatilité dans le prix du marché. Celui-ci peut monter très haut - très au-dessus même des coûts marginaux du producteur le plus cher - pendant les heures où le système fonctionne au voisinage de saturation. Au cours de ces heures très chères, les producteurs infra-marginaux qui ont les coûts marginaux les plus bas du système (les tranches nucléaires) encaisseront d'importantes rentrées capitalisées sur une très longue durée. Ce cash-flow va rembourser les emprunts qui ont permis la construction des usines. Les tranches qui se situent plus haut dans le *merit order*, et qui seront donc appelées moins souvent (heures de pointe, semi-base), encaisseront moins d'argent puisque la différence est plus faible. Mais il s'agit de productions fondées sur des technologies nécessitant des niveaux d'investissements beaucoup moins importants. De tels prix doivent en principe suffire pour que des producteurs travaillant avec des équipements à investissement limité (gaz, cogénération) se contentent de tourner un petit nombre d'heures par an et s'en accommodent très bien.

LE PROBLEME DE LA CONCURRENCE ET DES « COUTS ECHOUES »

La mise en place de ces nouvelles institutions de marché a pour conséquence le retour de la concurrence à quatre niveaux :

- d'abord la concurrence au sens le plus classique du terme, celle qui se manifeste dans le choix technologique des projets et des investissements au moment de la conception et de la passation des commandes pour de nouvelles tranches de production.
- ensuite, la concurrence qui est liée au risque de marché, ou au risque technologique : le risque d'obsolescence accélérée que prend l'investisseur lorsque l'entrée sur le marché redevient libre, et que l'arrivée de nouveaux producteurs bénéficiant de nouvelles technologies dont le développement n'avait pas été prévu risque compromettre la réalisation de ses plans de financement initiaux.
- la concurrence sur le marché des contrats de secours : celle que se livrent les producteurs pour échanger des contrats qui leur permettent de réduire le coût de leurs défaillances (la bourse des échanges).
- enfin, la concurrence commerciale en aval de la production pour s'attacher le client en lui proposant des produits, des services ou des prix différents des autres (le fin du monopole de la distribution, partielle lorsqu'elle se limite aux ventes de gros, totale lorsqu'elle s'étend jusqu'au client final).

Ce retour de la concurrence nourrit un âpre débat pour savoir s'il convient ou non d'indemniser les producteurs autrefois protégés par le monopole des pertes financières que le changement de régime économique va leur infliger. C'est toute la question des « coûts échoués » qui est généralement présentée de manière très partielle et partielle, et qui sert souvent d'alibi supplémentaire pour multiplier les obstacles aux efforts de libération des marchés électriques. Une mise au point claire et nette sur ce sujet est indispensable.

A - La concurrence des nouvelles technologies.

Depuis plusieurs années, on assiste à la baisse du coût marginal du gaz par rapport aux autres technologies utilisant, en heures de pointe et semi-base, des combustibles fossiles. De ce fait, cogénérateurs et cycles combinés se retrouvent de plus en plus souvent appelés en lieu et place d'autres installations.

Ces entreprises trouvent encore rentables d'être appelées pour des tranches horaires correspondant à des prix d'appel plus bas (semi-base). L'augmentation du nombre d'heures pendant lesquelles elles sont appelées accroît les profits pour celles d'entre elles dont le coût marginal est inférieur à celui de la dernière tranche appelée; mais c'est en même temps un signal d'appel pour l'entrée sur ce créneau de nouveaux producteurs venant leur faire concurrence.

Les électriciens déjà installés doivent faire un effort de productivité pour réduire leurs coûts de fonctionnement et retrouver des coûts marginaux qui leur redonnent davantage de chances d'être bien placés dans le *merit order*.

Résultat : l'équilibre des heures les plus chargées de l'année sera réalisé grâce à l'apport de tranches marginales contraintes, par la nouvelle concurrence, de faire des offres plus basses pour

sauvegarder leur équilibre financier. Le prix d'appel de ces heures-là va baisser, et avec lui le prix moyen de l'électricité vendue.

Mais cette baisse des heures de pointe et semi-base a pour contrepartie de réduire également la recette globale de tous les autres producteurs appelés aux autres heures. Le graphique qui suit illustre par quel processus.

B - Le problème du nucléaire

Ce graphique présente un « monotone de demande » très classique. La durée pendant laquelle est demandée une puissance appelée égale ou supérieure à une valeur lue en ordonnée est exprimée par l'abscisse du point correspondant sur la courbe. On suppose que le parc de production est composé de trois types de centrales : nucléaire fonctionnant « en base » pour la plage 3000-8700 h/an; combustibles minéraux solides (charbon) fonctionnant en semi-base entre 1500 et 3000 H/an; et enfin gaz naturel en dessous de 1500 H/a; et que toutes les centrales appartenant à la même catégorie sont identiques, le coût d'usage du combustible correspondant étant constant.

Les tranches de production sont appelées selon leur coût marginal croissant (empilement de O vers A). La courbe d'appel est représentée par la ligne brisée ABCDEFH. (Dans la réalité, les coûts sont plus dispersés et on a une courbe correspondant à IJKL).

Les recettes nettes des tranches nucléaires sont représentées par l'aire ABCDEG (total de l'aire couverte par ABCDEFH moins les coûts variables OGFH). Cette aire représente ce qui reste à la production nucléaire pour couvrir ses frais d'investissement. A l'optimum - si toute la production est assurée aux moindres coûts de sorte qu'il n'existerait aucune possibilité d'entrée pour un nouveau producteur si celle-ci était libre -, ces recettes correspondent aux coûts fixes. L'équilibre financier est réalisé.

Les choses changent si l'on n'est plus à l'équilibre et si l'ouverture du marché se traduit par l'arrivée, en semi-base, de nouveaux producteurs dotés d'une technologie gaz dont les coûts marginaux sont désormais concurrents des tranches à combustibles minéraux.

Cette concurrence fait baisser le prix d'appel pour la semi-base de p à p' . La recette nette des tranches nucléaires correspond désormais à l'aire ABC'D'E'G. Les recettes ne couvrent plus la totalité des frais fixes. Un déficit de financement égal à CDD'C' apparaît. Le nucléaire ne génère plus un cash flow suffisant pour assurer le remboursement de ses dettes.

Chaque tranche perd de l'argent, les plus coûteuses un peu plus que les autres, les moins coûteuses un peu moins. Si la baisse du prix prend de l'ampleur, arrive un moment où, disent certains, la seule réponse possible consiste à arrêter les tranches nucléaires les plus coûteuses et à redéployer la demande sur celles qui continuent de tourner.

Les tranches nucléaires les plus coûteuses deviennent des « coûts échoués » : un investissement qui n'a plus aucune chance d'être remboursé, et que l'on passe par pertes et profits. Peut-on admettre que l'arrivée de nouveaux producteurs « marginaux » contraignent à fermer des centrales qui ont coûté si cher à construire ?

C - Le faux débat sur les « coûts échoués ».

La réponse consiste à rappeler que les cogénérateurs et cycles combinés ne font pas concurrence au nucléaire en ce sens qu'ils lui enlèvent le moindre client. Avec le très bas coût marginal du kWh nucléaire, c'est impossible. En revanche, leur percée sur le marché électrique et la baisse de prix qui s'en suit pour certaines heures d'appel réduisent « la rente » qui, indépendamment des procédures d'appel, génère le cash flow nécessaire à l'amortissement des coûts fixes très élevés du nucléaire.

Ces centrales ont été construites sur la base d'hypothèses concernant l'évolution des prix moyens de l'électricité et des cash flow sur la très longue période. C'est en fonction de ces hypothèses que leur construction est apparue financièrement rentable.

Avec l'arrivée de la concurrence, elles ne seront pas moins appelées. En revanche, la concurrence affecte l'espérance de cash flow de l'entreprise dans la mesure où elle entraîne une baisse

du prix moyen pendant toutes ces heures sur lesquelles ses dirigeants comptaient pour amortir leurs coûts de financement initiaux. C'est une perte de recettes qui fait que les comptes annuels ne sont plus équilibrés.

Vont-elles fermer ? Il n'y a pas de raison, puisque la concurrence - qui se situe en semi-base - n'affecte en rien leur ordre d'appel, et donc leur niveau d'activité. Une firme ne ferme pas ses portes tant que ses frais variables sont couverts. Sauf si le secteur est déjà en surcapacités notoires : auquel cas il peut être rentable de fermer certains établissements et d'en transférer l'activité sur d'autres unités où le gain qui en résultera au niveau du compte d'exploitation fera plus que compenser le coût des fermetures décidées. Mais la fermeture est alors plus la sanction d'une situation déjà préexistante (et donc d'une erreur commise auparavant) que la conséquence directe de l'irruption de la concurrence.

Les centrales nucléaires continueront donc de tourner tant que le prix des heures les plus chargées restera plus élevé que leurs propres coûts marginaux. Il y a de la marge ! Mais pour qu'elles remboursent leurs dettes, il faudra :

- * soit vendre à de nouveaux acheteurs pour qui l'investissement redeviendra rentable compte tenu du prix d'acquisition;
- * soit compenser leurs pertes par un relèvement des prix facturés aux consommateurs captifs (ou un appel au contribuable).

Certains Etats ont décidé d'imposer une « surcharge temporaire » à leurs consommateurs d'électricité pour financer l'amortissement de ces coûts échoués. C'est le cas de l'Espagne (pour une période transitoire de 10 ans) et de la Californie. D'autres songeraient, dit-on, à proposer qu'ils soient répercutés dans les frais de transport sur la base desquels seront calculés les futurs péages. Il conviendrait, selon eux, de demander aux auteurs de ces dommages - les nouveaux concurrents - d'indemniser leurs victimes (les compagnies d'électricité). En quelque sorte, il conviendrait de « taxer » la concurrence pour les dégâts qu'elle cause à ceux qui se trouvent ainsi aujourd'hui concurrencés !

Une telle approche est absurde. La concurrence ne consiste pas seulement à attirer les nouveaux clients d'une profession aux dépens des entreprises déjà installées. La concurrence, c'est aussi « voler » les clients des autres : drainer vers soi des clients qui autrefois avaient l'habitude d'aller chez quelqu'un d'autre. Des clients qui s'en vont, cela fait baisser la valeur des fonds de commerce. Personne n'a jamais pensé qu'il fallait demander aux nouveaux entrants d'une profession de dédommager leurs prédécesseurs des « coûts échoués » qu'ils leur imposent ainsi. Il n'y a que dans l'électricité que cela se soit jamais vu ! Répondre à cette demande reviendrait à décider que la concurrence n'est licite que lorsqu'elle s'exerce sur des clients « qu'on ne vole pas aux autres ». Généralisons cette proposition : ce serait l'arrêt de mort de toute concurrence ! Tout ceci n'est qu'un alibi pour réintroduire, sans aucune justification, de nouvelles « barrières à l'entrée ».

Ce que les électriciens appellent « coûts échoués » n'est pas autre chose que *le risque de marché* pris par toute entreprise, ou tout entrepreneur exerçant leur métier dans une industrie ouverte à la concurrence. Un risque qu'il appartient à l'actionnaire, et à lui seul, d'assumer - même lorsque cet actionnaire est l'Etat.

EVALUATION CRITIQUE DU PROJET FRANCAIS D'ACHETEUR UNIQUE

On ne connaît pas encore ce que sera le contenu du projet de loi portant réforme du système électrique français pour le mettre en conformité avec les dispositions de la Directive européenne sur l'électricité, adoptée en Décembre 1996. A partir de certains documents actuellement en circulation (notamment la note d'information et de consultation diffusée auprès des principaux intéressés par la Direction Générale de l'Energie et des Matières Premières au Ministère de l'Industrie), on est quand même en mesure de se faire une idée des grandes lignes qui inspireront vraisemblablement la nouvelle législation.

Conformément aux instructions de la Directive, l'entreprise publique EDF sera scindée en plusieurs unités comptables autonomes (EDF-Production, EDF-Réseau, EDF-Distribution). Toutes les activités non directement liées à la production, au transport ou à la distribution d'électricité, seront filialisées. Mais l'unité juridique de l'entreprise ne sera pas remise en cause.

Le marché de la production électrique sera ouvert à l'activité de producteurs indépendants privés (PEI). Cette ouverture se fera selon deux modalités :

- Production privée liée à EDF. Le renouvellement et le développement du parc de production continueront de faire l'objet d'une planification centralisée. Le bilan prévisionnel des besoins sera régulièrement établi par les services du réseau. Les projets définis par les pouvoirs publics feront l'objet d'appels d'offres pour lesquels les propositions d'EDF-Production seront mises en concurrence avec des propositions émanant d'autres entreprises. Les projets privés retenus recevront une autorisation de production dans le cadre d'un contrat de fournitures de long terme (PPA) négocié avec EDF-Acheteur unique. Les moyens ainsi liés à EDF seront inscrits dans l'ordre de préséance géré par le réseau.
- Production privée indépendante. Il s'agit de producteurs d'électricité indépendants (français ou étrangers) non intégrés au réseau de production EDF et travaillant pour des contrats conclus avec des « clients éligibles ». La Directive prévoit que leurs fournitures bénéficieront d'un droit de passage par le réseau moyennant le paiement d'un péage soit fixé par tarif public, soit négocié avec l'Acheteur unique EDF responsable de la gestion unifiée du système de transport. Ces moyens n'entreront pas dans le mécanisme de merit order réservé aux seuls producteurs travaillant pour des clients EDF.

Les producteurs du secteur indépendant pourront librement signer des contrats de fournitures avec les industriels français bénéficiant de l'éligibilité. Bien que cela ne soit pas encore expressément spécifié dans le document diffusé par la DGEMP, il paraît cependant vraisemblable que le dispositif mis en place ne se contentera pas d'organiser un simple droit de passage, mais imposera un mécanisme de rétrocession obligatoire à l'Acheteur unique EDF des contrats privés. Celui-ci se substituera au fournisseur privé pour garantir au client éligible le respect du programme contractuel de fourniture, moyennant le paiement d'un prix moyen égal à celui figurant dans le contrat, plus le coût du transport. A l'inverse, EDF Acheteur unique se substituera au client comme acheteur du courant produit par le fournisseur, à qui il garantira la recette du prix prévu au contrat, moins la part de péage lui incombant. Le même régime s'appliquera aux importations d'électricité produite dans un autre pays à l'intention

d'un client éligible français, ainsi qu'aux fournitures exportées par un producteur indépendant français non lié à EDF à l'intention d'un client éligible étranger.

L'ouverture du marché se fera selon un processus progressif prévu par la Directive. Au moment de la mise en place de la nouvelle législation, la plupart des clients dont la consommation annuelle est supérieure à 40 Gwh (mais pas tous : les régies autonomes en seront exclues) bénéficieront du statut d'éligibilité - environ 400 clients. Trois ans après l'officialisation de la directive (c'est à dire en février 2000), le seuil passera à 20 Gwh - 800 clients. En février 2003, le seuil d'éligibilité sera abaissé à 9 Gwh - environ 3000 clients, soit un peu plus de 30 % de la consommation française.

Les prix pratiqués pour les fournitures indépendantes seront libres. En revanche tout le secteur lié à EDF restera sujet à un ensemble de contraintes de Service public (universalité et continuité de la fourniture, péréquation géographique des tarifs, obligation d'achat de l'électricité produite à partir de certaines sources, contribution à la lutte contre « l'effet de serre »,...). Le secteur indépendant devra participer au financement des charges de Service public. Il est vraisemblable qu'une partie de celles-ci se retrouveront incluses dans le calcul des droits de péage acquités au Réseau.

La loi française de nationalisation de l'électricité et du gaz a prévu un statut spécial pour les personnels des industries électriques et gazières. La Directive n'ayant rien prévu à ce sujet, le Gouvernement maintiendra sans doute ce principe. Ce qui signifie qu'il devra également s'appliquer aux personnels des nouveaux producteurs non nationalisés.

Ce modèle « d'acheteur unique présente quatre grands inconvenients :

- ⇒ la confusion des fonctions entre l'acheteur unique et le gestionnaire du réseau (regroupées dans « EDF Acheteur unique ») n'est pas un gage de saine concurrence. D'un côté l'organisme gèrera les procédures de transit provenant tant des producteurs EDF (ou liés à EDF) que des producteurs du secteur indépendant. De l'autre, même comptablement autonome, il continuera de faire partie d'un groupe dont les fournitures seront en concurrence avec celles des producteurs indépendants. Il n'est pas question de lui faire a priori un procès d'intention. Mais des risques de « favoritisme » économique - notamment lorsque des contraintes de transit apparaîtront - ne sont pas à exclure.
- ⇒ la cession obligatoire des contrats de fourniture indépendants à « l'Acheteur unique EDF » signifie que des agents d'EDF auront automatiquement accès à un ensemble d'informations confidentielles concernant le contenu des contrats négociés par les concurrents d'EDF-Production. Même avec la règle de la séparation comptable des services, cela est difficilement acceptable par ceux qui seront ainsi les concurrents d'EDF sur le marché français.
- ⇒ la cession des contrats à EDF laisse entière la question des fournitures de secours et de leur mode de tarification. Le producteur français indépendant (ou l'importateur) se trouvera lié à EDF par un contrat de livraison « forcée » qui prévoit l'exécution obligatoire d'un certain programme de fourniture. Que se passera-t-il si ses équipements sont victimes d'une défaillance ? Quelles pénalités seront appliquées ? L'absence d'un « prix de référence » central affiché et servant de base au fonctionnement d'une bourse d'échange avec d'autres producteurs privés le mettra pratiquement dans une situation de totale dépendance à l'égard du réseau EDF. Sur quelles base EDF acceptera-t-elle de le faire bénéficier de ses services de secours ? Il est à craindre qu'une telle position de monopole ne conduise, d'une part, à des pratiques discriminatoires de tarification « à la tête du client »; d'autre part à ce qu' EDF ne charge à l'excès les prix demandés, étouffant ainsi, par des coûts trop élevés, toute velléité de développement d'une réelle offre concurrentielle. Dans un tel contexte, l'égalité

de traitement des différents fournisseurs par rapport aux besoins en secours sera difficilement garantie, alors que c'est l'une des exigences de base nécessaires à l'essor d'un véritable marché concurrentiel.

⇒ Le système annoncé conduit à n'inclure dans le mécanisme d'appel des tranches électriques par ordre de préséance que les équipements fonctionnant pour le compte de clients EDF. Cette exclusion des producteurs indépendants non liés à EDF de l'ordre de préséance national est surprenante compte tenu de l'importance que les agents d'EDF ont toujours accordé aux contraintes d'optimisation du fonctionnement des réseaux électriques. Le résultat sera que produiront des tranches électriques à coûts plus élevés, alors qu'à quelques kilomètres d'autres moyens de production pourtant moins coûteux resteront inemployés. Sachant qu'il existe des mécanismes qui permettent d'assurer la compatibilité entre procédures d'optimisation et liberté des contrats (ces mécanismes et institutions que nous avons décrits plus haut), cette exclusion ne peut s'interpréter que comme le signe d'une volonté délibérée de se placer dans le cadre d'une situation où tout sera fait pour que le secteur électrique concurrentiel ne représente jamais plus qu'un appoint tout à fait marginal au réseau national de Service public.

La plupart de ces problèmes n'en seraient plus si le projet de réorganisation du secteur électrique français prévoyait au moins d'imposer au gestionnaire du réseau d'assurer l'affichage public quotidien d'un « prix de référence » calculé à partir de la connaissance des « coûts marginaux horaires » du système électrique français. Cette donnée est connue, mais gardée jalousement confidentielle. Une telle publication permettrait :

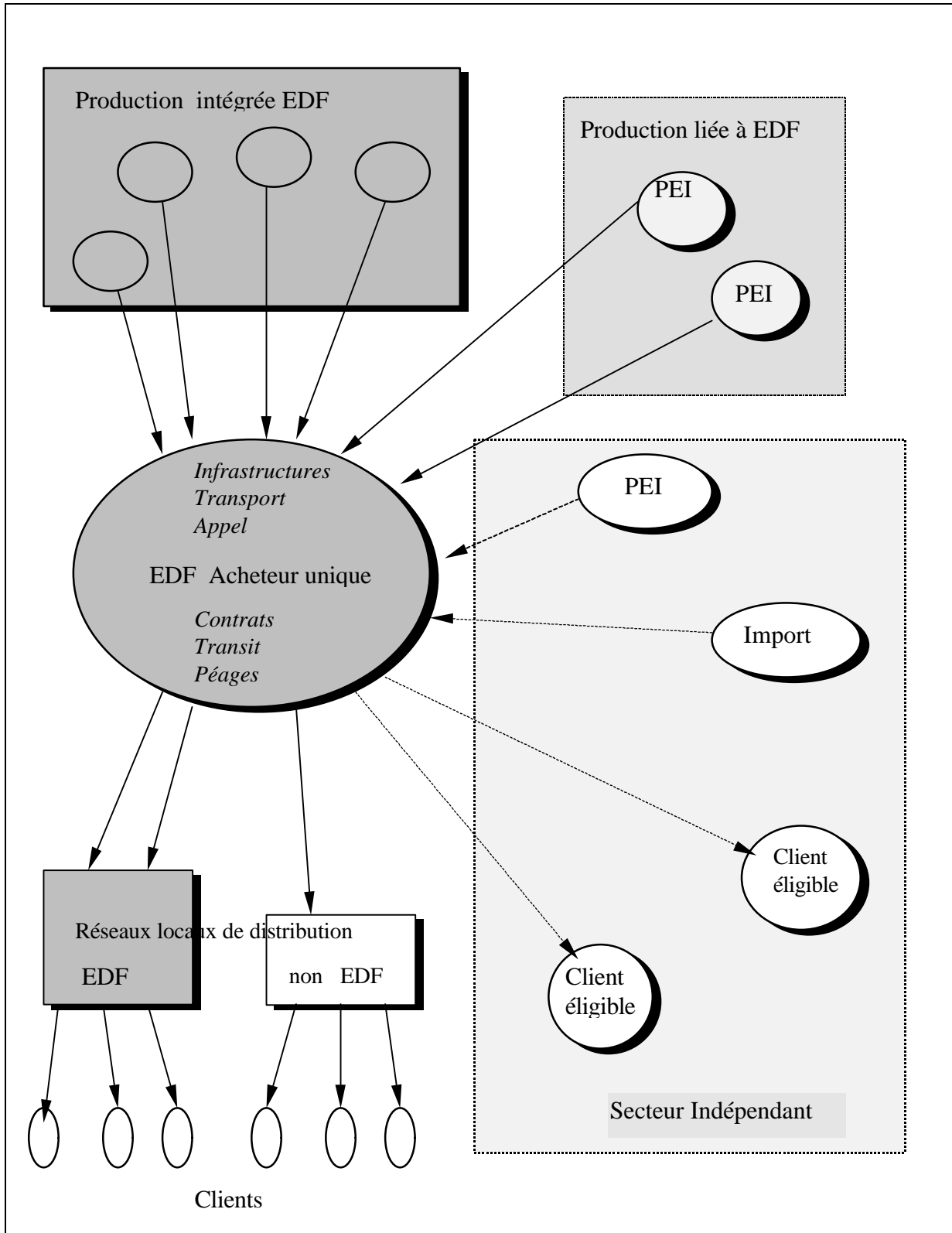
- d'envisager l'intégration des producteurs privés indépendants dans l'ordre de préséance national, et donc d'améliorer l'efficacité globale du système;
- de mettre en place un système de tarification de la défaillance fondé sur une donnée objective, transparente, et égale pour tous (le secours étant tarifé au « prix de référence » affiché pendant la période horaire concernée);
- de désarmer l'inquiétude des concurrents privés devant le danger de voir le producteur public dominant abuser de sa situation;
- de favoriser l'émergence d'une bourse où les opérateurs pourraient échanger entre eux des fournitures de dépannage ou de secours à des prix plus bas que le « prix de référence » affiché (d'où des économies autorisant plus tard des baisses de prix);
- de simplifier et de rendre moins coûteuses les tâches de conception, de rédaction, mais aussi d'administration des contrats (plus de clauses très complexes de secours à négocier);
- de faire apparaître une situation plus favorable à l'offre de nouvelles gammes de produits contractuels autorisant une meilleure couverture et un meilleur partage des risques entre producteurs et clients, mais aussi des agents financiers extérieurs au monde traditionnel de l'électricité (marchés à terme).

C'est pourquoi, tout en restant dans l'épure générale d'un mécanisme d'acheteur unique, caractérisé par la présence d'un Service public de l'électricité à position dominante, il me semble que le

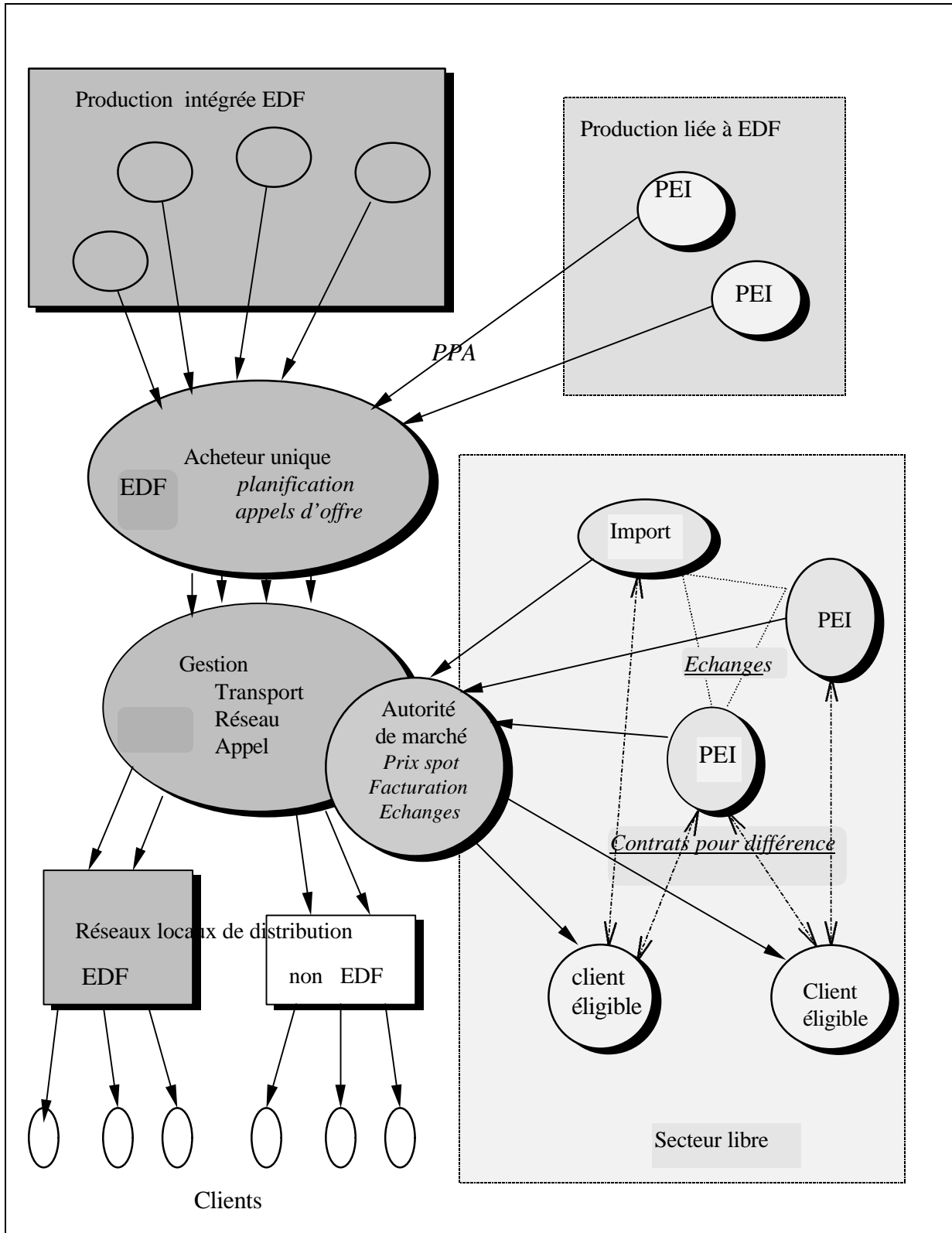
système d'organisation actuellement envisagé, à défaut d'opter pour un régime ouvert de concurrence (dans le cadre d'un système d'ATR - Accès des tiers au réseau - prévu dans le texte de la Directive et choisi par bon nombre de nos voisins européens : Espagne, Pays-Bas, Allemagne) pourrait au moins être amélioré par l'adjonction de cinq dispositions :

- 1) La séparation des fonctions « d'Acheteur unique » et de « gestionnaire du réseau » qui, en raison de la loi sur les EPIC, continueraient néanmoins d'appartenir juridiquement à la même firme EDF.
- 2) L'élimination de la contrainte de cession à l'Acheteur unique des contrats signés entre producteurs indépendants (ou importateurs) et clients éligibles.
- 3) La création d'une « Autorité de marché », qui serait une filiale d'EDF fonctionnant en étroite association avec les services de contrôle du réseau, mais au capital de laquelle pourraient participer des capitaux minoritaires provenant d'entreprises électriques du secteur indépendant.
- 4) L'attribution à cette « Autorité de marché » de pouvoirs lui permettant d'organiser l'affichage quotidien d'un « prix de référence » de l'électricité servant de base au système de tarification des fournitures de secours.
- 5) L'autorisation accordée à cette « Autorité » de favoriser l'organisation d'un marché d'échanges des moyens de secours entre opérateurs publics et privés, et cela pour un ensemble d'horizons temporels plus ou moins longs.

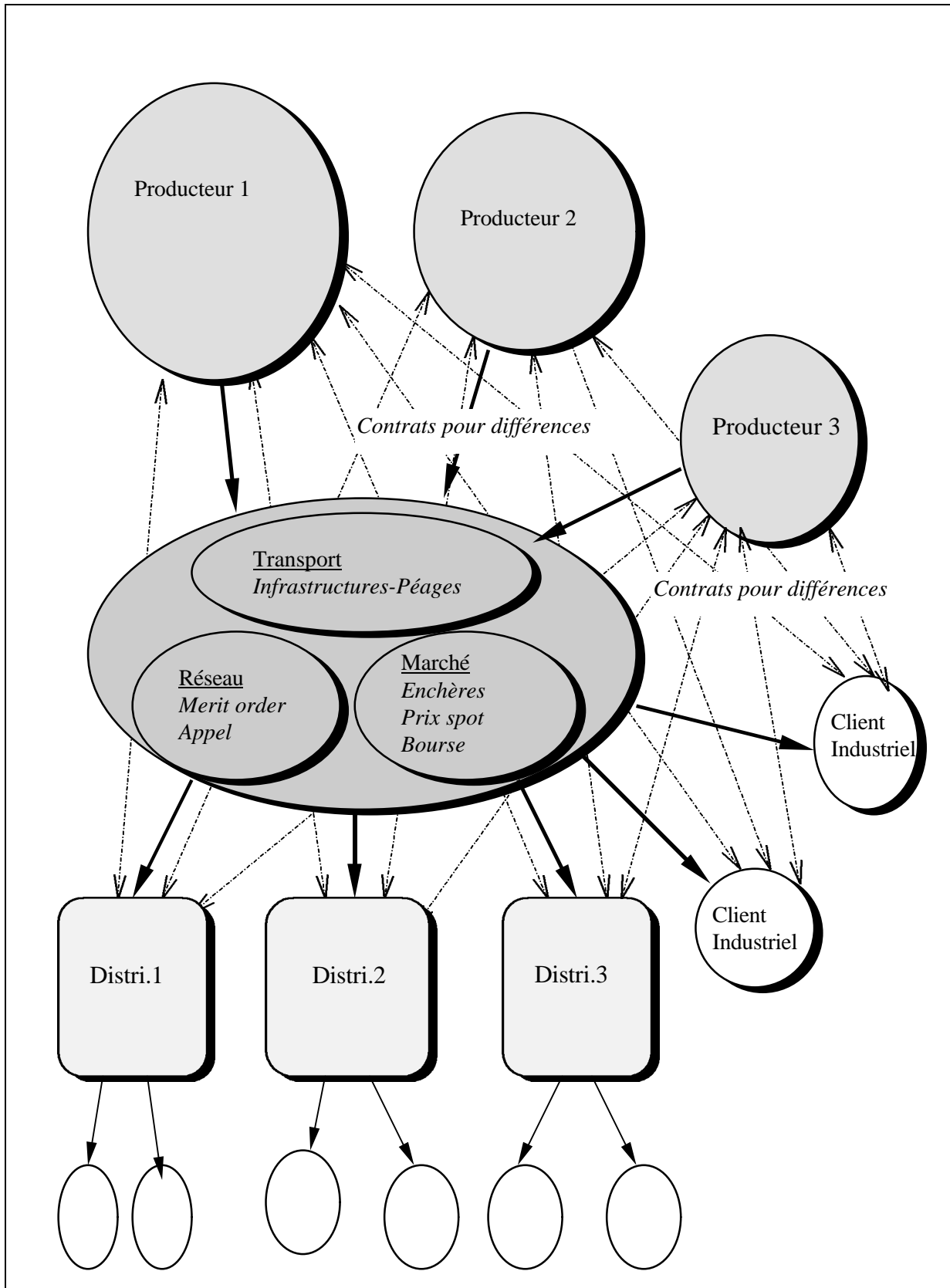
Modèle de « l'acheteur unique »

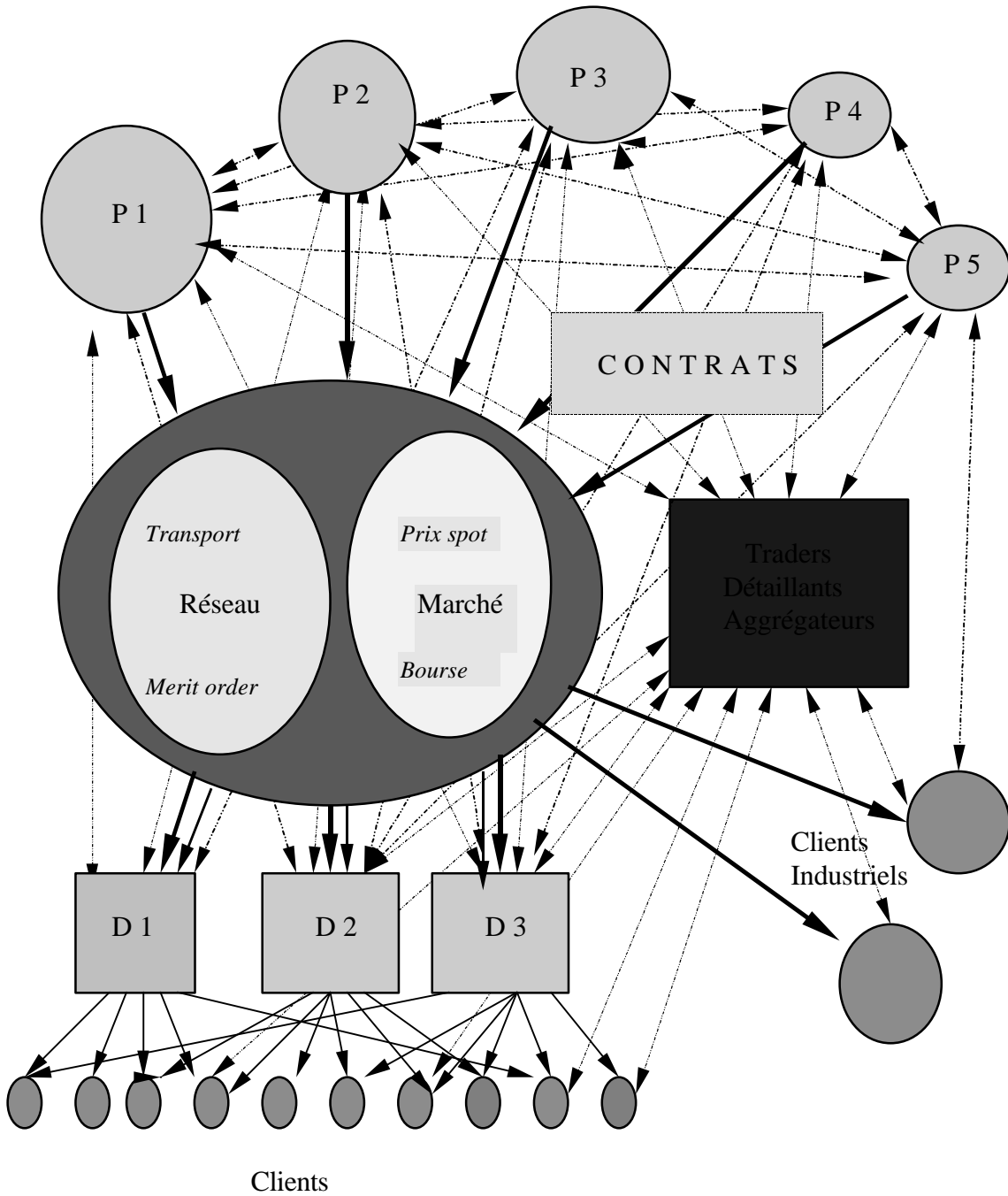


Modèle de l'acheteur unique « amélioré »



Modèle de « l'ATR »





Annexe

L'ELECTRICITE EN 2015

Dans ce qui précède, nous nous sommes centrés sur les institutions et les mécanismes dont la mise en place commande l'ouverture des marchés électriques à la concurrence. Il ne faut cependant pas oublier que les principales mutations vont se dérouler en aval, dans la transformation radicale des fonctions de la distribution et de la vente. Pour se faire une idée des changements qui attendent les électriciens dans ce domaine, est ici reproduit un texte tiré d'une étude prospective écrite en 1996 à propos des changements en cours dans l'industrie électrique américaine. Notre conviction est que ce qui y est décrit se déroulera de la même manière en Europe, et cela malgré toutes les différences politiques ou culturelles qui séparent les deux continents.

Gérer les élasticités

Pour survivre en milieu concurrentiel, il faut absolument réussir à s'aligner sur les coûts les plus bas. Pour cela il existe deux moyens d'action. Le premier consiste à agir sur la structure de production en modifiant son portefeuille d'investissements : réduire les capacités relevant de technologies dépassées, trop coûteuses, plus adaptées à la nouvelle structure relative des prix des sources d'énergie primaire; ajouter de nouvelles installations plus performantes, aux coûts de fonctionnement plus bas. Le second est d'agir sur le profil de la courbe de charge en essayant de modifier la répartition temporelle et saisonnière de la demande par une action sur les prix.

Cette action implique que l'on joue sur l'élasticité de réponse des consommateurs au prix.

L'élasticité est un concept qui n'a traditionnellement guère de place dans l'univers culturel des électriciens. Cela remonte aux temps où la consommation d'électricité correspondait fondamentalement à une fonction d'éclairage. Il y a des gens qui font très attention à éteindre les lumières lorsqu'ils sortent de chez eux, lorsqu'ils passent d'une pièce dans l'autre. Il y en a d'autres qui ne s'en soucient guère et qui, à la limite, laissent « brûler » l'électricité toute la journée sans que cela corresponde à aucun besoin réel - comme c'est le cas par exemple dans les anciens états de l'Union soviétique où l'électricité est quasiment un bien gratuit. Mais, globalement, on avait tendance à considérer que l'électricité était, par définition, un bien à très faible élasticité de réponse au prix.

Avec l'extension de l'usage de l'électricité comme source d'énergie dans bien d'autres utilisations, notamment la force industrielle, le chauffage, la réfrigération... ce n'est plus le cas. Le ralentissement de la croissance de la consommation globale d'électricité par rapport aux projections faites depuis vingt ans, plus le fait que les planificateurs se soient pratiquement toujours trompés dans leurs prévisions depuis cette époque, est un indice qui confirme qu'il existe désormais une sensibilité accrue des utilisateurs d'électricité au prix. Les études sont encore rares. Toutefois dans leurs calculs des avantages monétaires que l'Amérique devrait retirer de la libération des échanges électriques, Michael T. Maloney et Robert E. McCormick, deux économistes de Clemson University, évaluent cette sensibilité quasiment à l'unité - 10 % d'augmentation du prix entraîne une baisse de la consommation d'une proportion équivalente.

D'ores et déjà, les tarifs réglementaires contrôlés par les commissions publiques incorporent des éléments de correction pour tenir compte des phénomènes de congestion de la demande. Mais, ainsi que le soulignent Maloney et McCormick, ces correctifs tarifaires ne sont clairement pas à la hauteur du problème posé : entre les périodes de faible demande (*off peak*) et les périodes de forte consommation (*peak period*), la variation en volume est de 13 %, tandis que la différence de prix est seulement de 3 %.

Résultat : un gaspillage d'investissements conçus pour ne fonctionner que quelques courtes périodes par an, mais dont finalement personne ne se plaint dans l'industrie puisque leur financement, comme cela a déjà été rappelé à plusieurs reprises, est de toute façon assuré par la répercussion automatique des coûts dans les prix homologués.

Avec l'arrivée de la concurrence les entreprises vont se trouver contraintes de faire tout ce qu'elles peuvent pour « aplatis » autant que se peut le profil de leur courbe de charge. Ce qui implique, comme dans les autres secteurs déréglementés qui ont connu des problèmes de nature similaire (télécommunications, transport aérien), la mise en service de nouvelles politiques tarifaires conduisant à **une segmentation à outrance de leur marché.**

La tactique consistera à multiplier le nombre de créneaux horaires et de périodes annuelles pour lesquels seront, toutes choses égales par ailleurs, appliqués des tarifs différentiels. Elle consistera également à ouvrir plus largement l'éventail des contrats offerts à des classes de consommateurs plus nombreuses, notamment en jouant plus largement sur l'élasticité de réponse des usagers par rapport aux problèmes de qualité et de continuité de la fourniture. Elle sera enfin de concevoir les tarifs offerts de manière à inciter les utilisateurs à déplacer leur consommation des créneaux horaires les plus chargés vers les créneaux correspondant aux heures de moindre charge (exemple des chauffe eau qu'on peut programmer pour fonctionner de préférence pendant les heures de nuit où le courant est meilleur marché)..

Une extrême segmentation des prix et des contrats

Dans un récent article du CATO Journal, le professeur John C. Moorehouse, décrit ce que sera ce nouvel univers tarifaire de plus en plus complexe d'une électricité déréglementée :

« L'une des règles traditionnelles de l'industrie électrique, écrit-il, est que le service public - même s'il est de droit privé - doit être équipé de manière à pouvoir répondre à tout moment à toute demande de fourniture émanant d'un abonné. Cette exigence de « continuité » du service n'est obtenue qu'au prix d'un coût très élevé. Les *Utilities* doivent maintenir en service un volume important de capacités excédentaires et coûteuses à faire fonctionner ».

« Toutefois, ajoute-t-il, il est faux de croire que tous les consommateurs accordent la même valeur à disposer d'une telle garantie absolue de continuité du service. On le voit déjà dans l'industrie, avec le développement des contrats dans lesquels figurent des clauses d'effacement en jour de pointe. Le fournisseur peut interrompre la fourniture ou réduire la puissance distribuée suivant divers ordres de préavis, moyennant une ristourne sur le prix du kw demandé. Il est vraisemblable que cette formule est appelée à s'amplifier et à se généraliser ».

« L'arrivée de la concurrence incitera les compagnies à offrir de manière de plus en plus systématique des contrats incorporant un ordre de priorité modulable pour les jours ou les périodes de congestion de la demande. Il y a des usagers pour qui toute interruption inattendue, même légère, du service peut avoir des conséquences extrêmement graves pour leur activité. A ceux-ci on demandera de payer plus cher, avec pour contrepartie l'assurance d'être toujours servis en priorité de manière à éviter toute coupure (*uninterruptable contracts*). Il y en a d'autres au contraire pour lesquels, même si cela demeure un inconvénient, le coût personnel de cet inconvénient est relativement limité. A ceux-là on proposera des contrats moins chers, avec en contrepartie l'acceptation de voir le courant coupé lorsque le niveau de charge atteint sur le réseau sera trop élevé (*interruptable contracts*) ».

« Signer un contrat pour des fournitures « interruptibles » ne signifie pas qu'on se verra nécessairement couper tout courant électrique. Il pourra tout simplement s'agir de réductions de puissance obligeant l'industriel à arrêter certains équipements, ou imposant au consommateur domestique de se priver temporairement, par exemple, de climatisation. Comme on l'a vu plus haut, les technologies existent qui permettent de programmer des réductions de puissance ciblées. Il est d'ores et déjà possible pour le dispatching central d'un réseau d'ordonner à distance l'arrêt temporaire des climatiseurs ou des chauffe-eau, ou encore de réduire la puissance des appareils de chauffage central, sans toutefois toucher au réfrigérateur ni au congélateur. Pour cela il n'est même pas besoin d'attendre la diffusion des technologies lourdes et coûteuses de cablage des ménages au réseau de fibres optiques

de la compagnie électrique locale. Il suffit d'un signal électrique spécifique véhiculé par les mêmes fils qui amènent le courant, et qui déclenche un commutateur. Enfin, il est possible de voir réduire la puissance électrique de ses installations tout en bénéficiant de la garantie que, grâce à des fusibles spéciaux, on continuera à disposer au moins d'une certaine puissance minima ».

A partir de là, en combinant toutes les hypothèses possibles - vente de courant « ferme », vente de courant « interruptible » de manière aléatoire pendant des périodes déterminées à l'avance, sans préavis ou avec préavis de 24 heures, avec ou sans garantie de maintien d'une puissance minimale, s'appliquant à tous les équipements ou seulement à certains présélectionnés d'avance, avec prix du kw fixe ou variable, avec ou sans clause de correction permettant de moduler l'avantage tarifaire en fonction de la fréquence et de la longueur moyenne des interruptions subies, avec ou sans assurance contre les coupures avec des primes calculées sur la probabilité statistique d'être victime d'une interruption de courant « non contractualisée », etc...- on aboutit à une segmentation tarifaire presque infinie. Avec pour règle commune que plus le niveau de continuité assuré de la fourniture est élevé, plus le prix est lui-même élevé.

L'électricité cesse d'être un bien commun, vendu de manière uniforme (l'abonnement à l'électricité, avec tous les aléas qui peuvent intervenir au niveau de la fourniture), pour devenir un « bien complexe » à plusieurs dimensions : degré de continuité de la fourniture, régularité de la qualité, fixité ou variabilité du prix, assurance contre les aléas de la distribution, etc....

L'émergence d'un tiers secteur « à valeur ajoutée ».

A partir du moment où les contrats électriques offerts à la clientèle se diversifient presque à l'infini en fonction des clauses de qualité, de continuité, de régularité, de sécurité, qui y sont introduites, la distribution devient un autre métier. Le distributeur ne peut plus se contenter d'attendre que les usagers se présentent à ses guichets pour conclure un contrat qui est à prendre ou à laisser. Il lui faut aller au-devant de ses clients pour essayer de mieux connaître la spécificité de leur profil électrique, comprendre leurs problèmes, et leur proposer des solutions tarifaires qui leur permettent, à eux aussi, de réduire leurs frais d'énergie au plus bas niveau possible.

Le distributeur n'est plus seulement un « marchand d'électricité », il devient un prestataire de services, un conseiller spécialisé dont l'objectif n'est plus vendre le plus possible d'électricité, mais de gagner des parts de marché en offrant à ses clients les « solutions électriques » les mieux appropriées à leur situation au coût le plus bas. **La logique de la « valeur ajoutée » se substitue à celle du kilowatt.** Ce qui importe n'est pas tant d'inciter le client à consommer le plus possible de kilowatts, mais de l'empêcher de passer à la concurrence en lui offrant au meilleur prix les solutions techniques qui réduisent le plus possible ses frais énergétiques, service pour lequel il sera prêt à payer d'autant plus cher que les économies ainsi réalisées seront d'autant plus grandes.

Il est impensable que la « vente personnalisée » d'électricité se généralise à toute la population. Mais elle deviendra de plus en plus la règle, du moins pour certaines clientèles industrielles où le coût de l'énergie est un élément déterminant de l'organisation des processus de fabrication (industrie du papier, chimie, cimenteries, firmes de recyclage...). Le « vendeur » est un technicien dont la fonction ne se limitera plus seulement à vérifier dans quelle catégorie tarifaire préétablie entre le client. Son rôle sera de s'assurer que sa compagnie gagne de l'argent en aidant son client à gagner des parts de marché et à accroître sa production grâce à des combinaisons de choix d'équipement (impliquant par exemple des possibilités d'auto-production sur place) et des formules de tarification quasiment « taillées sur mesure » en fonction des caractéristiques particulières de ses équipements et de ses cycles de production.

L'irrésistible ascension des Power Marketers

Certaines compagnies sont déjà en train de prendre le virage. Elles entrent à leur tour dans « l'ère du marketing ». Beaucoup seront cependant incapables de s'y adapter tant la nature et la culture de ce nouveau métier seront différentes de ce à quoi leurs personnels ont été formés.

Mais ce qu'elles ne feront pas, d'autres le feront à leur place. C'est tout le « tiers secteur » des intermédiaires et *Power Marketers* qui, depuis quelques années, font leur entrée sur le marché, à l'image de ce qui s'est passé dans les télécoms avec l'explosion des « services à valeur ajoutée », ou encore dans le transport aérien avec le rôle croissant du tandem agences de voyage-tours opérateurs.

La première fonction de ces intermédiaires est de jouer un rôle d'*arbitrage* : bien connaître les prix proposés par les uns et par les autres à travers tout le pays afin de faire profiter ses clients des possibilités d'acheter ailleurs ce que sa *utility* locale propose à un prix plus élevé. C'est un métier qui repose fondamentalement sur la collecte et le traitement de vastes banques de données fonctionnant en temps réel, et capables de donner à tout instant, et pour tout point de livraison le prix de l'énergie électrique pour tous les types de contrats possibles.

Au fur et à mesure que la libération du marché conduira à une dispersion croissante des prix proposés, il est probable que de plus en plus de gens se tourneront vers des intermédiaires spécialisés pour les aider à faire leur choix électrique; tout comme aujourd'hui l'extraordinaire diversité des formules tarifaires offertes en matière de transport aérien conduit à recourir de plus en plus aux services des agences de voyage, plutôt que d'acheter directement son billet auprès des compagnies. Demain la fonction première de ces intermédiaires (*brokers*) sera de vendre « l'électricité moins chère », tout comme le rôle des agences de voyage est de nous aider à trouver les voyages « les moins chers » que nous ne pourrions pas débusquer tous seuls.

Cela dit, à partir du moment où la liberté d'accès au réseau sera suffisamment généralisée pour qu'un vrai marché prenne forme à travers tout l'espace du continent américain, il ne faudra pas attendre que ces intermédiaires s'arrêtent là. Une deuxième fonction s'impose d'elle-même : celle du « regroupage » (*bundling*) où l'intermédiaire fonctionne comme un « grossiste » qui agit pour le compte de clients individuels qui groupent leurs demandes afin de bénéficier de « prix de gros » plus avantageux, qu'ils ne pourraient pas négocier individuellement. Le « regroupement » est une étape essentielle d'une stratégie de prix moins chers.

D'ores et déjà, en Angleterre et en Suède, la liberté de choisir son fournisseur signifie que les chaînes de supermarchés ou les sociétés industrielles à sites multiples répartis à travers le pays peuvent grouper en un seul contrat les besoins de fournitures destinés à leurs divers établissements. Aux Etats-Unis même, la firme de grands magasins Walmart vient de confier à Utilicorp (un *trader* du Kansas) le soin de gérer l'approvisionnement énergétique de l'ensemble de ses établissements répartis dans 48 Etats.

Avec le développement progressif de la concurrence, les intermédiaires ne pourront pas se contenter de rester de simples madataires. Comme sur le marché des télécoms ou celui des transports aériens, leur activité consistera à se comporter de plus en plus comme des « revendeurs » achetant l'électricité « en gros », et revendant les contrats « au détail » en ajoutant au passage une forte dose de « valeur ajoutée » (sous forme de diagnostics d'entreprise, d'expertises électriques, de recherche de solutions énergétiques, d'élaboration de sous-groupes de tarifs et de tarifs individuels taillés sur mesure en fonction des besoins, etc - toutes fonctions faisant de plus en plus partie de la distribution elle-même mais pouvant être exercées indépendamment des activités traditionnelles de production et de distribution).

Leur atout : l'information. L'*arbitrage* ne se limite pas à collecter des listes de prix publiés et à comparer. Comme avec les boursiers, le métier consiste à remonter en amont dans l'information et, à partir d'une analyse de fond des atouts et avantages de l'entreprise, d'en déduire des hypothèses stratégiques de comportement en fonction desquelles on ajuste ses anticipations financières à des horizons de temps multiples. L'avantage des *Power Marketers* et autres intermédiaires viendra de leur connaissance des structures de production des compagnies de production, ainsi que de la dynamique de leurs coûts. Nous avons vu que pour chaque entreprise électrique la préoccupation essentielle sera d'aplanir autant que faire se peut le profil de sa courbe de charge. Elle sera d'autant plus enclin à offrir de gros rabais que les contrats d'achats qui lui seront proposés contribueront à la réalisation de cet objectif. D'où la stratégie des intermédiaires de regrouper des demandes dont les profils d'utilisation anticipés correspondent autant que possible aux caractéristique prévues de la courbe de charge du fournisseur.

Tant que la diffusion des nouvelles technologies de compteurs « en temps réel » restera confidentielle, ce type d'activité demeurera embryonnaire. Mais le jour où elle se diffusera, ce sera une véritable révolution. Grâce au volume inépuisable d'informations que ces nouveaux compteurs permettront de recueillir sur les profils de consommation et de coûts, les groupements et sous-groupements tarifaires pourront s'affiner au point de bouleverser les modèles de gestion traditionnels des capacités des *utilities*. Celui qui saura s'approprier et traiter ces informations dominera le reste de l'industrie. Une compétence pour laquelle les *Power Marketers* ont d'ores et déjà plusieurs longueurs d'avance par rapport à l'industrie traditionnelle.

Bien évidemment, ces fonctions extrêmement complexes resteront contraintes par les disponibilités du réseau de transmission. Mais ce sont des informations que les compagnies électriques seront bientôt légalement obligées de rendre publiques. Les acteurs disposeront de « cartes électroniques » donnant par avance l'état de congestion ou de disponibilité des lignes de transport en fonction des contrats conclus. A partir de là, et sachant que là encore il ne s'agit jamais que d'anticipations liées à des modèles de prévision de ce que sera la demande effectivement consommée en un point donné du territoire et du futur, les gagnants seront ceux qui, grâce à l'accumulation de données, et à leurs compétences de traitement, seront les plus efficaces à « deviner » les capacités de transport qui seront effectivement disponibles et à programmer leurs efforts de marketing en conséquence.

La « commoditization » de l'électricité

Dernier élément important : la prise en charge du risque. L'émergence de la concurrence implique un formidable accroissement de la présence du risque sur le marché.

Jusqu'à présent, le risque ne jouait qu'un rôle relativement mineur dans l'économie de l'électricité. Le principe du monopole implique en effet que l'utilisateur final, à travers l'évolution des prix, est l'assureur de dernier ressort de toutes les erreurs des producteurs. Et comme on ne lui demande jamais son avis, puisqu'il est « captif », cela signifie que c'était lui qui prenait sur son dos tous les risques.

Avec la concurrence, tout change. La contrainte des prix fait qu'on ne peut plus « refiler » le risque au consommateur. Celui qui fait une erreur (dans la planification de ses investissements, dans sa politique d'approvisionnement en énergie primaire, dans ses cibles de marketing, etc...) doit désormais en assurer le coût sous la forme d'une dégradation de sa position concurrentielle.

D'où la formidable montée des besoins en couverture financière (*hedging*) que les *Power Marketers* sont bien placés pour satisfaire en raison précisément de leur formidable avance dans les métiers du traitement de l'information électrique.

Londres dispose déjà d'un marché de *Futures* (le *Electricity Forward Agreement Market*) où s'échangent des contrats de fournitures électriques standardisés, portant sur des livraisons au minimum d'un megawatt, et s'étendant jusqu'à au moins cinq ans.

Le 29 Mars 1996, au New York Mercantile Exchange (NYMEX), on a commencé pour la première fois à échanger et à coter des contrats à terme d'électricité.

Le NYMEX a défini les termes de fonctionnement de ce nouveau marché : des contrats de 736 MWh livrables sur une période d'un mois aux heures de pointe; une livraison *ferme* de 2 MWh par heure pour les créneaux de livraison prévus; une durée de contrat s'étalant jusqu'à 12, voire 18 mois; des prix cotés en dollars/mWh, avec une différence maxi en plus ou en moins de 2MWh par rapport au règlement du jour précédent; enfin un point de livraison à choisir entre deux localisations, l'une à la frontière de la Californie et de l'Oregon (contrat *COB*), et l'autre à la centrale électrique de Palos Verdes en Arizona (*PV contract*).

Dès le premier jour 1200 contrats électriques portant sur un total de 900 000 megawatt-heure ont été échangés, pour un prix allant de 11,45 dollars à trois mois à 16,50 dollars sur le six mois (*contrat PV*). Ce n'est pas encore très spectaculaire. Mais c'était déjà sensiblement plus que ce qui s'était échangé, il y a quelques années, le premier jour, à l'ouverture du marché des *Futures* portant sur les contrats de gaz. D'où l'optimisme des spécialistes qui n'hésitent pas à considérer que le marché à

terme électrique s'imposera d'ici deux ans comme un marché à l'égal de ce qui s'est passé depuis dix ans pour le pétrole et le gaz naturel.

Si cette première tentative réussit, ce sera un évènement considérable : l'entrée de l'électricité dans l'immense univers de la « financiarisation » internationale avec ses nouvelles formes de financement sophistiquées fondées l'emploi généralisé des techniques de produits dérivés (*derivatives*) et de toutes les nouvelles formes de couverture spot et à terme (*hedging*).

Rapidement, le volume des transactions *papier* devrait dépasser celui des transactions *physiques*, entraînant une extrême volatilité des prix, mais aussi une formidable liquidité des contrats électriques qui permettra pratiquement d'être toujours sûr de trouver une forme de *couverture* adaptée à son besoin. C'est ce que certains appellent la « *commoditization* » de l'électricité : la transformation de l'électricité en une matière première de base, négociable sur des marchés au comptant ou à terme, ou encore des marchés de dérivés, dans des conditions identiques à celles que l'on connaît pour toutes les autres grandes matières premières du monde.