

2018-SITUATION DU MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ EN EUROPE

1- L'ORGANISATION DU MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ.

Cette note vient en complément de celle de Georges Sapy sur le stockage. Elle permet de voir que la nécessité de stocker de l'électricité en inter-saisonnier est liée intrinsèquement à la nature de l'électricité.

D'autre part, elle donne un aperçu sur l'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence, l'impact de plusieurs phénomènes récents et des hypothèses sur l'évolution des parcs de production.

1-1. La situation antérieure

Historiquement, comme c'est le cas la plupart du temps, la réalité économique a construit le secteur. Les petits producteurs-transporteurs d'origine se sont concentrés pour réduire leur coût de production par optimisation d'utilisation du parc. La capacité de production unitaire des centrales a crû rapidement en raison des gains obtenus par effet de taille.

Le réseau de transport à très haute tension a été développé et interconnecté pour assurer la sécurité d'approvisionnement des clients et choisir à tout moment les outils de production disponibles les moins chers. Lorsque l'on sait qu'aujourd'hui le coût de transport sur ce réseau est de l'ordre de 35 % du coût de production du kWh, on peut facilement imaginer que la valeur donnée à la sécurité d'approvisionnement et les gains obtenus par l'optimisation du parc sont supérieurs à cette valeur.

(C'est une réponse aux volontés de produire local qui ne s'interrogent pas sur la raison d'une production centralisée).

A elles seules, les interconnexions entre les pays européens permettent de réaliser une économie estimée à 10 % (Calcul fait à l'époque par M. Boiteux) par rapport à la puissance que chaque pays pris isolément devrait installer pour satisfaire la pointe de puissance.

Ceci a conduit partout dans le monde industrialisé à une industrie fortement intégrée allant de la production jusqu'à la distribution au client final ainsi qu'à une très forte concentration du secteur. Paradoxalement, c'est aux USA que ce mouvement est le moins marqué en raison des grandes distances entre les pôles importants de consommation et de la taille de ces derniers qui rendent viable une industrie « à l'échelle régionale ».

Il convient de noter que partout dans le monde, le secteur s'est organisé en monopole public ou privé. Nulle part le client final n'avait le choix de son fournisseur jusqu'au début des années 1990.

Les échanges commerciaux d'électricité n'existaient qu'entre les électriciens soit par contrat soit par échange « à bien plaisir » c'est à dire une préfiguration du marché spot.

2. LE PRODUIT.

2-1. L'électricité : une énergie devenue une commodité.

L'électricité est devenue, au-delà d'une simple énergie, une commodité. C'est la seule énergie qui peut se transformer facilement chez l'utilisateur en force motrice, éclairage, chauffage, froid, ventilation, vecteur de transport de l'information, etc. Son utilisation s'est généralisée et elle a rapidement acquis un caractère indispensable à la vie courante.

En raison de ce caractère de commodité, la consommation d'électricité continuera à connaître un taux de croissance, notamment dans la mobilité. La consommation entraînée par les nouveaux usages ne cesse, en effet, de gommer les gains de consommation réalisés sur chacun des usages traditionnels. En matière de consommation finale d'énergie, la part de l'électricité continuera de croître même si la politique d'économie d'énergie est amplifiée.

2-2. Le kWh ne porte pas la « griffe » de son producteur.

Il n'y a pas d'effet « marque ». Quel que soit le producteur, le kWh n'a aucun signe distinctif, ce qui fait perdre beaucoup d'arguments de vente.

2-3. L'électricité ne se stocke pas.

La caractéristique essentielle de l'électricité est qu'elle n'est pas stockable. Elle ne peut être produite qu'au moment où le consommateur en manifeste le besoin et sa distribution nécessite la présence d'un réseau de transport et de distribution d'électricité disponible en permanence.

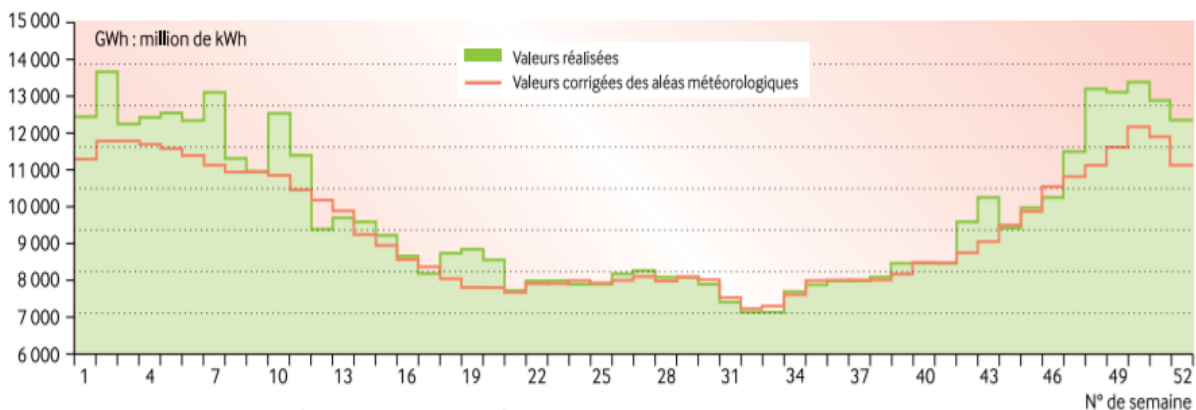
Les centrales hydrauliques de pompage et turbinage sont les seuls moyens de stockage de l'énergie potentielle. Elles n'apportent pas réellement une solution de stockage de masse mais seulement de la sécurité au réseau pour passer les pointes d'appel ou faire face à une défaillance d'un puissant groupe de production.

Pour mémoire, l'énergie électrique stockée dans les STEP françaises représente 0,1 TWh alors que la consommation d'une journée d'hiver peut atteindre 2 TWh.

2-4. Allure de la consommation annuelle en France.

B1 Consommation intérieure

Hebdomadaire



On voit parfaitement sur cette courbe annuelle de 2010 que la consommation augmente en automne pour être maximale en hiver (ce sont les valeurs en vert qui doivent être produites) et qu'elle passe par un creux au mois d'août.

2-5. Parc adapté en puissance.

Il s'agit du parc de production nécessaire pour passer les pointes de la puissance de consommation. Ce parc doit, à l'optimum, être composé de moyens de production de base qui sont les plus coûteux en investissement mais les moins coûteux en production, puis de moyens de semi-base (utilisation 4 500 à 5000 h par an) qui doivent représenter des investissements moins lourds que les moyens de base quitte à payer plus cher le combustible et enfin de moyens de pointe qui sont en général très coûteux et fatalement peu sollicités.

Bien entendu, les opérateurs électriciens ont intérêt à concentrer la révision et les rechargements de leurs moyens de base au printemps, en été et en automne pour disposer de la quasi-totalité pendant les périodes froides.

2-6. Parc adapté en énergie.

Il s'agit du parc capable de fournir l'énergie annuelle, c'est-à-dire l'aire verte sur le schéma.

2-7. Parc adapté en puissance versus parc adapté en énergie.

Il n'y a aucune raison pour qu'un parc adapté en puissance soit adapté en énergie et réciproquement.

En général :

- **Un parc adapté en puissance est sur-adapté en énergie.**
- **Un parc adapté en énergie est sous-adapté en puissance.**

Les opérateurs ont tout de même intérêt à faire en sorte que les écarts ne soient pas trop importants.

Si l'on prend l'exemple d'EDF en France, elle a cherché, par des moyens tarifaires, à minorer les écarts.

Les tarifs heures pleines et heures creuses ont été à l'origine du stockage de l'électricité non réversible pendant la nuit sous forme d'eau chaude,

Pour écrêter les heures de pointe, ont été mises en place :

Les tarifs Effacement Jour de Pointe (EJP), qui ont permis aux bénéficiaires d'effacer leur consommation importante en puissance pendant 22 jours par an et de bénéficier d'un tarif très intéressant sur l'ensemble de l'année.

Ce dispositif a été sophistiqué avec la grille tarifaire tempo.

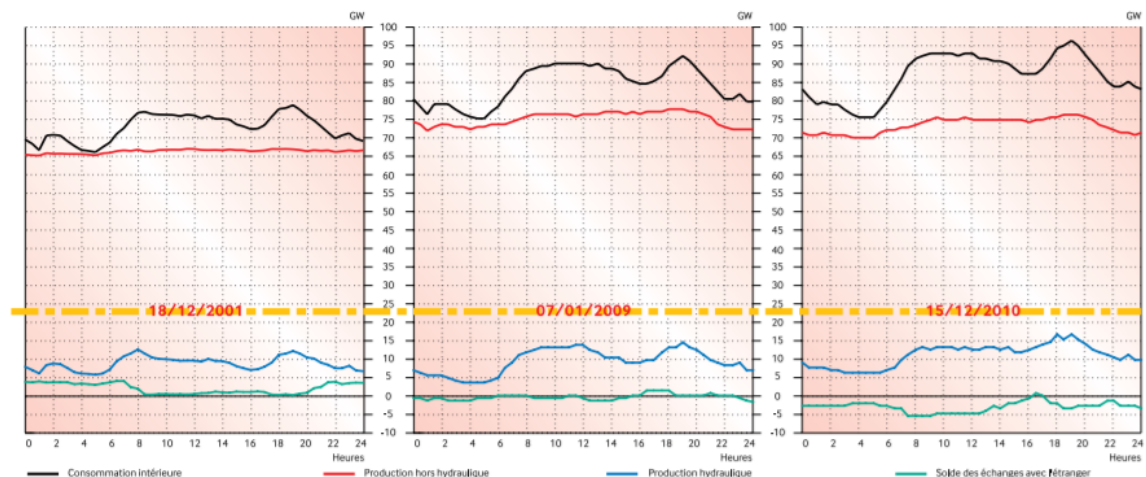
Quand cela était possible, les excédents de production possibles du parc ont été valorisés à l'exportation.

Enfin, l'heure de pointe de consommation n'est pas la même dans tous les pays européens interconnectés. Il y avait donc des échanges entre électriciens qui ont permis une économie globale de 10 % de la puissance installée en Europe. Or les coûts d'investissements étant très lourds, cette économie a été profitable à tous.

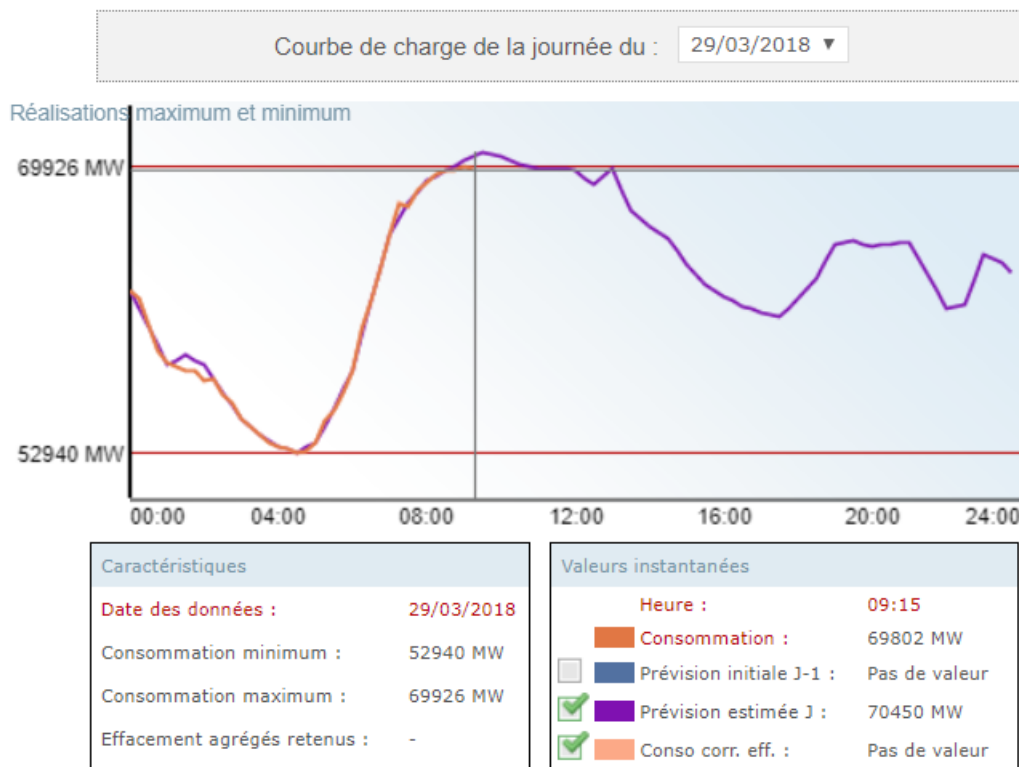
2-6. Courbes de consommation journalière.

A Courbes de puissance journalières

Les schémas suivants représentent les courbes de puissance du jour où la consommation appelée en France a été la plus élevée en énergie, en 2001, 2009 et 2010.



Ces trois graphes de la puissance journalière du jour de pointe 2001, 2009 et 2010, montrent le rôle fondamental de l'hydraulique d'éclusées, de lacs et des interconnexions pour passer les pointes du matin et de 19 heures en France.



A partir de ces courbes de consommation annuelle et journalière, il est évident que le parc de production doit, à la demande des gestionnaires de réseaux, faire face aux évolutions en temps réel, aussi bien dans la journée que dans l'année.

Pour la courbe annuelle, il est certain qu'un parc légèrement suradapté en énergie et doté de moyens de stockage inter-saisonnier pourrait satisfaire la demande de la courbe.

La question du stockage réversible d'électricité n'est donc pas nouvelle même si les électricités intermittentes l'accroissent. Et la réponse n'est pas triviale.

Hélas, jusqu'à présent, seul le stockage infra-journalier via les stations de transfert d'énergie par pompage-turbinage (STEP) a été partiellement résolu en raison de son rendement de 75 % environ.

On voit bien sur ce tableau que les ouvrages en question ont été construits essentiellement dans la période 73-87 mais le plus ancien, celui du lac noir, situé dans les Vosges date de 1938 et est en cours de déconstruction.

Faire de nouvelles STEP exige à la fois des sites adaptés pour les stockages supérieurs et inférieurs, une acceptation sociale tout sauf évidente, et représente des investissements très lourds sur des durées importantes.

Tableau 3 – STEP actuellement en exploitation en France							
Centrales	Année de mise en service	Puissance nominale (MW)	Nombre de groupes	Type de démarrage	Chute d'eau brute maximale (m)	Temps de turbinage (2) du volume utile à puissance maximale	Temps de démarrage de la turbine
Lac Noir (Haut-Rhin)	1938	80	4	Turbine (groupe ternaire)	126	6 h	3 min 30 s
Revin (Ardennes)	1976	720	4	Moteur Poney	246	5 h	2 min 10 s
Vouglans (Jura) (1)	1973	60	1	Asynchrone-synchrone, roue noyée	102	(1)	> 3 min
La Coche (Savoie)	1977	320	4	Asynchrone direct, pleine tension	932	10 h	2 min
Cheyilas (Isère)	1980	490	2	Convertisseur statique	261	6 h 12 min	3 min 34 s
Sainte-Croix (Alpes-de-Haute-Provence) (1)	1976	58	1	Asynchrone-synchrone, roue noyée	78	(1)	5 min 15 s
Montézic (Aveyron)	1982	920	4	Convertisseur statique	416	24 h	2 min 9 s
Pouget (Aveyron) (1)	1982	38	1	Asynchrone-synchrone	445	(1)	5 min
Grand'Maison (Isère)	1986/1987	1 680	8	Turbines Pelton (dos à dos)	955	20 h + stockage saisonnier	2 min 30 s
Super-Bissorte (Savoie)	1987	720	4	Turbines Pelton (dos à dos)	1 116	150 h	3 min 30 s

(1) Centrales mixtes : bassin versant et lac + groupes réversibles
(2) Temps de turbinage : autonomie dans le cas d'une STEP non alimentée par un bassin versant.

3- Mais au fond, quels sont les éléments déterminants qui différencient un marché en monopole et un marché ouvert à la concurrence ?

La libéralisation des marchés est arrivée en Europe à la suite de la décision de démanteler le service public de l'électricité de Grande Bretagne prise par Mme Thatcher et pratiquement en même temps que la décision de l'Etat de Californie.

Dans la situation nouvelle, les clients industriels et domestiques ont le choix du fournisseur d'électricité (Attention, les réseaux gérés par RTE et Enedis sont restés en monopole et font l'objet d'un péage identique, terme fixe pour la puissance souscrite et termes variables en fonction de la puissance transportée quel que soit le client).

Le montant de la facture d'électricité comprend 3 parties à peu près égales, les taxes, le transport et la distribution et enfin la production.

L'ouverture à la concurrence ne joue donc que sur environ 1/3 de la facture, c'est-à-dire la partie production.

Elle s'est faite progressivement en partant des clients fort consommateurs d'électricité jusqu'aux clients domestiques.

3-1. La situation avant l'ouverture.

Dans un marché en monopole, l'électricien a devant lui une clientèle « captive ».

Cette clientèle a « échangé » sa liberté de choix du fournisseur contre un certain nombre de devoirs, dont celui, essentiel, de la garantie de fourniture, à assumer par l'électricien. En

termes économiques, il y a transfert de risques puisque le client final supporte au travers des prix de la fourniture les choix d'investissement, bons ou mauvais¹, faits par son fournisseur. Mais en contrepartie, il ne supporte pas le risque de pénurie puisque l'électricien s'engage à la garantie de fourniture.

Cette garantie de fourniture se trouve facilitée par la connaissance que le fournisseur a de son marché et de ses évolutions, donc par la capacité de l'électricien de prendre à la fois, au bon moment, les décisions de construction des nouveaux outils de production et surtout de trouver les financements lourds auprès des investisseurs en raison de la certitude de remboursement qu'il leur assure. Ces décisions tiennent compte aussi des politiques énergétiques conduites par les gouvernements notamment en matière de dépendance vis à vis des hydrocarbures et de sécurité des approvisionnements.

Les termes de l'échange entre le client et son monopole qui peuvent apparaître disproportionnés en première lecture sont en réalité équilibrés tant ce produit non stockable est vital.

En revanche, l'électricien ne peut se soustraire longtemps à des comparaisons de prix interzones. On le voit actuellement en Italie où les clients sont mécontents de voir les prix de leur électricité 70 % supérieurs à ceux que nous connaissons. Sur le plan historique, cela a été le fondement de la décision de Mme Thatcher. Un monopole se délégitime s'il n'assure pas les contreparties de son pacte avec les clients finaux.

3-2. Dans un marché ouvert à la concurrence, l'électricien a devant lui une clientèle « volatile ».

La libéralisation des marchés est arrivée en Europe en 1996 à la suite d'un forcing des Britanniques.

Dans la situation nouvelle, les clients industriels et domestiques ont le choix du fournisseur d'électricité mais pas du réseau.

L'ouverture du marché s'est faite progressivement en partant des clients fort consommateurs d'électricité jusqu'aux clients domestiques.

Le fournisseur est choisi par le client essentiellement pour des questions de prix en l'absence d'autres signes distinctifs de la fourniture.

Dans cette situation, le risque pris par le fournisseur en matière de choix d'investissement est total puisque toute perte de compétitivité se traduit par une perte de parts de marché.

Mais le client assume de facto le risque de pénurie qui ne peut plus être porté par les compagnies d'électricité en concurrence.

Ce 2° point mérite une attention toute particulière.

¹ Attention les choix d'investissement sont soumis à la puissance publique et l'électricien peut ainsi être conduit à faire des choix non optimaux pour les coûts de production. Cas de l'Italie !

L'électricien n'a plus qu'une vision partielle sur le marché général de l'électricité et son évolution. Il peut faire des hypothèses sur les parts de marché qu'il peut prendre en référence à ses coûts et à ses capacités de production dans le présent. Il fait aussi des projections dans l'avenir pour imaginer les parts de marché accessibles en supposant de nouveaux choix investissements, soit pour remplacer des outils frappés d'obsolescence soit pour suivre l'accroissement de la demande, et en calculant les coûts qui s'en déduisent.

Les incertitudes sur les réglementations environnementales (SO₂, NO_x, déchets radioactifs, ...) et les évolutions de fiscalité représentent des éléments d'incertitude supplémentaires.

Les électriciens sont passés d'un avenir certain sur leur marché à un avenir incertain. Au fond, c'est le lot commun de tous les acteurs dans un marché ouvert à la concurrence mais pour des produits stockables.

Cependant, l'énormité capitalistique des investissements, le temps nécessaires à leur réalisation et la longueur de leurs temps de retour posent désormais un problème crucial.

L'investisseur, dans la situation des marchés en monopole, prenait le risque d'immobiliser des capitaux considérables en ayant la certitude de retrouver sa mise.

Qu'en est-il aujourd'hui ? Quel investisseur va immobiliser, au taux actuel du marché, de tels capitaux sur de telles durées sans avoir la certitude de les retrouver ?

Les signaux du marché sont actuellement tous de court terme et ne sont d'aucun secours. Rien aujourd'hui ne s'est substitué aux critères de décision antérieurs.

C'est le véritable problème actuel du secteur de production de l'électricité et partant de tous les clients.

Faute de signaux économiques de long terme, spécifiques à cette industrie, la libéralisation du marché de l'électricité conduit à cet étrange paradoxe de privilégier les investissements à temps de retour rapide plutôt que le moindre coût final du MWh pour le client, ce qui était pourtant l'objectif fondamental recherché par le nouveau système.

Or, il n'y a aucune raison pour qu'un investissement à temps de retour rapide procure un MWh bon marché, bien au contraire. L'un des premiers principes de la théorie du libre-échange qui consiste à donner, dans la conduite des politiques économiques, la préférence au consommateur plutôt qu'au producteur, n'est pas respecté.

Le prix de l'électricité va nécessairement refléter cette singularité, plus exacerbée que celle de n'importe quel produit frais. Il n'y a aucun effet d'amortissement et de lissage des évolutions de la demande par une capacité de stockage de la production, d'où de très grands écarts de prix sur les marchés spot.

Enfin, les prix du marché spot suivent très précisément l'offre et la demande qui s'exprime comme suit : à un moment donné, le prix de tout le marché se fixe à la valeur consentie par

un client pour se procurer le dernier MWh disponible. A titre d'illustration, le 11 août 2003 le prix sur le marché spot est passé en 24 heures de 30 €/MWh à 1 000 €/MWh ! Et le prix de marché suit désormais une tendance européenne, encore limitée par les goulots d'étranglement que représentent les interconnexions.

4- L'OUVERTURE DES MARCHES DE L'ELECTRICITE A LA CONCURRENCE.

4-1. Que s'est-il passé lors de l'ouverture du marché sur la plateforme continentale européenne en 1999 ?

On appelle plateforme continentale, les pays de l'Ouest européen qui fonctionnent de façon synchrone à l'exclusion des îles (Angleterre).

Les parcs des électriciens étaient en général quasi-adaptés à la pointe, donc sur-adaptés en énergie annuelle. Alors qu'habituellement chaque électricien excédentaire conservait sa réserve de puissance en retardant ses nouveaux investissements ou au mieux vendait son énergie à un autre électricien, là, subitement, chacun a voulu prendre des positions sur ce nouveau marché. Les prix se sont écroulés comme sur tous les marchés spot lorsque l'offre excède la demande (Pour mémoire, le prix sur le marché français était, à ce moment-là, d'environ 30€/MWh et était l'un des moins chers d'Europe).

Les prix sont même descendus au-dessous du plancher de 23 €/MWh. Ce prix ne représente que le coût marginal combustible y compris les dépenses de personnel, et encore pas toujours, c'est-à-dire pour l'essentiel le coût du charbon allemand largement subventionné.

Il est clair qu'à ce prix, le chiffre d'affaires des électriciens a subi une baisse appréciable. Il y a aucune chance en effet pour que la somme des prix de vente aux coûts marginaux représente le coût complet de production ! Et l'on assiste chez les électriciens historiques à des situations économiques désastreuses, modérées par le fait que les outils de production étaient en grande partie amortis et que le marché s'est ouvert avec une certaine progressivité.

L'excédent brut d'exploitation a fondu, ne permettant plus de nouveaux investissements. Pire, les remboursements des dettes ont été ralentis et les réserves constituées pour le renouvellement des investissements ont été en partie gelées.

Autant dire que la situation des électriciens n'est pas propice à une reprise des investissements et qu'il faut que leur situation s'améliore singulièrement pour les rendre «glamour» aux yeux des investisseurs.

Mais l'effet général attendu était qu'une partie des moyens de production devenus techniquement ou économiquement obsolète, allait être retirée des parcs de production pour arriver à une sorte de parc Européen adapté en énergie de façon à voir les prix de marché remonter à des valeurs correctes quitte à ne plus avoir un parc Européen adapté en puissance. En effet, les électriciens n'étant plus en monopole, la garantie de fourniture n'était plus de leur responsabilité mais de celle des Etats alertés par leurs services sur la base des informations données par les GRT (Gestionnaires de réseaux de transport).

Dans les conditions de 2003-2004, le parc adapté en énergie était attendu pour 2010 au plus tard. Et les électriciens auraient dû investir sur de nouveaux moyens de production à la demande des Etats via des appels d'offres, donc sur des prix garantis, et dans des conditions difficiles car les Etats sont peu habitués à anticiper. Or les nouveaux moyens de production doivent être décidés au moins 5 ans avant leur mise en service.

5- LA SITUATION N'EVOLUE PAS COMME PREVU

Avec le temps, la surcapacité globale que l'on observait sur la plateforme continentale européenne en 1999 se résorbe plus lentement que prévu.

Le 1° facteur de freinage est l'augmentation de la consommation. A elle seule, il apparaissait en 1999 que la surcapacité aurait disparu en 2010.

Mais un **fait aggravant** est apparu avec la grande crise économique de 2008 dont nous commençons à peine à sortir en 2018. L'échéance de 2010 a été repoussée à beaucoup plus loin pour une résorption des surcapacités. Il a même été dit que 50 GW de centrales à cycle combiné au gaz en Europe avaient été mis sous cocon ou même retirés de l'exploitation pour passer en investissements échoués. Il s'agit d'une destruction de valeur industrielle considérable.

Le 2° facteur est la mise en application en 2004 de nouvelles normes sur les rejets de polluants atmosphériques, qui imposent de retirer du parc (ou de limiter drastiquement la durée de fonctionnement) des outils dont la durée de vie résiduelle est trop courte pour justifier les lourds investissements nécessaires à la dépollution des gaz de combustion. Ce sont surtout les centrales au charbon (près de 40 % du parc européen) qui sont concernées. En 2018, en France, le parc thermique classique a été très réduit puisqu'il ne reste que 3 GW de centrales à charbon et aucune centrale au fioul. Et le parc charbon devrait être définitivement arrêté en 2022.

Le 3^{ème} facteur a été l'accident de Fukushima, qui a conduit l'Allemagne à retirer de son parc de production électronucléaire environ 10 GW et à programmer une sortie totale d'ici 2022. L'Allemagne avait déjà programmé une sortie du nucléaire, mais avec un lissage plus doux. Elle a compensé ces arrêts par une réactivation de ses centrales au charbon et au lignite. Ce qui fait qu'à l'heure actuelle, l'Allemagne est le seul pays de la plateforme continentale à avoir un parc mobilisable sur-adapté en puissance, puisqu'il représente 100 GW pour une puissance de pointe de 82 GW. Cependant, les compagnies allemandes doivent arrêter 24 GW de nucléaire et de thermique d'ici 2022, ce qui les ramènera à une situation adaptée en puissance mais toujours sur-adapté en énergie annuelle.

Le 4^{ème} facteur a été la volonté de certains pays, puis de l'UE, de faire un développement massif des électricités renouvelables intermittentes (EnRi) produites par des éoliennes et le photovoltaïque, qui produisent en fonction des conditions météo et non en fonction des besoins. D'où la nécessité de conserver des moyens de production pilotables, souvent au minimum technique, pour faire face aux variations des EnRi. Lorsque la production globale dépasse la consommation, nous passons dans une situation « folle » où l'on paie des

consommateurs pour consommer de l'électricité, ce qui constitue la pire hérésie économique. Ainsi, le phénomène des prix de l'électricité négatif a été atteint 120 fois dans l'année 2017 en Allemagne. Rappelons que ces EnRi bénéficient d'une situation plus que confortable, puisque les acheteurs obligés doivent retirer toute la production à un tarif fixé à l'avance et qu'elles n'assurent aucun service au système électrique comme le maintien de la fréquence.

Le 5^{ème} a été la décision prise par tous les Conseils d'Administration des différentes sociétés au regard de la baisse de rentabilité du secteur. Les centrales qui étaient utilisées seulement pour garantir le passage des pointes de consommation sévères ou pour « servir de roue de secours » aux différents parcs de production ont été définitivement arrêtées.

Le 6^{ème} facteur est lié à nos engagements en matière de réduction de nos émissions de gaz à effet de serre. Si les secteurs électriques français, belges, suédois et suisses sont très peu émetteurs, les secteurs électriques des autres pays sont fortement émetteurs. L'UE a préféré la mise en place d'un marché des permis d'émissions de gaz carbonique et non d'une taxe. Or, ce marché ne fonctionne pas efficacement et il est quasi certain que les instances de l'UE vont le durcir pour pousser les industriels qui émettent du CO₂ à réduire leurs émissions.

Ces 6 facteurs combinés, la situation de la production en Europe continentale s'est singulièrement dégradée en termes d'équilibre production-consommation en énergie et en puissance, sans que l'on sache vraiment si l'on va vers une situation adaptée ou sous-adaptée en moyens pilotables. Et l'on paralyse ainsi tout le secteur de la production électrique.

Cependant, on peut déjà dire qu'en matière de puissance de pointe, il est quasi certain que la France ne pourrait plus faire face à un hiver très rigoureux et généralisé au plan géographique avec un parc mobilisable de 85 GW et devra recourir à des importations massives depuis l'Allemagne.

Or, pratiquement aucun moyen nouveau de production – mis à part les moyens subventionnés, cogénération, EnRi – n'a été mis en chantier depuis 2000 en France, à l'exception de l'EPR de Flamanville 3 mais dont la mise en service sera compensée par l'arrêt des 2 tranches de Fessenheim.

L'UE, comme à son habitude, ne fait aucun retour d'expérience et ne revient pas sur certaines aberrations concernant les EnRi notamment. Elle poursuit sa fuite en avant : marché de capacités, objectifs encore plus élevés de puissance installée en EnRi et promotion de grands investissements sur le stockage électrique réversible.

6- OU ALLONS-NOUS ?

Il ne suffit pas de demander la construction de nouveaux moyens de production. Il faut surtout que les conditions économiques de vente de l'électricité conduisent les investisseurs à décider de placer à nouveau des capitaux dans le secteur de la production.

Et pour cela, il est indispensable qu'ils aient la certitude que **les prix de vente dépassent dans la durée le coût complet de production de la prochaine centrale de production mise en service. Dans le jargon des électriciens, ce coût est appelé « le coût complet de développement »**. Les prix de vente doivent dépasser les coûts non seulement pour apporter un rendement satisfaisant aux capitaux investis, mais aussi pour permettre au secteur de reconstituer un excédent brut d'exploitation conforme à la bonne marche des sociétés de production électrique. Et ils doivent les dépasser **dans la durée** pour garantir aux investisseurs le retour des capitaux engagés dans les délais d'amortissement très longs de ce type particulier d'outils de production.

Hélas, les prix sont loin de ce prix objectif et, en économie libérale, aucune décision ne sera prise en matière d'investissement tant que le prix de vente du MWh ne dépassera pas dans la durée le coût complet de développement de l'outil de production le plus rapide à mettre en service, c'est à dire une centrale à cycle combiné au gaz.

En attendant, nous sommes condamnés à vivre dangereusement et à risquer la pénurie qui se traduit en général par le délestage de certaines zones faute de quoi nous assisterons à des délestages subis voire des « blackouts ».

Et même dans ce cas, l'Europe connaîtra une tension forte sur l'équilibre production-consommation, surtout si la reprise économique est vigoureuse. Pour éviter les délestages, les offres de contrats interruptibles sur tout ou partie de la consommation vont se multiplier.

Il faut simplement retenir que :

- **Plus les prix remontent vite, moins ils monteront haut et plus s'éloigne le risque de pénurie,**
- **Plus les prix tardent à monter, plus ils iront haut et plus le risque de délestage grandira.**

7- CONCLUSIONS

Enfin il faut être convaincu que, faute de signaux économiques de long terme spécifiques à la production d'électricité, la libéralisation du marché conduit à cet étrange paradoxe de privilégier les investissements à temps de retour rapide plutôt que le moindre coût de l'électricité pour le client final, ce qui était le principal objectif poursuivi avec l'ouverture à la concurrence.

Si la majorité du parc est constituée de centrales à cycle combiné au gaz, nous suivrons les prix du marché du gaz et du marché des permis d'émission. Cela risque d'être la grande tendance compte tenu de la position prise par l'Allemagne, qui est le plus gros consommateur européen d'électricité et qui doit réduire les émissions de CO₂ de sa production électrique.

Mais peut-on imaginer mettre l'Europe « sous perfusion gazière » ?

La Directive de 1996 est une « arme de destruction massive » des opérateurs électriciens et des choix optimaux en matière d'investissements. Combien de grandes « utilities » seront encore présentes et en capacité d'investir en 2025 ?

Nous pourrions bien en arriver à la solution actuelle en Angleterre où les États sont amenés à lancer des appels d'offre pour la construction de nouveaux outils avec des prix garantis. Ainsi, nous aurions fait une révolution complète, c'est à dire un retour au point de départ.