

FONCTIONNEMENT ET LIMITES DE L'ORGANISATION DU MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

Audition de M. Guillaume DEZOBRY,
avocat associé (Fidal) et maître de conférences en droit public (Université
d'Amiens), spécialiste en droit de l'énergie et en droit de la régulation

Audition de M. François CARLIER,
délégué général de l'association de consommateurs et d'usagers
Consommation Logement Cadre de vie (CLCV)



Et un extrait du livre blanc
de la FNCCR (2011)



Procès-verbal des auditions organisées dans le cadre de la réunion du Comité exécutif de la FNCCR, élargie **aux membres du Conseil d'administration**, le 18 mai 2022

Fonctionnement et limites de l'organisation du marché de l'électricité

1. Audition de M. Guillaume DEZOBRY, avocat associé (Fidal) et maître de conférences en droit public (Université d'Amiens), spécialiste en droit de l'énergie et en droit de la régulation 5
2. Audition de M. François CARLIER, **délégué général de l'association de consommateurs et d'usagers Consommation Logement Cadre de vie (CLCV)** 15

Annexes :

- Présentation de M. Guillaume DEZOBRY - *Les marchés de gros de l'électricité*, 18 mai 2022 ;
- *Électricité - Plaidoyer de la CLCV pour un retour au monopole* - dossier de presse, 10 mars 2021 ;
- *Marché de détail de l'électricité : le Far West permanent*, article de M. François CARLIER, 4 mai 2022.
- Mise en garde de la FNCCR contre les risques liés à l'organisation du marché de l'électricité - *Livre blanc de 2011* (Extrait)

La séance est ouverte à 10 heures 45, sous la présidence de M. Xavier PINTAT, Président de la FNCCR.

Étaient présents : MM. Christian ARIES, Philippe AUVRAY, Patrick CHAIZE, Antoine COROLLEUR, Jean-Luc DUPONT, Jacques GAYRAL, Mme Catherine GOURNEY-LECONTE, MM. Guy HOURCABIE, Jacques JACQUENET, Bertrand LACHAT, Daniel LAURENT, Jean-Noël LOURY, Xavier NICOLAS, Yvon PACQUIT, Hervé PAUL, Xavier PINTAT, Dominique RAMARD, Mme Denise SAINT-PE, MM. Yves SIMON, Patrice THETE et Mme Marie-Christine THIVAND.

M. le Président PINTAT - Bonjour à toutes et à tous. Pour nourrir sa réflexion concernant les grands bouleversements que subit actuellement le fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz, le Comité exécutif de notre Fédération a souhaité entendre les deux intervenants ci-présents, MM. CARLIER et DEZOBRY, qui nous ont fait l'honneur d'accepter notre invitation. Nous avons, à cette occasion, décidé d'élargir la présente réunion du Comité à l'ensemble des membres de notre Conseil d'administration. Je tiens, par ailleurs, à saluer la présence parmi nous de trois parlementaires, membres de notre Fédération, Mme Denise SAINT-PE, M. Patrick CHAIZE et M. Daniel LAURENT.

Cette réunion exceptionnelle a donc pour objet de forger notre réflexion concernant l'évolution des systèmes énergétiques. Cette question, qui occupera très certainement une place centrale dans les débats de notre prochain congrès national, concerne nos collectivités non seulement sous l'angle de leurs compétences énergétiques d'AODE ou d'investisseurs dans les énergies renouvelables, mais également comme consommatrices d'énergie pour leurs services publics locaux. Tous les services publics sont en effet impactés par l'augmentation des prix de l'électricité et du gaz, et notamment les services de distribution d'eau et d'assainissement, qui ont été nombreux à nous alerter sur la montée parfois presque dramatique de leurs coûts d'exploitation.

Dans le cadre de la compétence d'AODE que représente la FNCCR, cela fait bien longtemps que nous mettons en garde les pouvoirs publics au sujet de l'inadéquation du modèle de concurrence pure et parfaite dans le cas particulier d'un produit de première nécessité comme l'est l'électricité. Les collectivités que nous représentons ont dû toutefois s'adapter à la mise en place d'un marché intérieur européen, en créant des groupements d'achat. Ces derniers nous ont permis de bénéficier de tarifs

attractifs tant que les prix du marché étaient bas. Nous savions que cette période faste serait amenée à évoluer, mais nous étions loin d'imaginer l'ampleur des récentes augmentations.

Ces questions sont d'une très grande complexité, avec des dimensions à la fois juridiques et technico-économiques. Pour nous aider à appréhender cette complexité, il nous a semblé utile de bénéficier des éclaircissements de certains spécialistes de ces questions. Je remercie les deux intervenants qui ont accepté de nous exposer leur analyse sur les pistes de réformes du marché de l'électricité. Je suis ainsi très heureux d'accueillir M. Guillaume DEZOBRY et M. François CARLIER.

M. DEZOBRY est avocat associé au cabinet Fidal et maître de conférences en droit public à l'Université d'Amiens. Après une thèse consacrée à la théorie des facilités essentielles, il s'est spécialisé notamment dans la régulation du secteur de l'énergie. Il est par ailleurs membre du Conseil d'administration de l'Association Française de Droit de l'Énergie (AFDEN), chercheur à la chaire European Electricity Market de l'Université Paris-Dauphine. Il enseigne le droit de l'énergie à Sciences Po Paris, à l'Université Paris-Dauphine et à l'Université d'Amiens.

M. CARLIER est Docteur en sciences économiques, et Délégué général de l'association Consommation Logement Cadre de vie (CLCV). Il était auparavant Directeur des études au sein de l'UFC-Que Choisir. Il enseigne par ailleurs l'économie à l'Université de Paris-Saclay. La CLCV est l'une des plus importantes associations de défense des consommateurs, avec laquelle la FNCCR travaille depuis de nombreuses années sur divers sujets concernant les services publics d'eau et d'assainissement, les réseaux de chaleur, ou encore les commissions consultatives de services publics locaux. Présidée par Jean-Yves MANO, la CLCV compte 323 associations locales, départementales et régionales, qui regroupent 22.500 membres actifs.

Siègent ce jour des élus membres du Conseil d'administration de la FNCCR, qui ont donc à ce titre en charge des services publics d'énergie, en majorité des syndicats intercommunaux ou mixtes d'énergie, mais également des sociétés d'économie mixte locales de production d'énergie renouvelable, des services publics d'éclairage public, des services publics de distribution d'eau et d'assainissement et des réseaux d'initiative publique dans le domaine numérique. Nous suivons pour certains d'entre nous depuis l'origine, dans les années 90 et 2000, la mise en place et l'évolution du marché intérieur de l'électricité, vis-à-vis de laquelle nous sommes assez critiques.

Vous avez accepté de nous donner quelques clés de compréhension et d'analyse concernant les possibilités de réforme de ce marché. Je vous en remercie vivement, et laisse la parole dans un premier temps à Guillaume DEZOBRY pour une présentation concernant les pistes de réforme du marché de l'électricité, qui sera suivie de questions que ce dossier ne manquera pas de susciter.

1. Audition de M. Guillaume DEZOBRY, avocat associé (Fidal) et maître de conférences en droit public (Université d'Amiens), spécialiste en droit de l'énergie et en droit de la régulation.

M. Guillaume DEZOBRY - Je vous remercie de m'avoir invité pour partager ma compréhension du sujet des marchés de l'énergie, qui sont aujourd'hui dans la tourmente. Mais au-delà de la question de la crise que nous traversons actuellement l'ouverture à la concurrence du marché français est un défi à part entière. Comme vous l'avez rappelé, je suis un universitaire et intervien à ce titre. J'ai soutenu une thèse en 2007 sur la théorie des facilités essentielles. Cette théorie est née en 1912 en plein essor du transport ferroviaire aux États-Unis à l'occasion d'une affaire judiciaire appelée « Etats-Unis contre Terminal Railroad Association ». Un conglomérat de compagnies ferroviaires possédant un pont sur le fleuve Mississippi en refusait l'accès à un concurrent qui souhaitait desservir la ville de Saint-Louis. Après examen du litige, la Cour Suprême des Etats-Unis a imposé aux exploitants du pont, dans l'intérêt des consommateurs, d'autoriser les compagnies concurrentes à utiliser cette installation moyennant un prix d'accès raisonnable. Un siècle plus tard, les travaux des économistes viennent confirmer le bien-fondé de cette décision.

La théorie des facilités essentielles s'est développée dans des domaines variés, notamment pour l'ouverture à la concurrence des secteurs régulés. A titre personnel, ma réflexion concernait la possibilité d'appliquer la notion de facilité essentielle à l'énergie nucléaire, en tenant compte des spécificités du contexte français et des conditions d'ouverture du marché. Cette problématique a été abordée dans le cadre des travaux de la commission sur l'organisation du marché de l'électricité, dite « commission Champsaur », puis à maintes reprises devant l'Autorité de la concurrence et actuellement dans le cadre des travaux de la Cour des comptes. Ce sujet récurrent structure notre compréhension du marché français.

Fondamentaux du fonctionnement des marchés de gros

Le parc de production français a une capacité importante d'environ 130.000 Mégawatts de puissance installée. Une problématique essentielle concerne la manière d'appeler

les différents moyens de production pour répondre à l'augmentation de la demande. Les données montrent que la courbe de charge est constante à des dates très différentes, ce qui traduit l'existence d'un schéma de consommation invariable caractérisé par un pic en matinée et en soirée. Il n'est donc pas nécessaire de mobiliser en permanence la totalité des moyens de production, qui pourront être appelés selon l'importance de la demande.

Le fonctionnement de ce système est fondé sur un concept appelé l'« ordre de mérite ». Les économistes ont déterminé que la rentabilisation maximale du parc de production devait s'appuyer sur la tarification au coût marginal et l'appel des moyens de production selon les besoins et leur coût marginal. De ce point de vue, le secteur le plus rentable est celui des énergies renouvelables, qui présentent un coût marginal pratiquement nul. En effet, dès lors que les installations sont en place, les variations d'activités n'induisent aucun coût supplémentaire. L'énergie nucléaire est classée en seconde position, avec un coût marginal estimé à environ 10 euros par mégawattheure (MWh), ce qui rend très compétitive l'électricité produite au moyen de cette technologie. Les énergies carbonées comme le gaz et le charbon se placent en troisième position du fait de leur sensibilité aux coûts des matières premières. De fait, pour produire un MWh supplémentaire avec une centrale au charbon ou une centrale au gaz, il faut commencer par acheter du gaz ou du charbon dont les prix d'acquisition se reflèteront dans les prix de l'énergie ainsi produite sur le marché de gros. Enfin, l'énergie hydraulique de barrage est évaluée en tenant compte de son coût d'opportunité. Ce moyen de production est appelé en dernier ressort lorsque l'électricité est la plus chère, c'est-à-dire la plus rare.

L'évolution des prix du gaz au cours des derniers mois montre que l'augmentation des tarifs a commencé en septembre 2021, avant la crise ukrainienne, pour atteindre des niveaux rarement observés auparavant. Cette flambée s'est traduite par une hausse du coût de l'électricité. L'appel à un moyen de production plus coûteux affecte le prix de l'ensemble des marchés, comme le montre l'exemple de l'évolution des tarifs du blé. En l'occurrence, la hausse spectaculaire du cours de cette denrée s'est traduite par la mise en culture de terres qui n'auraient pas été rentables dans un marché mieux approvisionné. *A contrario*, l'augmentation de la part des énergies renouvelables entraîne un effondrement des prix sur les marchés de gros du fait d'un déplacement de l'ordre de mérite. Cette modification est liée à la disponibilité d'électricité de coût

marginal nul. Le prix du MWh peut alors devenir négatif, comme c'est souvent le cas en Allemagne et de plus en plus fréquemment en France.

Le déplacement de l'ordre de mérite, qui semble de prime abord avantageux pour le consommateur, obère la capacité des producteurs à prendre en charge leurs coûts fixes. Ces coûts sont couverts par la rente inframarginale, qui correspond à la différence entre le prix de l'électricité sur le marché et les coûts marginaux. Les producteurs ayant un coût marginal inférieur au prix du marché peuvent toucher une rente dite inframarginale, qui peut couvrir les coûts fixes du producteur et voir même au-delà, si les niveaux de marché se situent très hauts. Ainsi, un cours élevé de l'électricité permet aux producteurs d'électricité d'origine renouvelable ou nucléaire de réaliser un profit, ce qui ne sera pas le cas si le prix du marché est bas. Selon les économistes de la Commission européenne, ce dispositif permet d'optimiser les moyens de production du marché.

Cette configuration, qui correspond à un marché d'équilibrage, est performante lorsque le parc énergétique est déjà en place. Les seuls paramètres décisionnels sont alors le choix des moyens de production et de leurs périodes de fonctionnement. Ce type de marché est appelé « energy only ». Le producteur d'énergie va récupérer de l'argent en vendant des MWh. En 2010, la loi NOME a mis en place, outre le dispositif de l'ARENH, un mécanisme de capacité pour couvrir le *missing money* des centrales de pointe ou d'extrême pointe, comme les centrales à charbon, qui ne parvenaient pas à couvrir la totalité de leurs coûts. Ce dispositif rémunère de surcroît toutes les autres centrales, qui sont censées être rentables dans une configuration de marché, dont notamment les producteurs d'énergie nucléaire ou hydraulique, ou encore d'énergie renouvelable qui ne bénéficient pas de mécanisme de soutien.

Le mix électrique français est dominé par l'électricité d'origine nucléaire, qui représente environ 70 % du total, contre 20 % pour l'hydroélectricité et 10 % pour les autres moyens de production. **L'une des difficultés principales à laquelle est confronté le marché de gros français réside dans l'indexation du prix de l'électricité sur le prix du gaz, alors même que le mix énergétique français est, en principe, insensible dans sa quasi-totalité (90 %) aux fluctuations du cours du gaz. C'est la raison qui a conduit le Gouvernement français à demandé une réforme de ce système. L'augmentation significative des factures d'électricité traduit donc un transfert entre les consommateurs, en particulier les industriels, et les producteurs**

d'électricité décarbonée, qui eux **n'ont** pas eu à souffrir de la hausse de leurs coûts de production. Lors d'une table ronde sur les marchés de l'électricité organisée très récemment, un parallèle a été établi, avec la hausse actuelle des cours du blé, qui pourrait de la même manière profiter à certains agriculteurs français alors que leurs coûts n'ont pas augmenté à l'instar des producteurs d'énergie décarbonée en France. Toutefois, on peut s'interroger sur la justesse de cette comparaison. En effet, le parc nucléaire français a été financé par un établissement public dans un cadre monopolistique, et donc, en dernière analyse, par les consommateurs français. Cette particularité doit nous inciter à examiner la question du partage de la rente du nucléaire avec les consommateurs français.

M. Jean-Luc DUPONT - Cette analogie entre les marchés de l'électricité et du blé est par ailleurs erronée dans la mesure où elle ne prend pas en considération l'augmentation du coût des produits phytosanitaires et de l'irrigation.

M. Guillaume DEZOBRY - La particularité du secteur français réside dans le fait que la compétitivité du parc n'est pas liée à l'investissement d'un opérateur unique, mais est le fruit d'une politique publique mise en place dans les années 1970.

Singularité de l'ouverture à la concurrence du marché français

M. Guillaume DEZOBRY - Le mix énergétique français est le plus nucléarisé au monde. Le parc nucléaire, composé de 56 tranches depuis l'arrêt de la centrale de Fessenheim, produit environ 380 TWh par an pour un coût complet de 42 euros/MWh et un coût marginal d'environ 10 euros/MWh. Lorsque la question de l'ouverture à la concurrence a été posée, des interrogations se sont faites jour sur la possibilité pour des nouveaux opérateurs de venir concurrencer l'opérateur historique. Ce sujet rejoint les réflexions relatives à la théorie des facilités essentielles. Cette notion se rapporte en effet à des infrastructures ou des ressources, dont l'accès est indispensable à l'exercice d'une activité économique. Dans le cadre de ma réflexion concernant l'ouverture du marché de la fourniture d'électricité à la concurrence, je me suis interrogé sur l'applicabilité de cette notion à l'électricité d'origine nucléaire.

La compétitivité de l'électricité d'origine nucléaire est unanimement reconnue. Elle est liée à plusieurs facteurs :

- une gestion unifiée du parc permettant des économies d'échelle importante ;

- une technologie éprouvée et reproductible ;
- des actifs amortis pour la plupart.

Trois modalités d'ouverture du marché de l'électricité français à la concurrence ont été envisagées, en raison de la présence de ces actifs amortis dans ce marché :

- Découper le parc nucléaire afin que chaque opérateur dispose d'un parc de production et d'un mix électrique relativement comparables. Cette option, qui avait le mérite de fixer définitivement les conditions de concurrence, a systématiquement été rejetée par la France qui souhaitait conserver la gestion unifiée de son parc ;
- Obliger le producteur nucléaire à vendre la totalité de sa production sur le marché de gros. Cette solution - qui a d'ailleurs été envisagée dans le cadre du projet Hercule - a été rejetée par l'Etat français afin de conserver l'intégration amont aval d'EDF. On donne ainsi à EDF un accès à la compétitivité de son parc nucléaire historique ;
- Comme les deux précédentes options ont été rejetées, il convenait donc de donner aux concurrents d'EDF un accès à de l'électricité d'origine nucléaire à prix coûtant. Cette option a été retenue par la commission Champsaur avec le dispositif de l'ARENH.

Cette troisième option semblait conforter l'application de la théorie des facilités essentielles au parc de production d'électricité français, toutefois le rapport Champsaur a considéré que l'électricité nucléaire n'était pas une facilité essentielle, tout au moins sur le long terme. Cette prise de position visait à éviter l'accès illimité des concurrents d'EDF à ses capacités de production.

Dispositif de l'ARENH

Le dispositif de l'ARENH est de fait caractérisé par son plafond. Ce plafond annuel a été fixé à 100 TWh. En deçà de ce seuil, les consommateurs bénéficient d'une offre de fourniture sourcée à 70% sur la compétitivité du parc nucléaire français, le complément (30%) étant assuré par les marchés. Ce mécanisme a été par ailleurs répliqué dans la méthode de calcul des tarifs réglementés de vente. Les tarifs ont donc été décorrélés **des coûts de production de l'opérateur historique** pour être **calés sur les coûts d'approvisionnement des fournisseurs alternatifs** alors que

généralement un service public doit normalement refléter les coûts de l'opérateur en charge de ce service public.

Lorsque les demandes des fournisseurs excèdent le plafond prévu, comme c'est le cas actuellement, la part du volume d'ARENH diminue, il fait l'objet d'un écrêtement, qui s'établit aujourd'hui à 60 %. EDF dispose donc de la faculté de vendre la part ainsi écrêtée sur les marchés.

Le rapport de la CRE souligne que la perte par EDF de parts de marchés sur la fourniture se traduit par un gain lié à la production nucléaire. En conséquence, ce dispositif pourrait inciter le fournisseur historique à perdre des parts de marché pour majorer le prix de vente de l'électricité. L'augmentation de la part d'électricité que les fournisseurs alternatifs doivent acheter sur le marché en raison du mécanisme de l'écrêtement a deux effets pervers :

- Une hausse des tarifs réglementés de vente de l'électricité en raison de la réplification de la formule parts ARENH/marché ;
- L'imposition par la CRE, au nom du droit de la concurrence, d'une hausse des prix en offre de marché proposés par EDF pour répliquer les conditions d'approvisionnement de ses concurrents.

Or cela me paraît tout à fait inédit : je n'ai en effet jamais trouvé une décision de justice qui impose à un opérateur en position dominante d'augmenter ses prix pour assurer une compétitivité de ses concurrents.

Compte tenu de l'augmentation spectaculaire des prix de marché, les factures explosent et nous devons faire face à un risque fort de compétitivité de notre industrie. Le Gouvernement a donc décidé de relever le plafond de l'ARENH de 20 TWh à compter du 1^{er} avril 2022. Mais en raison de la mise en œuvre tardive de cette mesure, des opérations complexes et litigieuses d'équilibrage ont dû être entreprises. EDF a dû ainsi racheter des volumes au prix de marché afin de les revendre à ses concurrents au prix de l'ARENH, qui a été revalorisé à la marge par rapport aux niveaux atteints sur les marchés (de 42 à 46 euros le MWh).

Ce contexte nous invite à nous interroger sur la pertinence du dispositif actuel, en particulier sur sa capacité à faire bénéficier le consommateur français de la compétitivité du parc nucléaire, qu'il a en partie financé. Cette situation est **d'autant plus problématique que l'acceptabilité sociale de l'énergie nucléaire est,**

à l'**origine, fondée sur** une promesse de compétitivité économique. Pourtant, dans le cadre du fonctionnement qui vient d'être décrit, les installations nucléaires françaises servent avant tout à assurer la compétitivité du prix de marché européen.

Le projet Hercule prévoyait la vente de l'intégralité de la production de l'Hexagone sur le marché de gros européen. Mais la mise en place d'un contrat sur la différence (CFD) entre les consommateurs et le producteur nucléaire contraindrait le consommateur français à payer l'écart entre le prix négocié et le prix du marché, ce qui n'est pas raisonnable. Il nous faut donc réfléchir à la manière dont les consommateurs européens pourront contribuer au financement du parc nucléaire français s'ils bénéficient de sa compétitivité. Cet enjeu, qui concerne en premier lieu le nucléaire historique, pose la question de la limite d'une approche purement nationale des mix de production électrique. On peut notamment se demander si les dispositifs de soutien doivent être calibrés par les Etats eux-mêmes ou s'il est préférable d'organiser une solidarité financière à l'échelle européenne.

En octobre 2021, la Commission européenne a chargé l'Agence de Coopération des Régulateurs de l'Énergie (ACER) d'étudier le marché européen de gros de l'électricité et de proposer des améliorations à son fonctionnement. Sans surprises, cette agence n'a pas préconisé de modifications fondamentales du dispositif actuel.

M. Dominique RAMARD - Quel est à ce jour le prix de la rente nucléaire ?

M. Guillaume DEZOBRY - Pour répondre à cette question, il faut comprendre la manière dont est régulé le parc nucléaire dans son ensemble. En fonctionnement nominal, EDF bénéficie d'une part d'environ 25 % qu'il valorise sur le marché. Le volume d'électricité commercialisé sur les marchés de gros s'établit à approximativement 100 TWh.

M. Yves SIMON - Je vous remercie de votre exposé enrichissant. Je m'interroge pour ma part sur la façon dont le marché a été mis en place et sur le fait que des autorisations de fourniture ont été accordées à des fournisseurs qui n'offraient aucune garantie. Nous avons ainsi vu des fournisseurs qui ont fait défaut et il a fallu se retourner dans des délais très courts vers le fournisseur de secours provisoire avec des augmentations tout à fait considérables. La conséquence de cette situation se traduit concrètement, à titre d'illustration dans un syndicat d'eau de mon territoire, par plus

qu'un doublement de la facture d'électricité avec une répercussion sur le prix du mètre cube de l'eau de l'ordre de 10 à 15%. Par ailleurs, il convient de noter l'introduction d'une distorsion de concurrence sur ce marché qui découle du financement du dispositif des certificats d'économie d'énergie (CEE), qui ne repose que sur les opérateurs de grande taille.

La question de la hausse des prix de l'énergie est un sujet de préoccupation pour les collectivités. De fait, le bouclier tarifaire mis en place par le Gouvernement pour protéger les consommateurs ne les protégera pas contre les hausses inéluctables de la plupart des autres services essentiels, qui sont également impactés par l'augmentation des prix de l'énergie. Et nous redoutons que la situation devienne explosive dans nos territoires. Compte tenu de l'aggravation probable de cette crise, il est urgent de mettre en place une nouvelle réglementation de ce secteur d'activité. Je tiens à souligner que L'Etat détient 84 % du capital d'EDF et profite des rentrées d'argent en provenance des collectivités via les factures d'électricité. Cette situation est insupportable.

M. Guillaume DEZOBRY - Un moyen permettrait d'amoindrir les effets pervers du dispositif qui a été mis en place. Quel est le bon comportement dans le contexte actuel pour un consommateur ? Cette crise aurait une ampleur moindre si tous les consommateurs français restaient alimentés par EDF. Le bon comportement consiste en effet à éviter l'écèlement lié au dépassement du volume maximal d'électricité destiné aux fournisseurs alternatifs.

Par ailleurs, on peut déplorer le fait que de nombreux fournisseurs alternatifs ne sont en fait que des commercialisateurs, qui ne font que de l'achat pour revente, ce qui n'a pas vraiment de sens. Une solution consisterait à obliger les fournisseurs alternatifs à sécuriser leurs approvisionnements sur une période permettant d'assurer la pérennité de leur activité, comme dans le secteur bancaire où on impose aux banques de disposer de fonds propres.

En tout état de cause, se pose la question de l'intervention de l'Etat dans ces marchés. En effet, si on laisse le jeu de la concurrence se faire sans limite, on ne pourra pas trouver d'issue et surtout on ne sera pas en mesure d'envoyer les bons signaux pour développer les moyens de production nécessaires à la décarbonation de notre mix énergétique.

M. Dominique RAMARD - Vous évoquez une intervention de l'Etat et je me demandais si l'Europe interviendrait également.

M. Guillaume DEZOBRY - Les pays européens sont divisés en deux camps, selon leur soutien ou leur opposition à l'électricité d'origine nucléaire. Les pays antinucléaires (dont l'Allemagne, l'Autriche et le Portugal) s'opposent à toutes les décisions qui permettraient de continuer à exploiter cette énergie. Dans ces conditions, il n'est pas certain que nous soyons en mesure de déployer un mix décarboné à l'échelle européenne à l'horizon 2030. Toute fermeture de capacité de production décarbonée met en péril l'accomplissement de l'objectif fixé par la Commission européenne. Si l'Europe n'évolue pas sur ces questions, il faudra peut-être retrouver une forme de souveraineté énergétique et il reviendra donc aux Etats d'agir.

M. Jean-Luc DUPONT - S'agissant de l'énergie nucléaire, l'existence d'un équilibre entre apport et risque est cruciale. Si le grand public n'a plus la garantie de bénéficier des avantages liés à cette énergie, notamment la qualité de sa fourniture et son coût compétitif, le problème de son acceptabilité sociale risque de se poser avec une acuité croissante. La stratégie d'autonomie énergétique élaborée dans les années 50 nous a conduits à bâtir un parc assurant la fourniture d'électricité à un coût raisonnable. Le modèle européen compromet cette réussite et inflige une double peine aux consommateurs français, qui, non contents d'avoir financé les installations du parc nucléaire, doivent désormais absorber les fluctuations du marché. Il pénalise par ailleurs notre industrie et notre économie.

En outre, je tiens à signaler le fait que la fermeture de la centrale de Fessenheim, à un moment où notre capacité de production est largement insuffisante, me paraît être une erreur. Nos gouvernants doivent prendre conscience des effets désastreux des effets de l'ouverture à la concurrence et des politiques européennes dans ce secteur, qui ont défait un modèle mis en place en plusieurs décennies. L'ouverture du marché européen est un échec cuisant pour la France.

M. Guillaume DEZOBRY - Vous avez tout à fait raison lorsque vous évoquez la valeur sociale du nucléaire, qui n'a jamais été aussi forte, car cette énergie est décarbonée.

M. Le Président PINTAT - Je remercie vivement M. DEZOBRY pour cet exposé très instructif. Je signale aux membres du Conseil d'administration ici présents que nous aurons l'occasion de vous entendre de nouveau dans le cadre de notre prochain congrès car vous avez accepté d'animer une séance plénière consacrée au Pacte vert européen.

Je donne à présent la parole à M. François CARLIER, afin qu'il nous présente la position de la CLCV concernant le bilan de la libéralisation du système électrique et les réformes qui pourraient être envisagées dans l'intérêt des consommateurs et de la stabilité des prix, sujets sur lesquels la CLCV a pris encore récemment des positions relayées dans la presse.

2. Audition de M. François CARLIER, délégué général de l'association de consommateurs et d'usagers Consommation Logement Cadre de vie (CLCV)

M. François CARLIER - L'ouverture à la concurrence du marché de la fourniture électrique en juillet 2007 nous avait laissé dubitative. Nous ne comprenions pas l'intérêt de ce projet. Le marché de l'électricité était très centralisé et la plupart de ses composantes semblait constituer un monopole naturel. Il ne présentait par ailleurs aucune rupture technologique, contrairement, par exemple, au secteur des télécommunications, dans lequel l'émergence de la technologie numérique permettait des entrées concurrentielles. En 2010, j'avais d'ailleurs demandé au PDG de Free, Xavier NIEL, pourquoi sa société ne rentrait pas dans le secteur de l'énergie. Il m'avait alors répondu qu'il ne disposait pas de point disruptif technologique pour pouvoir entrer sur ce marché afin d'être moins cher ou plus innovant.

Mais malgré notre scepticisme, nous avons décidé par pragmatisme d'accompagner au mieux ce projet, notamment en participant aux travaux de la commission Champsaur, à l'élaboration de la loi NOME, à la création du dispositif de l'ARENH et au marché de capacité. Toutefois, en mars 2021, à l'issue d'un intense travail mené en interne, nous avons rendu public un document intitulé « *Électricité : Plaidoyer de la CLCV pour un retour au monopole* », dans lequel nous constatons l'échec de cette stratégie.

Que s'est-il donc passé entre les débuts de cette ouverture à la concurrence, et notre bonne volonté pragmatique, et ce moment où après près de dix-huit mois de réflexion nous avons décidé de publier ce plaidoyer alors qu'il n'est pas dans les habitudes d'une association comme la nôtre de prendre de telles positions ? Dans le cadre de la préparation de cette prise de position, il me semble opportun de signaler que nous avons sondé tous nos permanencières et permanenciers, les bénévoles qui accompagnent au quotidien les consommateurs pour la résolution de leurs litiges, qui se sont particulièrement sentis concernés. En effet, ils partageaient cette position depuis des années mais n'osaient pas en faire état.

L'ouverture à la concurrence constituait un défi de taille, **puisqu'il fallait ouvrir le marché à des sociétés qui n'assuraient pas la production, le transport ou la distribution de l'électricité**, en prenant en compte le prix très bas de la rente hydronucléaire en France. Pour mener à bien ce projet, il était nécessaire de supprimer **l'intégralité des barrières à l'entrée** de ce marché. Et cela a été fait de **la manière la plus absolue qui soit au moyen d'un échafaudage devenu aujourd'hui d'une grande complexité**. La CRE est ainsi devenue un supprimeur quasi maniaque de ces barrières.

La première mesure consistait à donner accès à l'électricité d'origine nucléaire au travers du dispositif de l'ARENH en fixant un volume global maximal d'approvisionnement pour les fournisseurs alternatifs. A l'issue d'un compromis on s'est entendu sur un volume maximum, afin de ne pas trop affaiblir l'opérateur national, et un délai - 2025 - car l'idée était de faire de ce dispositif un mécanisme transitoire qui devait permettre aux fournisseurs alternatifs de développer leurs propres moyens de production. A cet égard, il convient de noter que le partage des moyens de production ne correspond pas vraiment à la notion d'une concurrence libre et non faussée, même si on peut l'accepter durant une période de transition d'émergence du marché.

En second lieu, l'ouverture du marché à la concurrence a été favorisée par la délivrance par la DGECE d'une licence aux fournisseurs ne comportant aucun critère de couverture de marché ou de solvabilité. Cette ouverture des marchés opérée dans ces conditions est un point essentiel à prendre en compte. Sans ces conditions, que l'on peut qualifier de plutôt très favorables, la plupart des opérateurs actuels n'auraient pas pu faire leur entrée sur le marché de l'électricité. Nous devons du coup aujourd'hui faire face à des fournisseurs en faillite, ou en risque de faillite, alors que cette situation aurait pu être évitée. Les pouvoirs publics réfléchissent aujourd'hui à la mise en place de critères mais il faut prendre en considération le fait qu'au moindre critère un peu strict vous réduisez de 4/5^{ième} le marché.

La troisième mesure se rapporte aux tarifs réglementés de vente (TRV), qui ont été préservés mais dont on a changé la nature. Ces tarifs présentent selon nous des avantages certains. Ils ont ainsi permis un déploiement rapide du bouclier tarifaire et assuré aux consommateurs une forme de sécurité contractuelle. Ainsi dans le secteur du fioul, les pouvoirs publics n'ont pas pu agir à ce niveau. Mais il convient de prendre

en compte le fait que ces tarifs ont fait l'objet de plusieurs majorations, à travers l'intervention « infra-réglementaire » de la CRE. En effet, cette instance a pris l'habitude de mettre en consultation un sujet, elle publie ensuite un avis faisant office de texte quasi réglementaire, qui devient inattaquable devant le Conseil d'Etat. La CRE a ainsi orienté la méthode de calcul des TRV vers un principe de contestabilité. On construit ainsi un tarif qui doit toujours pouvoir être contesté par les fournisseurs alternatifs, autrement dit, hors période exceptionnel comme actuellement, le TRV doit être le plus cher. En pratique, ce procédé se traduit dans le secteur de l'électricité par une augmentation du niveau du TRV afin que les opérateurs alternatifs puissent répercuter le surcoût lié au rationnement de l'électricité fournie par EDF. A titre d'exemple, le TRV de l'électricité a augmenté de 6 % en 2019, alors que les coûts d'EDF n'avaient augmenté que de 3 %. C'est d'ailleurs à cette époque que nous avons décidé de rompre avec le système mis en place. La logique est ainsi la suivante, la CRE rend sa délibération en début d'année en annonçant + X% d'augmentation, et les comparateurs d'offres indiquent dans la foulée « c'est le moment de faire des affaires en quittant le TRV ». Sous l'égide de la CRE, les TRV sont ainsi devenus des prix plafonds.

Enfin, la quatrième mesure visant à faciliter l'ouverture à la concurrence du marché de l'électricité concerne le système des garanties d'origine sur les énergies renouvelables. Ces garanties, qui peuvent être achetées à faible coût sur un marché privé, ont peu de valeur en elles-mêmes, mais permettent de lever les barrières à l'entrée des opérateurs alternatifs sur le marché vert. D'ailleurs les nouveaux opérateurs auraient pu investir dans les énergies renouvelables lors de leur entrée sur le marché, à défaut de pouvoir développer leur propre parc de production nucléaire, mais ils n'ont pas fait ce choix. Grâce au dispositif des garanties d'origine ils ont pu ainsi rester des opérateurs virtuels.

Ces différentes mesures **destinées à lever les barrières à l'entrée** du marché ont donné naissance à un marché malsain et toxique.

D'une part, on constate que ce système n'a donné lieu à aucune compétition tarifaire, puisque les fournisseurs alternatifs sont complètement dépendants des moyens de production, de transport et de distribution de l'opérateur historique. A titre de comparaison, on se souviendra que l'arrivée de la société Free sur le marché des

télécommunications a obligé Orange à diminuer ses tarifs. D'autre part, l'ouverture du marché de l'énergie n'a apporté que très peu d'innovation en matière d'offres. A *contrario*, on constate de nombreux effets négatifs liés à la déréglementation du marché, en raison justement de la suppression de toutes ces barrières. Ainsi, l'accès réglementé à la production nucléaire d'EDF a pour conséquence un nivellement des opérateurs, à l'image des légionnaires romains dans *Astérix et Obélix aux jeux olympiques* qui, abreuvés de potion magique, arrivent sur la ligne d'arrivée en même temps.

On a ainsi mis en place un système qui a permis aux nouveaux entrants de demeurer des opérateurs virtuels s'appuyant sur un système informatique et une force de vente, mais sans lien avec la production d'électricité. Total Direct Energie occupe ainsi seulement trois étages d'un immeuble de bureau. Aucun critère de solvabilité n'étant requis, la seule condition d'accès au marché est un investissement initial compris entre 2 et 3 millions d'euros, financés par des fonds d'investissement. Et pour lever ces fonds, il suffit de présenter aux investisseurs le mécanisme d'accès au nucléaire historique. Cette facilité d'accès explique le nombre important d'opérateurs alternatifs : 40 sur le marché grands comptes et collectivités et 40 sur le marché des particuliers. Dans ce contexte, les stratégies de différenciation sont rares. Lorsque les prix du marché de gros sont bas, les opérateurs ont tendance à recourir à des méthodes de démarchage agressif ou des pratiques commerciales trompeuses afin d'être compétitifs. En cas de détérioration des conditions du marché, comme à l'heure actuelle, l'absence de couverture de marché force de nombreux opérateurs à refuser de nouveaux clients ou à majorer leurs tarifs. Est-ce qu'il existe beaucoup de secteurs économiques où des opérateurs se retrouvent dans une situation qui les conduit à refuser des clients ? C'est quand même un événement rarissime de l'histoire économique. La CLCV a été particulièrement consternée par l'indexation des offres non plus sur le tarif mais sur la moyenne mensuelle du prix du marché de gros. Cette démarche revient à reporter le risque du marché sur le client. Ce climat d'insécurité contractuelle prégnant s'est traduit par une hausse inédite du nombre de dossiers de contentieux.

La CLCV est favorable à la concurrence et a accompagné l'**ouverture** des marchés dans de nombreux domaines. Toutefois, force est de constater que le secteur de l'électricité ne se prête pas à **ce type d'approche**. Les innovations principales avec cette ouverture à la concurrence sont le démarchage agressif, les pratiques

commerciales trompeuses et une grande insécurité contractuelle. Avec uniquement trois entreprises de ce secteur, Mint, Cdiscount et Méga Energie, nous avons quadruplé en un an le nombre de dossiers de litiges traités par rapport à l'année dernière. La presse régionale est ainsi assaillie de courriers de clients mécontents, ce qui n'est pas si fréquent.

Nous avons donc décidé de prendre une position claire concernant ce sujet pour dire une fois pour toute que ça ne fonctionne pas. Alors que la discussion au niveau **de l'Union européenne semble être ouverte**, il nous semble opportun de prôner un retour au monopole de fourniture, ce qui nous paraît être **l'opération la moins difficile à mettre en œuvre**. Le marché de gros resterait organisée de façon concurrentielle pour assurer une solidarité au niveau de l'Union mais les marchés de détails resteraient à la main des Etats. La solidarité des pays européens sur le marché de gros ne doit pas nuire en effet selon nous aux marchés de détail. On peut noter du reste que les Etats-Unis et le Canada n'ont jamais envisagé la compétence énergie comme une compétence fédérale. Il s'agit d'une compétence gérée par les Etats et les Provinces. Ainsi, la Province du Québec alimentée en quasi-totalité par de l'énergie hydraulique n'a jamais envisagé de mettre en œuvre un système concurrentiel. La Province de l'Ontario, qui dispose d'un mix énergétique quasi équivalent au mix français, a quant à elle ouvert à la concurrence l'activité de fourniture avec un système de tarif réglementé très peu élevé. Dans l'Etat du Texas, le choix a été fait de la libéralisation ce qui n'est pas le cas dans les Etats de l'Oregon ou de Washington par exemple. Est-ce qu'on imaginerait les élus du Texas imposer leurs vues à ceux de ces deux autres Etats, qui ont opté pour des choix différents ? Serait-il si compliqué de mettre en œuvre un système qui suivrait cette logique dans le cadre de l'Union européenne ?

À défaut d'un retour au monopole de fourniture, des solutions moins radicales pourraient être envisagées, comme le retour en force des TRV mais en supprimant le principe de contestabilité de ces tarifs. Car il faut avoir à l'esprit que les revendications des fournisseurs alternatifs ne vont pas s'arrêter là. Au-delà de la question du plafond de l'ARENH, ils auront en effet toujours des arguments pour demander des mesures qui conduiront à une augmentation des tarifs réglementés, et la CRE ainsi que le Conseil d'Etat leur donneront raison. En ce qui concerne le sujet de

la rente nucléaire, nous devons prendre garde à ne pas déstabiliser les opérateurs « réels ». Dans le cadre de ces discussions sans fin sur le partage du « gâteau », il faudrait veiller à faire en sorte de préserver le gâteau en question au risque de ne plus rien avoir à partager.

M. Le Président PINTAT - Je vous remercie pour ces explications concernant votre prise de position, qui ont le mérite d'être très claires.

Je me permets en outre de signaler que la situation de l'énergie nucléaire en France est très préoccupante. Sur les 56 réacteurs en exploitation, 29 étaient à l'arrêt le 16 mai 2022. Ces interruptions ont été décidées pour effectuer des travaux visant à prolonger la durée de vie des réacteurs, mais également pour réparer des dégâts dus à la corrosion de certaines tuyauteries. Le dénigrement du secteur nucléaire ignore les données de l'économie réelle. Il faut rappeler que cette énergie a le mérite d'offrir des coûts compétitifs et de lutter contre le réchauffement climatique. Il est regrettable que la France n'ait pas su faire évoluer ses acquis dans le domaine des technologies du nucléaire civil, notamment en matière d'ingénierie.

M. Jean-Luc DUPONT - Aucune réalisation majeure n'a été entreprise dans le domaine du nucléaire depuis la construction de deux tranches de la centrale nucléaire de Civaux dans le département de la Vienne en 1993. Cette perte de savoir-faire se traduit aujourd'hui par des dépassements de budget et des délais de réalisation très importants. La situation du parc actuel est principalement le fait de son actionnaire majoritaire, à savoir l'Etat. Celui-ci a maintes fois demandé le report d'arrêts programmés de réacteurs nucléaires. Il est également à noter que les problèmes de corrosion signalés par l'ASN ne concernent pas des éléments vitaux des installations nucléaires. Ce sont des tuyauteries de secours sur le troisième circuit qui sont concernées. Mais lorsqu'il y a un doute sur une unité, toutes les unités similaires sont traitées de la même façon, ce qui est opportun car cela permet d'assurer de la transparence et de rassurer la population. Par ailleurs, il convient d'avoir à l'esprit que le remplacement progressif et régulier des équipements nucléaires leur confère une sécurité supérieure aux installations d'origine.

M. François CARLIER - Je souhaiterais rajouter un complément au sujet d'une réflexion qu'il faudrait avoir sur la notion de stabilité de long terme. En dépit de leur coût

relativement élevé, les contrats à long terme ont l'avantage d'offrir des conditions de stabilité et de servir d'assurance contre les risques de variation de prix.

M. Yves SIMON - Je vous remercie de votre intervention. La défense des intérêts des consommateurs passe aussi par la prise en compte de la situation de vulnérabilité dans le contexte actuel des collectivités, qui risquent d'être contraintes de répercuter les hausses des prix de l'énergie qu'elles subissent sur les usagers des services ou les contribuables. Il faut espérer que la prise en considération des conséquences de nos choix en matière économique nous conduira à mettre un terme aux politiques de déréglementation.

M. François CARLIER - Nous sommes sensibles aux diverses répercussions indirectes de la hausse des prix de l'énergie. S'agissant de l'achat public, il faudrait réfléchir à l'introduction de clauses qui permettent de garantir la couverture et la solvabilité des fournisseurs mais je ne suis pas un expert dans ce domaine.

M. Yves SIMON - Il est malheureusement interdit d'instaurer des clauses discriminatoires dans nos marchés. A titre d'exemple, l'exclusion des fournisseurs refusant de participer au dispositif des CEE n'a pas été possible.

M. François CARLIER - Nous évoquerons bien entendu la question de l'impact plus global sur les différents services, dont les services publics d'eau et d'assainissement, de l'augmentation des prix des énergies.

M. Dominique RAMARD - En revenant au monopole d'EDF, ne risque-t-on pas de revenir au quasi-monopole du nucléaire ? Comment pourrait-on assurer la diversification de la production d'électricité et de l'offre proposée au consommateur en matière de type d'énergie et de localisation de la production ?

M. François CARLIER - Il me semble que les offres de type « énergie verte » requièrent la mise en place d'un système alternatif. A ce sujet, nous rencontrons de nombreux consommateurs qui ont acheté une offre « énergie verte » sans garantie d'origine et localisée en France, qui nous signalent que ces offres ont également subi des augmentations en raison, selon les fournisseurs concernés, de la guerre en Ukraine. En réalité comme des agrégateurs interviennent dans le cadre de ces offres, elles suivent le prix du marché de gros. Il ne s'agit donc pas d'offres directes producteurs comme d'aucuns voudraient le faire croire.

M. Pascal SOKOLOFF - Je remercie les intervenants pour leurs présentations pédagogiques et particulièrement éclairantes. La FNCCR souhaiterait se positionner comme force de proposition dans le *market design* européen et cette discussion est l'occasion de réfléchir à des pistes de réforme. Au moment de la première directive européenne de 1996 qui a amorcé l'ouverture à la concurrence de la fourniture d'électricité, le dispositif de l'acheteur unique prévoyait l'ouverture du marché de gros à la concurrence, tout en assurant un monopole à l'acheteur unique sur le marché de détail. Je me demandais si cette organisation pourrait être proposée aux autres pays européens. Au demeurant, la FNCCR compte parmi ses adhérents des territoires ultramarins qui ont adopté ce modèle. Dans les DOM, EDF SEI a le monopole de la fourniture sur le marché de détail et peut s'approvisionner à l'aide de ses propres installations ou auprès d'autres fournisseurs implantés sur le territoire.

M. François CARLIER - Notre proposition de retour au monopole de fourniture s'apparente au modèle de l'acheteur unique. Nous sommes favorables à cette organisation, qui non seulement tient compte des réticences de la Commission européenne à réguler le marché de gros, mais offre également la possibilité de rester un acteur intégré au marché de gros tout en conservant le monopole de la fourniture. En outre, cette solution semble la moins difficile à mettre en œuvre.

M. Guillaume DEZOBRY - Il s'agit d'une question structurante. Le monde de l'énergie est entré dans une nouvelle ère qui est celle des investissements. Depuis l'ouverture à la concurrence, nous nous sommes appuyés sur des moyens de production qui existaient déjà, à l'exception des énergies renouvelables dont le développement est néanmoins resté limité. Désormais, la décarbonation des mix énergétiques implique des investissements massifs dans des capacités de production pour lesquelles le coût du capital sera déterminant. Une méthode pour réduire le coût du MWh passe par la sécurisation du producteur. De ce point de vue, la question de l'acheteur unique devient centrale. Le consommateur doit-il signer un contrat direct avec le producteur ou faut-il privilégier le recours à un intermédiaire plus solvable capable de limiter le coût du capital et donc le coût du MWh ? Certains territoires européens, notamment la mer du Nord, ont un fort potentiel en matière de production d'énergies renouvelables et pourraient contribuer à renforcer la solidarité énergétique européenne. Le défi consiste à élaborer des configurations permettant de limiter les coûts liés aux investissements.

M. Le Président PINTAT - Nous aurons également l'occasion d'entendre M. François CARLIER dans le cadre des travaux de notre prochain congrès, car vous avez accepté d'intervenir dans une table ronde qui sera consacrée spécifiquement au sujet que nous avons abordé aujourd'hui, ce dont nous vous remercions vivement.

Au nom des représentants de notre Fédération, je me permets une nouvelle fois de vous remercier pour vos interventions respectives.

FNCCR 2022

Tous droits réservés

Reproduction et utilisation interdites sans autorisation



FNCCR

20 BD de Latour Maubourg

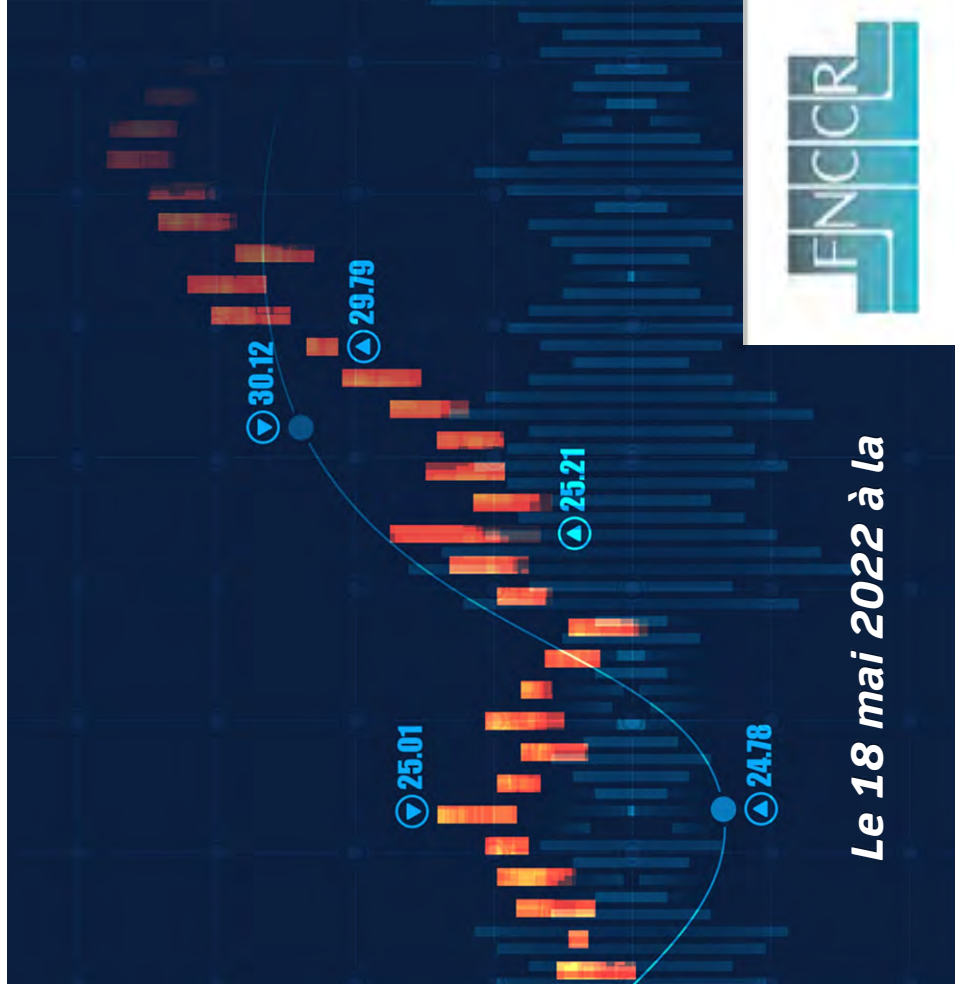
75007 Paris

www.fnccr.asso.fr

LES MARCHÉS DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ

Guillaume Dezobry

Avocat associé du cabinet FIDAL et Maître de conférences en droit public à l'Université d'Amiens

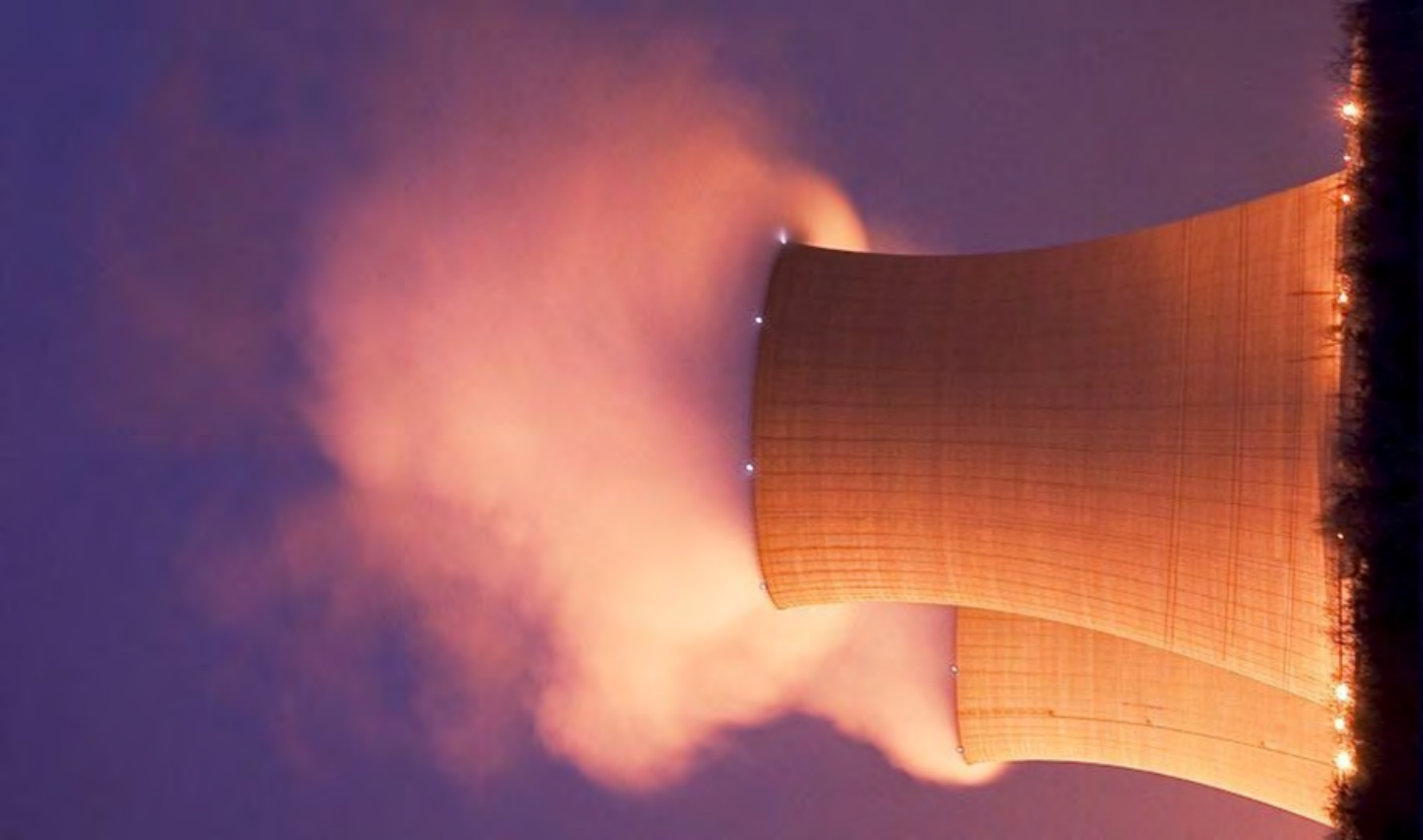


Le 18 mai 2022 à la



Sommaire

- I.** Le fonctionnement des marchés de l'électricité et la singularité du marché français
- II.** Les enjeux de la décarbonation



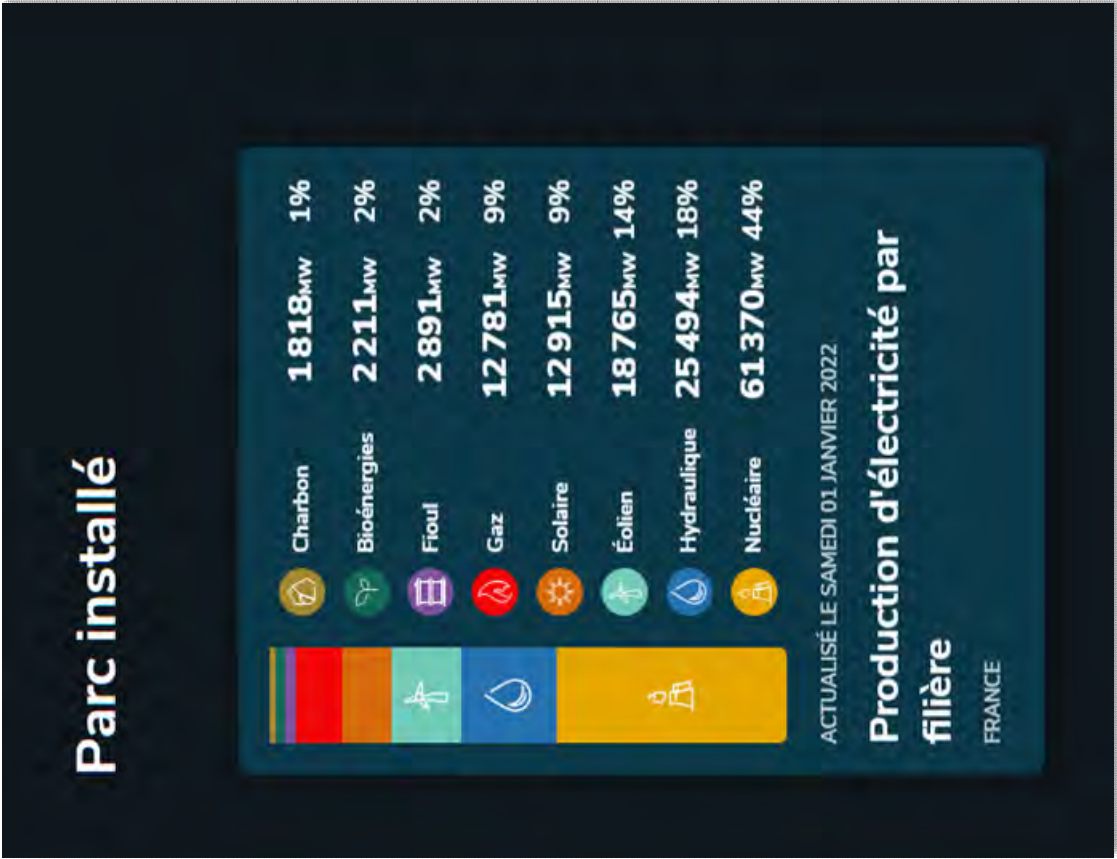
I. Le fonctionnement des marchés de l'électricité et la singularité du marché français

- I.1.** L'ordre de mérite
- I.2.** Le mix électrique français
- I.3.** L'articulation marché de gros/marché de détail
- I.4.** Focus sur la crise des marchés de l'énergie



I. Le fonctionnement des marchés de l'électricité et la singularité du marché français

I.1. L'ordre de mérite



Le niveau de la demande varie en fonction des heures de la journée, des jours de la semaine et en fonction des températures.

Nous n'avons pas besoin en permanence de mobiliser la totalité des moyens de production dont nous disposons.

Question : Quelle est la règle qui permet de déterminer les moyens de production qui seront appelés pour satisfaire la demande?

1.1. L'ordre de mérite

Rte

éCO₂mix - La consommation d'électricité en France ?

PÉRIODE
Jeudi 21 avril 2022

minmax

● Consommation réalisée ● Prévission J-1 ● Prévission J

49086_{MW} 49300_{MW} 49000_{MW}

Données temps réel

MAX MIN

< 19:00 >

16:00 08:00 12:00 2h

PÉRIODE
Mardi 7 février 2012

minmax

● Consommation réalisée ● Prévission J-1 ● Prévission J

100430_{MW} 100100_{MW} 100200_{MW}

Données définitives

MAX MIN

< 19:00 >

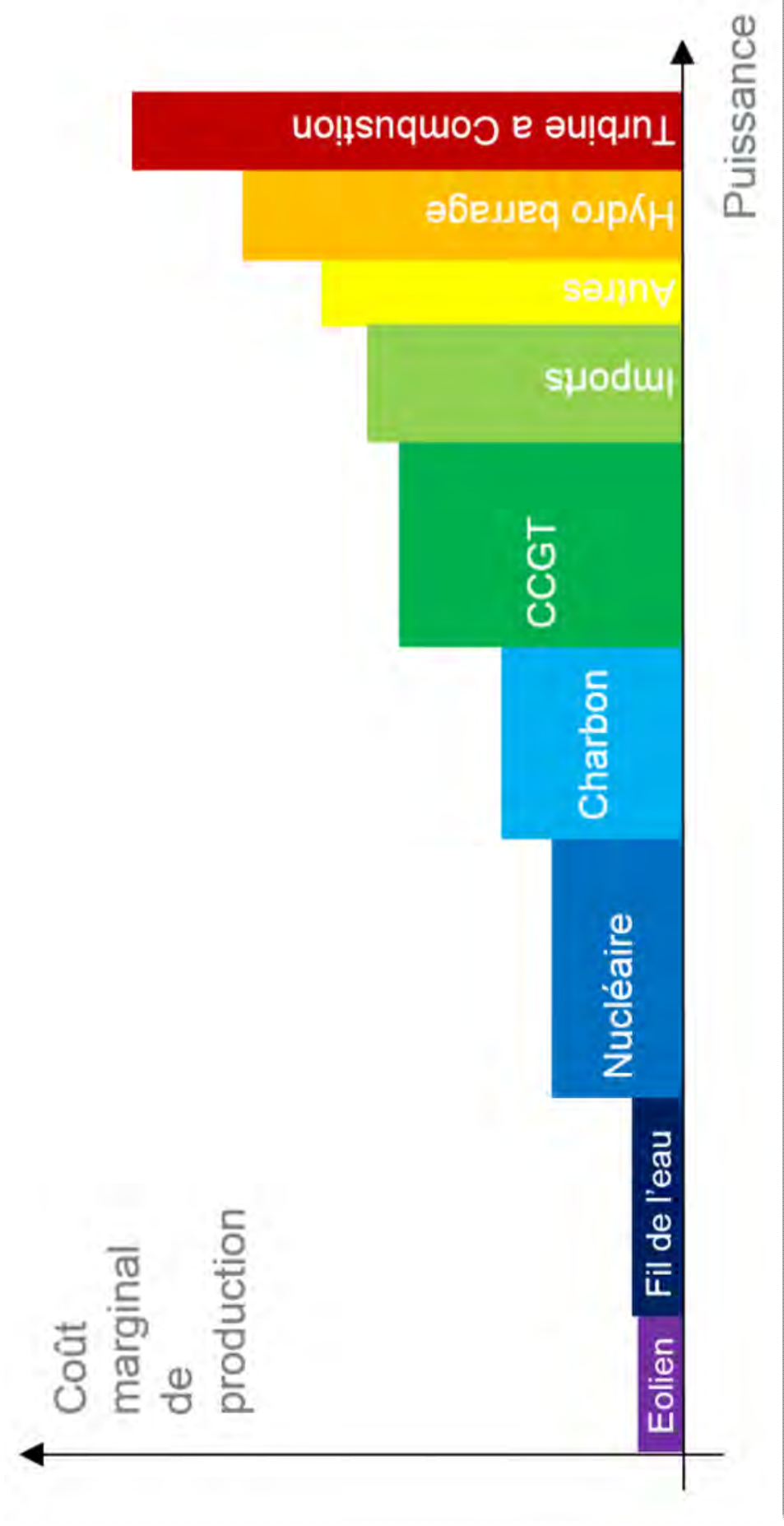
16:00 08:00 12:00 2h

Comparer deux périodes

I. Le fonctionnement des marchés de l'électricité et la singularité du marché français

I.1. L'ordre de mérite

Réponse : Utilisation de l'ordre de mérite et fixation du prix de l'électricité (MWh) au coût marginal de production de la dernière centrale appelée



On distingue :

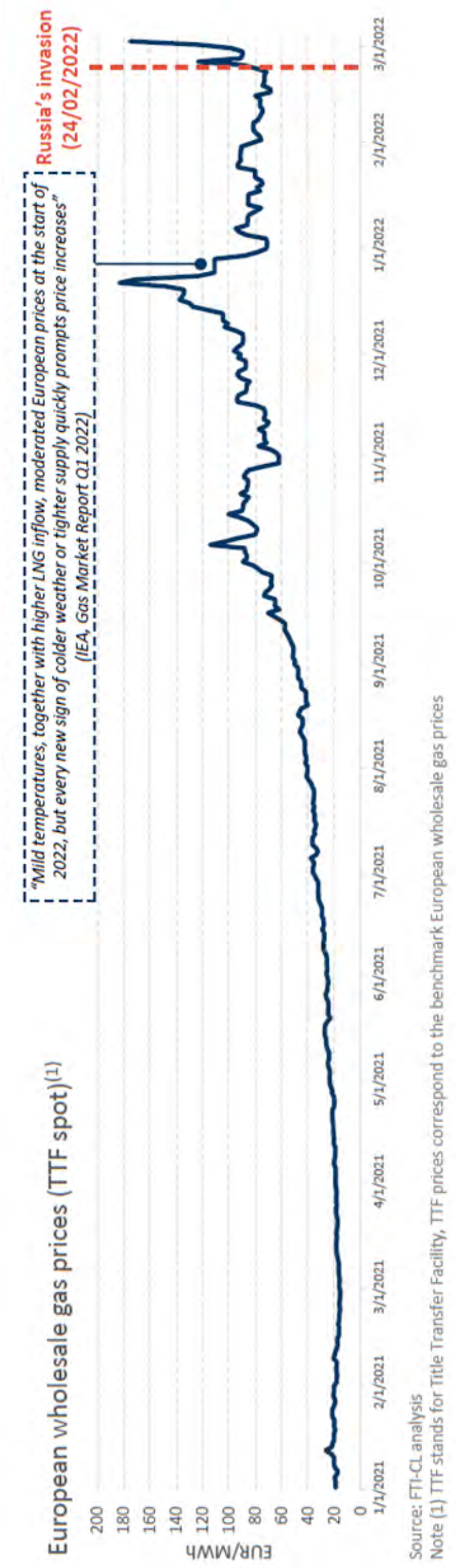
- Capacités pilotables et capacités non pilotables
- Capacités de base et capacités de pointe (ou d'extrême pointe)
- Capacités carbonées et les capacités décarbonées.

I. Le fonctionnement des marchés de l'électricité et la singularité du marché français

I.1. L'ordre de mérite

A noter (1/4) :

1. **La corrélation entre les prix du gaz et les prix de l'électricité** : Lorsque les centrales à gaz entrent dans les moyens de production nécessaires pour satisfaire un niveau de demande, l'augmentation du prix du gaz entraîne directement une augmentation du prix de l'électricité.

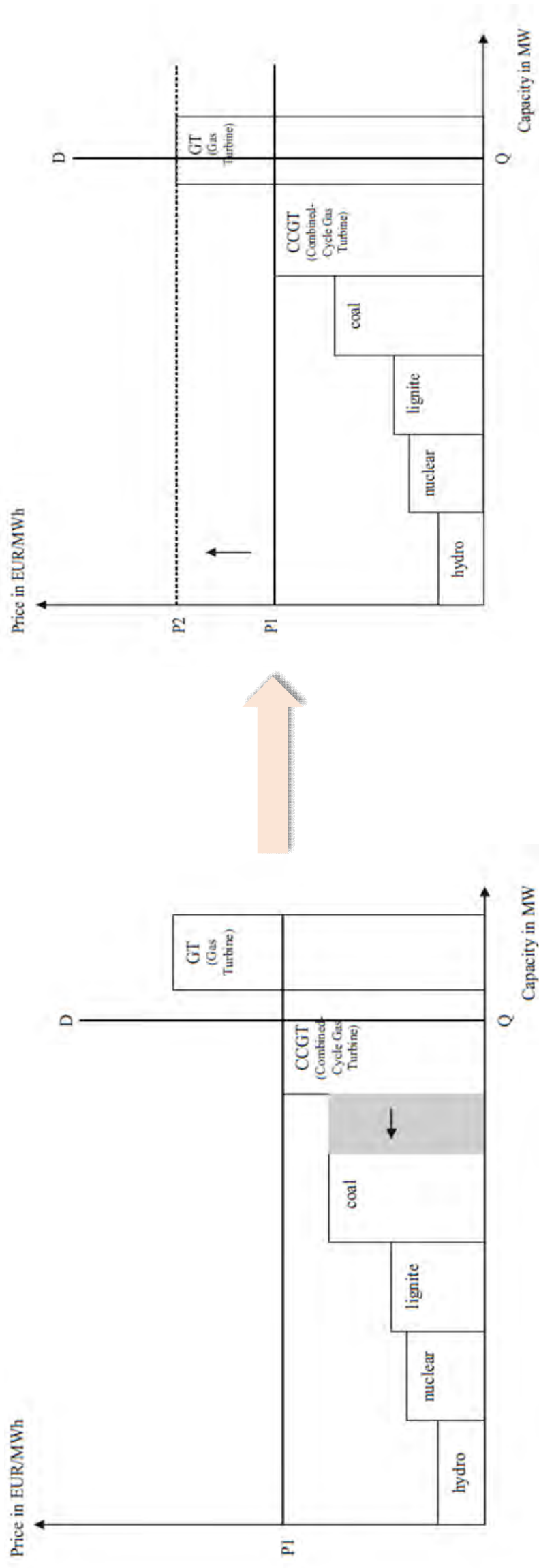


I. Le fonctionnement des marchés de l'électricité et la singularité du marché français

I.1. L'ordre de mérite

A noter (2/4) :

2. Les conséquences des fermetures ou des indisponibilités de moyens de production : Elles entraînent un déplacement de la séquence vers la gauche, ce qui se traduit par une augmentation du prix de l'électricité pour un même niveau de demande :

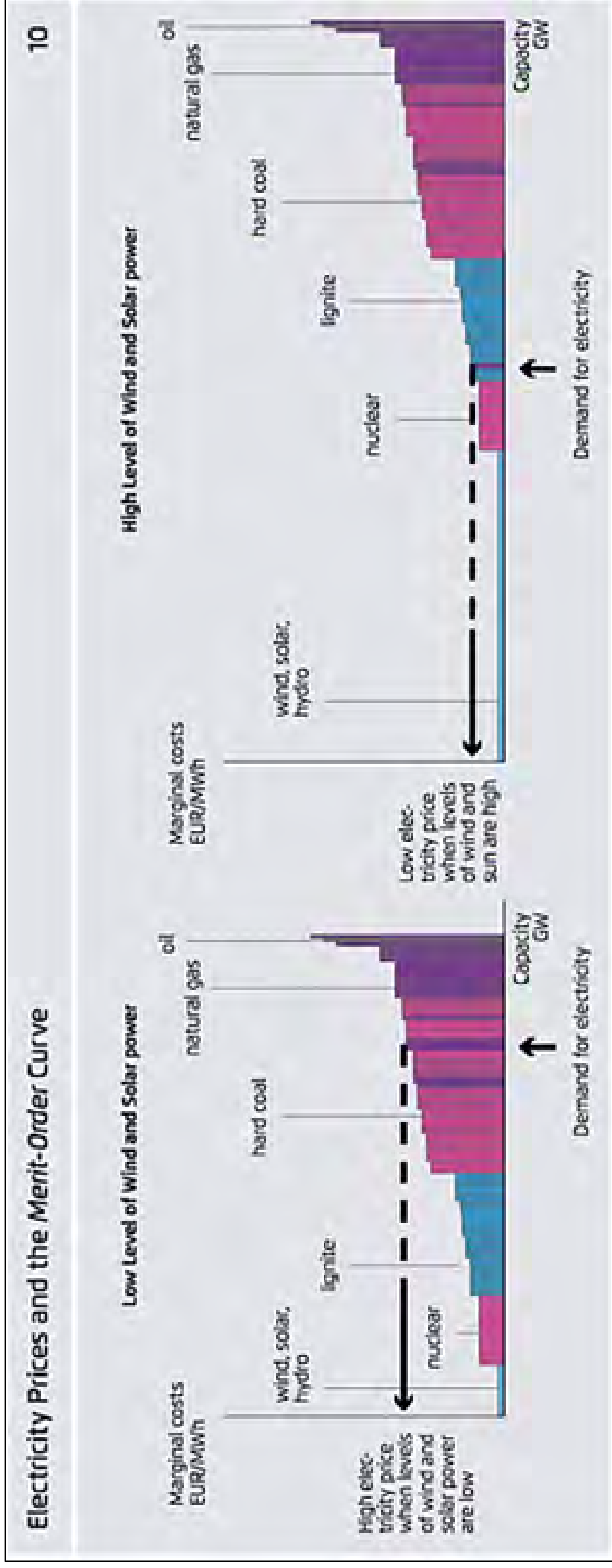


I. Le fonctionnement des marchés de l'électricité et la singularité du marché français

I.1. L'ordre de mérite

A noter (3/4) :

3. Les conséquences de l'arrivée des renouvelables (à coût marginal pratiquement nul) : Le développement des renouvelables entraîne un déplacement de la séquence vers la droite. Pour un même niveau de demande certaines capacités de production ne sont plus appelées et le prix moyen baisse. On note la corrélation entre les prix sur le marché et la teneur en CO2 de l'électricité produite.



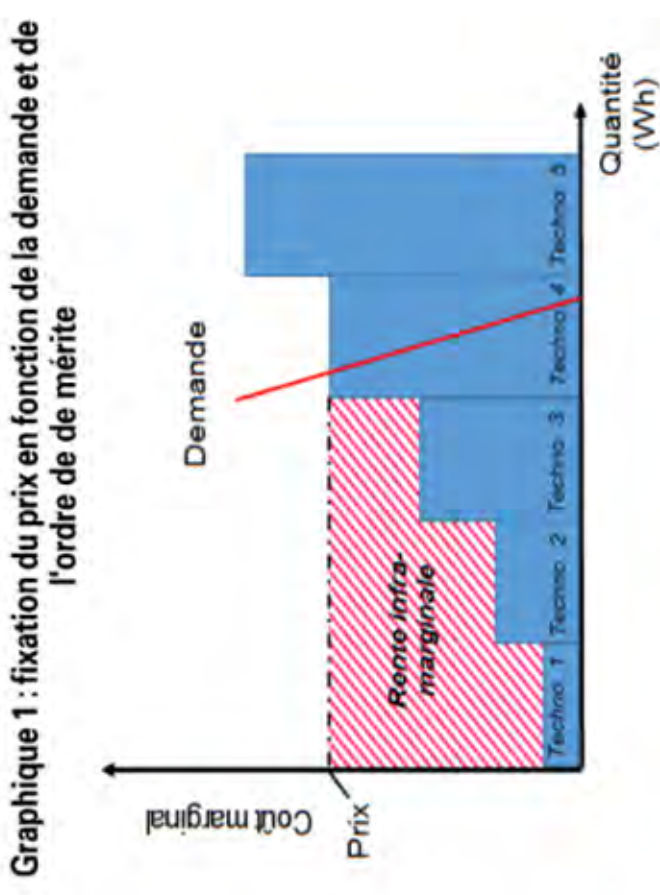
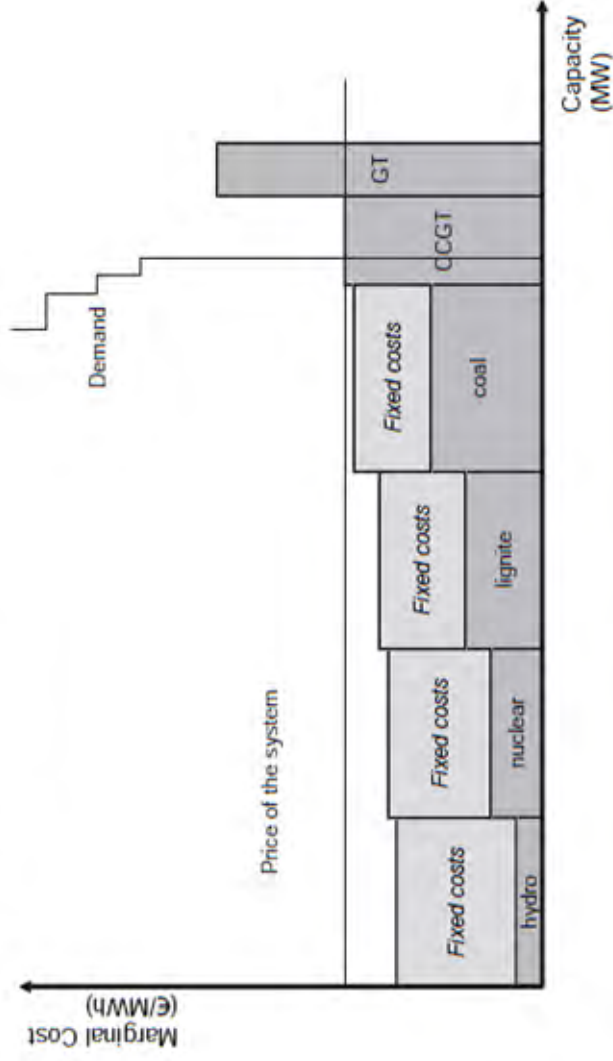
I. Le fonctionnement des marchés de l'électricité et la singularité du marché français

I.1. L'ordre de mérite

A noter (4/4) :

4. Quid de la couverture des coûts fixes? Le prix spot couvre le coût marginal de la dernière centrale appelée. Les centrales qui sont appelées reçoivent une rente inframarginale.

Figure 3 — Schema of contributions to amortization of fixed costs in short-term electricity markets



Source : DG Trésor.

I. Le fonctionnement des marchés de l'électricité et la singularité du marché français

I.2. Le mix électrique français



Les caractéristiques du mix électrique français :

- Dominé par le nucléaire
- Largement décarboné (en particulier en ce qui concerne les moyens dits de base)
- Exportateur

I. Le fonctionnement des marchés de l’électricité et la singularité du marché français

I.2. Le mix électrique français

Le parc nucléaire historique	
■	58 tranches nucléaires (-2)
■	Technologie identique REP (avec différents paliers)
■	Production : +/- 380 TWh
■	Coût complet : 42€/MWh
■	Coût marginal : <10€/MWh



Un actif dont la compétitivité est sans équivalent	
EDF	: « le nucléaire existant est plus compétitif que tout autre moyen alternatif neuf »
ADLC	: il confère un « avantage compétitif [...] inégalable » et l'accès à la production nucléaire est « indispensable pour l'émergence d'offres de détail compétitives »
Ministre	: « L'avantage incomparable dont bénéficie l'opérateur dominant »
Commission Champsaur	: « la duplication [du parc nucléaire historique] n'est ni souhaitable ni réalisable dans des conditions économiques raisonnables »
Commission européenne	: « Aucun concurrent effectif ou potentiel ne bénéficie de conditions semblables et ne pourrait, avant plusieurs décennies, se doter d'un parc de production à bas coûts représentant une fraction significative du parc constitué par les centrales nucléaires et hydrauliques d'EDF »



Les défis posés par le parc nucléaire dans un contexte de libéralisation du secteur de l’électricité	
•	Existence d’une défaillance de marché (Commission européenne et ADLC)
•	Nécessité de permettre aux consommateurs français de bénéficier de la compétitivité de l'actif nucléaire (enjeu d'acceptabilité du nucléaire)

I. Le fonctionnement des marchés de l'électricité et la singularité du marché français

I.2. Le mix électrique français

Options				Effets attendus		Intensité de la régulation à mettre en œuvre
Description	Gestion unifiée du parc	Intégration Amont/Aval	Emergence d'opérateurs intégrés	Partage de la rente du nucléaire avec les consommateurs	Egalité de traitement entre les acteurs	
Option 1 : Découpage du parc entre plusieurs acteurs						Faible La mesure structurelle consistant à scinder le parc devrait permettre l'émergence d'opérateurs intégrés pouvant se faire concurrence.
Option 2 : Le producteur nucléaire vend toute la production sur le marché						Moyenne Le producteur nucléaire est exposé au marché. En cas de prix élevés, il bénéficiera d'une rente que l'Etat pourrait prélever au moyen d'une taxe spécifique.
Option 3 : EDF conserve la gestion de tout le parc nucléaire et reste intégré						Forte Nécessité de mettre en place un dispositif d'accès à la ressource nucléaire permettant aux fournisseurs alternatifs de concurrencer l'opérateur historique (sans toutefois pouvoir créer une égalité de traitement entre eux).

Rapport Champsaur → Loi NOME (7 décembre 2010)

Option 1: Non pour des raisons liées à l'acceptabilité sociale du nucléaire et au caractère inédit d'une telle mesure dans le cas d'actifs nucléaires (p.12)

Option 2: Non pour des raisons liées à la nécessité de recourir à des dispositifs fiscaux et budgétaires notamment (p.17)

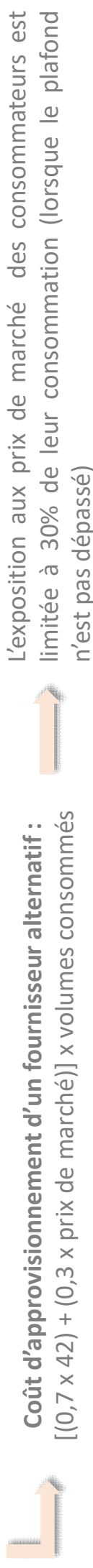
Option 3: C'est le choix qui est fait et qui consiste à organiser l'accès à une ressource indispensable (/essentielle)

I. Le fonctionnement des marchés de l'électricité et la singularité du marché français

I.3. L'articulation marché de gros/marché de détail

➤ Mise en place de l'ARENH comme moyen de neutraliser « l'avantage compétitif inégalable » d'EDF sur le marché de détail

- ☐ Prix de 42 euros/MWh
- ☐ Durée : 15 ans (fin en 2025)
- ☐ Quantité : 100 TWh



➤ L'accès à la ressource nucléaire est le corollaire du choix consistant à conserver la gestion unifiée du parc + l'intégration Amont/Aval d'EDF. Si les options 1 ou 2 deviennent possibles, la défaillance initiale disparaît et la régulation à mettre en place prendra une autre forme → voir les discussions lors du projet Hercule.

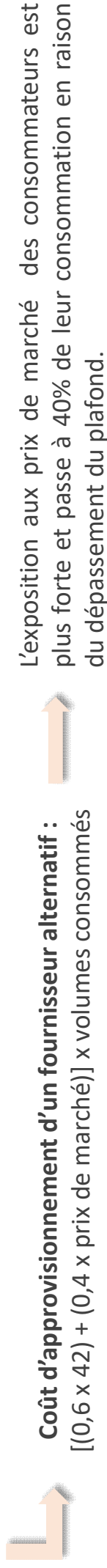
➤ Les Tarifs réglementés de vente (TRV) sont calculés en suivant une méthodologie proche de celle exposée afin d'assurer leur contestabilité par les fournisseurs alternatifs.

I. Le fonctionnement des marchés de l'électricité et la singularité du marché français

I.3. L'articulation marché de gros/marché de détail

➤ Le plafond et les problèmes engendrés par son dépassement :

- ❑ Lorsque le plafond de 100 TWh est dépassé, les demandes ARENH sont écartées, c'est-à-dire que la part d'ARENH diminue (et de manière corrélative, la part « marché » augmente)



- ❑ EDF doit répliquer cette augmentation dans ses propres offres de marché (alors qu'il ne supporte aucun coût supplémentaire)
- ❑ Les TRV sont adaptés pour refléter l'écrêtement
- ❑ Le plafond crée une incitation pour l'opérateur historique à perdre des clients : « [P]lus EDF perd de parts de marché dans le domaine de la fourniture, plus les revenus d'EDF tirés de la production électronucléaire augmentent » (CRE, 22 juillet 2020, Rapport analysant les causes et les enjeux de l'atteinte du plafond du dispositif ARENH, p. 21)
- ❑ Le dépassement du plafond entraîne une augmentation « artificielle » et généralisée des prix qui profite à l'opérateur historique : « le plus grand bénéficiaire du dépassement du plafond de l'ARENH au-delà de 100 TWh, c'est EDF » (J.-F. Carencio, 4/4/2019, Assemblée Nationale, Commission Aubert)

➤ Le plafond et les problèmes engendrés par son relèvement :

- ❑ Décret n° 2022-342 du 11 mars 2022 définissant les modalités spécifiques d'attribution d'un volume additionnel d'électricité pouvant être alloué en 2022, à titre exceptionnel, dans le cadre de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH).
- ❑ Arrêté du 11 mars 2022 fixant le volume global maximal d'électricité devant être cédé par Electricité de France au titre de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, pris en application de l'article L. 336-2 du code de l'énergie.

I. Le fonctionnement des marchés de l'électricité et la singularité du marché français

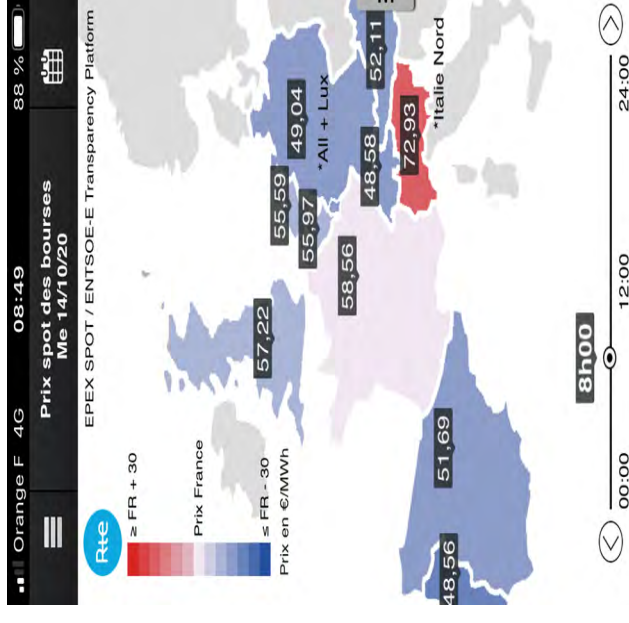
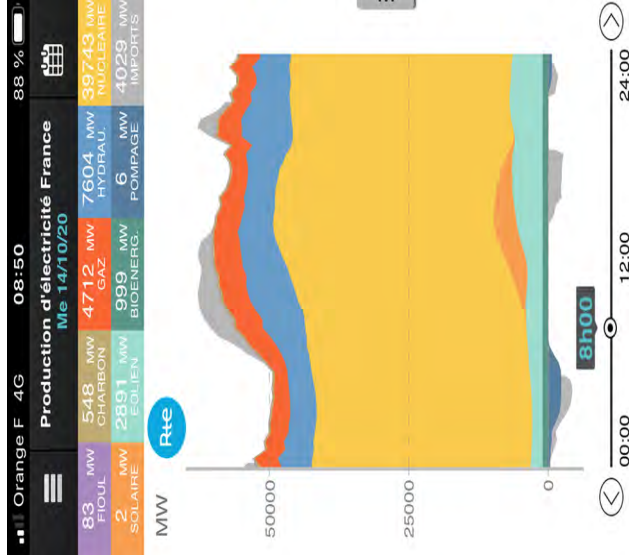
I.4. Focus sur la crise des marchés de l'énergie

Quelques rappels sur la crise que traversent les marchés de l'énergie :

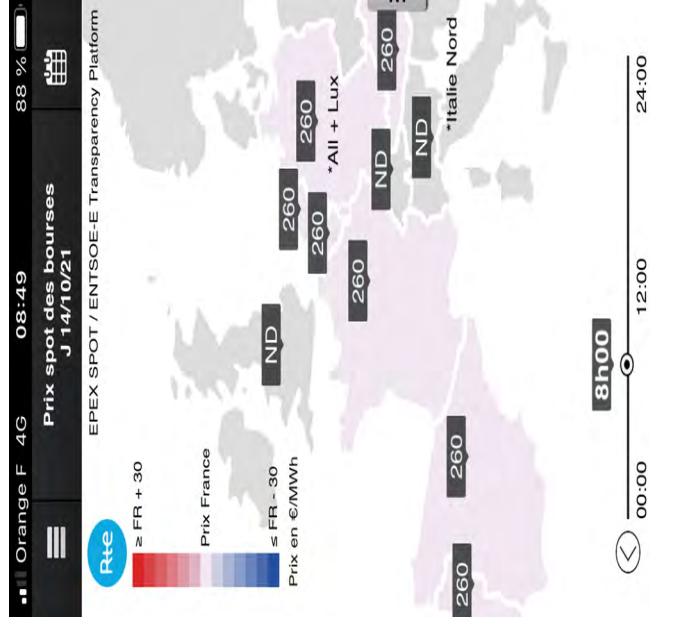
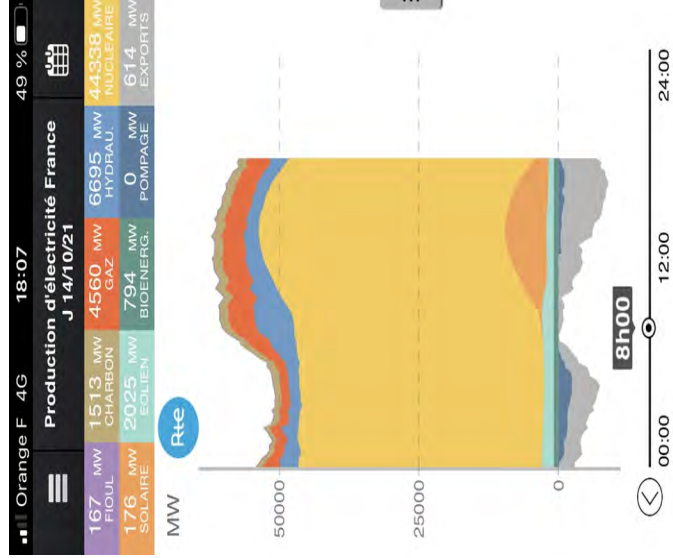
- La crise énergétique est une crise de l'offre : approvisionnements en gaz et en électricité
- Elle a débuté à la fin de l'été 2021. La guerre en Ukraine a aggravé la situation en augmentant la pression sur le marché du gaz
- Elle s'explique par plusieurs facteurs parmi lesquels :
 - La fermeture de capacités de production pilotables (fermeture de centrales nucléaires, fermetures de centrales au charbon) ;
 - Le développement trop lent des capacités de production renouvelables ;
 - La faible disponibilité du parc nucléaire français depuis plusieurs mois.
- Elle pourrait s'aggraver dans les prochains mois (jusqu'ici l'approvisionnement en gaz russe n'a jamais été défaillant)



14 octobre 2020



14 octobre 2021



I. Le fonctionnement des marchés de l'électricité et la singularité du marché français

I.4. Focus sur la crise des marchés de l'énergie

L'intervention des autorités publiques :

A court terme :

Mettre en place les dispositifs qui permettront de limiter la répercussion, aux consommateurs, de l'augmentation des prix de l'énergie sur les marchés de gros (intervention sur les prix notamment).

→ Remise en cause (temporaire) de l'approche soutenue par la Commission européenne qui consiste à rapprocher le marché de détail du marché de gros pour sensibiliser les consommateurs aux variations de prix sur le marché de gros (les contrats en tarification dynamique en sont un exemple).

« 'participation active de la demande' : le changement qu'apporte le client final à sa charge d'électricité par rapport à son profil de consommation habituel ou actuel pour réagir aux signaux du marché, y compris à des variations de prix de l'électricité en fonction du moment ou des incitations financières, ou pour réagir à l'acceptation de l'offre du client final de vendre, seul ou par le biais de l'agrégation, une réduction ou une augmentation de la demande à un prix déterminé sur un marché organisé tel qu'il est défini à l'article 2, point 4), du règlement d'exécution (UE) no 1348/2014 de la Commission ».

Commission européenne
• 13 octobre 2021 : Communication sur la lutte contre la hausse des prix de l'énergie • 8 mars 2022 : REPower EU (Action européenne conjointe pour une énergie plus abordable, plus sûre et plus durable) • 23 mars 2022 : Sécurité d'approvisionnement et prix de l'énergie abordables

Gouvernement français
• 30 septembre 2021 : Bouclier tarifaire (gel des TRV gaz et plafonnement de l'augmentation des TRVe) • 13 janvier 2022 : Augmentation du volume d'ARENH global alloué – 20 TWh supplémentaires (textes d'application de mars 2022) • 23 mars 2022 : Plan de résilience économique et sociale

I. Le fonctionnement des marchés de l'électricité et la singularité du marché français

I.4. Focus sur la crise des marchés de l'énergie

L'intervention des autorités publiques :

A moyen terme (1/2) :

- Réflexion engagée afin de revoir le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité (au niveau national et au niveau européen);

Accueil > Économie

Prix de l'énergie : Bruno Le Maire veut "tempérer la logique de marché" en Europe





EUROPE 1 avec AFP - 19h16, le 08 novembre 2021

Dans un entretien à l'AFP, le ministre de l'Économie propose trois mesures pour "protéger les consommateurs" d'une hausse des prix "durable" sur le marché de l'énergie. Cela passerait notamment par l'adoption d'un mécanisme de "stabilisateur automatique" du prix de l'électricité.

Le recours aux Contrats d'écart compensatoire ou CFD (*contract for difference*)

Ces contrats permettent de limiter le risque d'un opérateur/investisseur en garantissant un niveau de valorisation de sa production sur une durée (généralement la durée d'amortissement de la centrale).

Le fonctionnement est le suivant : L'opérateur s'engage à vendre sa production sur le marché de gros.

- Si le Prix sur le marché de gros (prix de référence) est inférieur à un prix défini au moment de la conclusion du contrat (*strike price*), le producteur reçoit la différence.
- Si le Prix sur le prix de référence est supérieur au *strike price*, le producteur reverse la différence à sa contrepartie.

→ Exemple : Financement de la centrale nucléaire d'Hinkley Point (EDF)

I. Le fonctionnement des marchés de l'électricité et la singularité du marché français

I.4. Focus sur la crise des marchés de l'énergie

L'intervention des autorités publiques :

A moyen terme (2/2) :

- Mettre en place les dispositifs permettant de déclencher les investissements dans les moyens de production décarbonés (coûts fixes élevés et coûts variables faibles ou nuls) → Le développement des PPA (*power purchase agreement*).
- Anticiper les évolutions des marchés de gros dans une configuration de mix décarboné:



Rappel sur le droit primaire : Les articles des Traités

L'article 191 TFUE (environnement)

1. La politique de l'Union dans le domaine de l'environnement contribue à la poursuite des objectifs suivants :
 - La préservation de la protection de l'amélioration de la qualité de l'environnement,
 - La protection de la santé des personnes,
 - L'utilisation prudente et rationnelle des ressources naturelles,
 - La promotion, sur le plan international, de mesures destinées à faire face aux problèmes régionaux ou planétaires de l'environnement, et en particulier la lutte contre le changement climatique.
2. La politique de l'Union dans le domaine de l'environnement vise un niveau de protection élevé, en tenant compte de la diversité des situations dans les différentes régions de l'Union. Elle est fondée sur les principes de précaution et d'action préventive, sur le principe de la correction, par priorité à la source, des atteintes à l'environnement et sur le principe du pollueur-payeur.

Dans ce contexte, les mesures d'harmonisation répondant aux exigences en matière de protection de l'environnement comportent, dans les cas appropriés, une clause de sauvegarde autorisant les États membres à prendre, pour des motifs environnementaux non économiques, des mesures provisoires soumises à une procédure de contrôle de l'Union
3. Dans l'élaboration de sa politique dans le domaine de l'environnement, l'Union tient compte de:
 - Des données scientifiques et techniques disponibles,
 - Des conditions de l'environnement dans les diverses régions de l'Union,
 - Des avantages et des charges qui peuvent résulter de l'action ou de l'absence d'action,
 - Du développement économique et social de l'Union dans son ensemble et du développement équilibré de ses régions.

4. [...]

L'article 194 TFUE (énergie)

1. Dans le cadre de l'établissement ou du fonctionnement du marché intérieur et en tenant compte de l'exigence de préserver et d'améliorer l'environnement, la politique de l'Union dans le domaine de l'énergie vise, dans un esprit de solidarité entre les États membres :
 - a) À assurer le fonctionnement du marché de l'énergie;
 - b) À assurer la sécurité de l'approvisionnement énergétique dans l'Union;
 - c) À promouvoir l'efficacité énergétique et les économies d'énergie ainsi que le développement des énergies nouvelles et renouvelables; et
 - d) À promouvoir l'interconnexion des réseaux énergétiques.
2. Sans préjudice de l'application d'autres dispositions des traités, le Parlement européen et le Conseil, statuant conformément à la procédure législative ordinaire, établissent les mesures nécessaires pour atteindre les objectifs visés au paragraphe 1. Ces mesures sont adoptées après consultation du Comité économique et social et du Comité des régions.

Elles n'affectent pas le droit d'un État membre de déterminer les conditions d'exploitation de ses ressources énergétiques, son choix entre différentes sources d'énergie et la structure générale de son approvisionnement énergétique, sans préjudice de l'article 192, paragraphe 2, point c) La préservation de la protection de l'amélioration de la qualité de l'environnement,
3. Par dérogation au paragraphe 2, le Conseil, statuant conformément à une procédure législative spéciale, à l'unanimité et après consultation du Parlement européen, établit les mesures qui y sont visées lorsqu'elles sont essentiellement de nature fiscale.

II. Les enjeux de la décarbonation



II.

Les enjeux de la décarbonation

Green Deal, Loi Européenne sur le Climat, Paquet « Fit-for-55 »

11 décembre 2019

Pacte vert pour l'Europe
Green Deal

Nature juridique : Communication de la Commission

30 juin 2021

Loi Européenne sur le Climat

Nature juridique : Règlement 2021/1119 établissant le cadre requis pour parvenir à la neutralité climatique

14 juillet 2021

Paquet « Fit-for-55 »

Nature juridique : Propositions législatives

II. Les enjeux de la décarbonation

Green Deal, Loi Européenne sur le Climat, Paquet « Fit-for-55 »

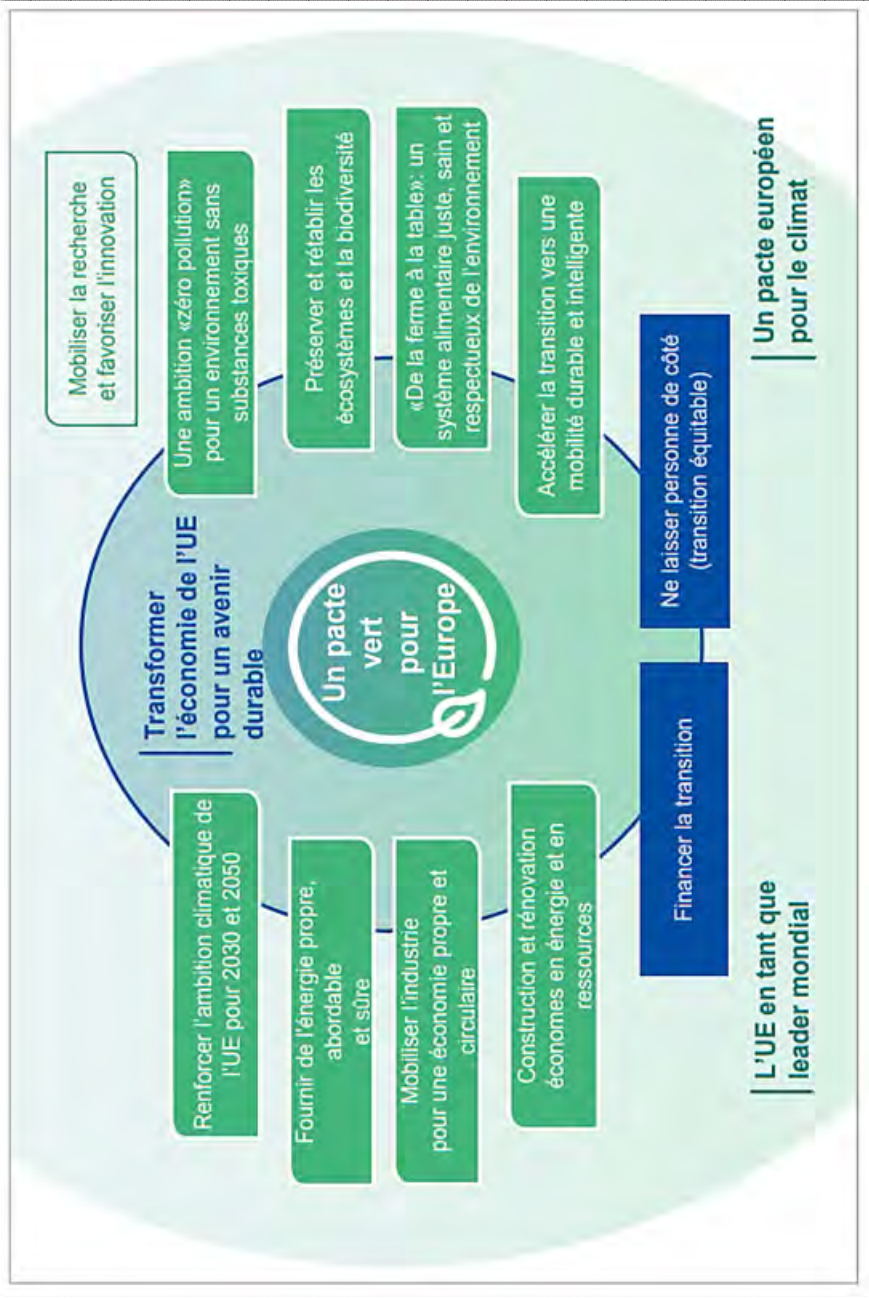
Le Pacte vert ou Green Deal

(Communication de la Commission du 11 décembre 2019 COM(2019)640 final)

- **Objectif** : « *Relever les défis climatiques et ceux liés à l'environnement* »

→ le terme « plan » apparaît plus de 20 fois

- « *Toutes les actions et politiques de l'UE devront contribuer à atteindre les objectifs du pacte vert pour l'Europe* »
- **Energie** : « Il est indispensable de poursuivre la décarbonation du système énergétique afin d'atteindre les objectifs climatiques fixés pour 2030 et 2050. La production et la consommation d'énergie de l'ensemble des secteurs économiques représentent plus de 75 % des émissions de gaz à effet de serre de l'UE ».



II. Les enjeux de la décarbonation

Green Deal, Loi Européenne sur le Climat, Paquet « Fit-for-55 »

La Loi Européenne sur le Climat

(Règlement 2021/1119 du 30 juin 2021 établissant le cadre requis pour parvenir à la neutralité climatique)

- **Exposé des motifs** : « La menace existentielle que pose le changement climatique exige, de la part de l'Union et des États membres, d'accroître le niveau d'ambition et d'intensifier l'action pour le climat » (Point 1).
- **Article 2. Objectif de neutralité climatique** : « L'équilibre entre les émissions et les absorptions des gaz à effet de serre réglementées dans le droit de l'Union à l'échelle de l'Union est atteint dans l'Union d'ici à 2050 au plus tard, les émissions nettes se trouvant ainsi ramenées à zéro d'ici à cette date, et l'Union s'efforce de parvenir à des émissions négatives par la suite ».
- **Article 4. Objectifs intermédiaires de l'Union en matière de climat** : « Afin d'atteindre l'objectif de neutralité climatique énoncé à l'article 2, paragraphe 1, l'objectif contraignant de l'Union en matière de climat pour 2030 consiste en une réduction, dans l'Union, des émissions nettes de gaz à effet de serre (émissions après déduction des absorptions) d'au moins 55 % d'ici à 2030 par rapport aux niveaux de 1990 ».

II. Les enjeux de la décarbonation

Green Deal, Loi Européenne sur le Climat, Paquet « Fit-for-55 »

Le Paquet « Fit-for-55 »



II. Les enjeux de la décarbonation

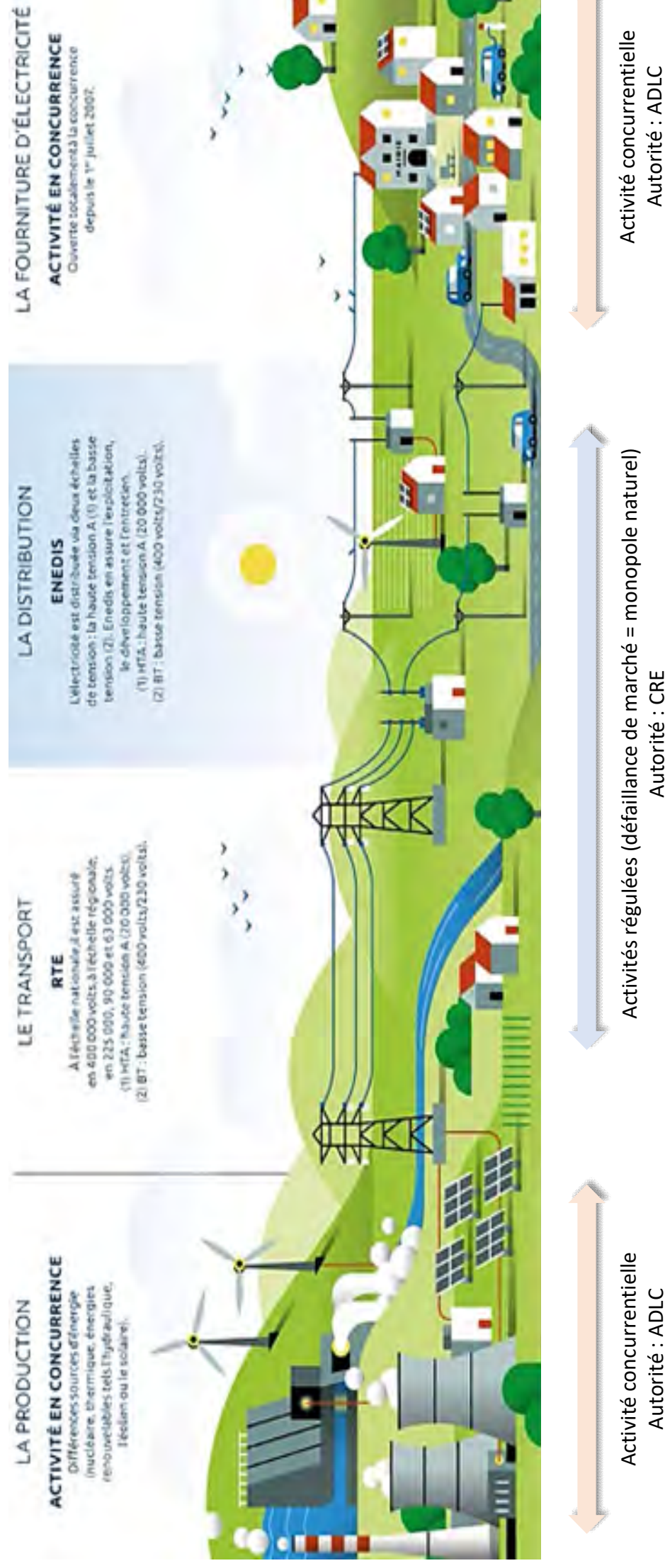
Green Deal, Loi Européenne sur le Climat, Paquet « Fit-for-55 »

L'ouverture à la concurrence du secteur de l'électricité	Le développement des EnR	L'efficacité énergétique	Lutte contre les gaz à effet de serre
1^{er} Paquet : - Directive 96/92 du 19 décembre 1996 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité 2^{ème} Paquet : - Directive 2003/54 du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité - Règlement 1228/2003 du 26 juin 2003 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité 3^{ème} Paquet : - Directive 2009/72 du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité - Règlement 713/2009 du 13 juillet 2009 instituant une agence de coopération des régulateurs de l'énergie - Règlement 714/2009 du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité	- Directive 2001/77 du 27 septembre 2001 relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité - Directive 2009/28 du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables	- Directive 2002/91 du 16 décembre 2002 sur la performance énergétique des bâtiments - Directive 2010/31 du 19 mai 2010 sur la performance énergétique des bâtiments - Directive 2012/27 du 25 octobre 2012 relative à l'efficacité énergétique	Directive 2003/87 du 13 octobre 2003 établissant un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans la Communauté

II. Les enjeux de la décarbonation

Green Deal, Loi Européenne sur le Climat, Paquet « Fit-for-55 »

Pour bien comprendre... La libéralisation du secteur de l'énergie : le découpage en 4 activités



II. Les enjeux de la décarbonation

Green Deal, Loi Européenne sur le Climat, Paquet « Fit-for-55 »

Le paquet « Energie propre » (*Clean energy package*)

	European Commission Proposal	EU Inter-institutional Negotiations	European Parliament Adoption	Council Adoption	Official Journal Publication
Energy Performance in Buildings	30/11/2016	Political Agreement	17/04/2018	14/05/2018	19/06/2018 - Directive (EU) 2018/844
Renewable Energy	30/11/2016	Political Agreement	13/11/2018	04/12/2008	21/12/2018 - Directive (EU) 2018/2001
Energy Efficiency	30/11/2016	Political Agreement	13/11/2018	04/12/2018	21/12/2018 - Directive (EU) 2018/2002
Governance of the Energy Union	30/11/2016	Political Agreement	13/11/2018	04/12/2018	21/12/2018 - Regulation (EU) 2018/1999
Electricity Regulation	30/11/2016	Political Agreement	26/03/2019	22/05/2019	14/06/2019 - Regulation (EU) 2019/943
Electricity Directive	30/11/2016	Political Agreement	26/03/2019	22/05/2019	14/06/2019 - Directive (EU) 2019/944
Risk Preparedness	30/11/2016	Political Agreement	26/03/2019	22/05/2019	14/06/2019 - Regulation (EU) 2019/941
ACER	30/11/2016	Political Agreement	26/03/2019	22/05/2019	14/06/2019 - Regulation (EU) 2019/942

II. Les enjeux de la décarbonation

Green Deal, Loi Européenne sur le Climat, Paquet « Fit-for-55 »

Le paquet « Fit-for-55 » (bis)



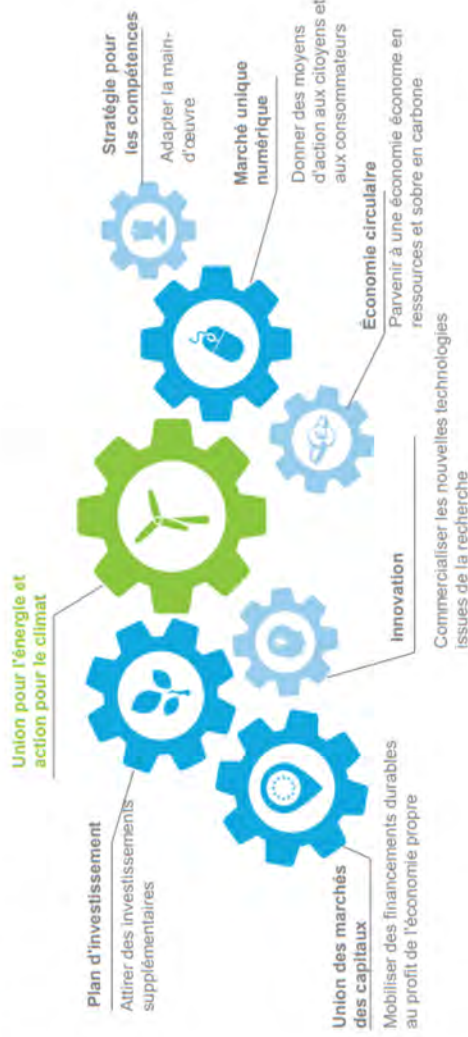
Commission, Introduction du Clean energy Package (2016)

1. INTRODUCTION

L'union de l'énergie est l'une des dix priorités de la Commission Juncker. Dans le but de moderniser l'économie de l'UE, elle agit de concert avec d'autres initiatives phares, telles que le marché unique numérique, l'union des marchés des capitaux et le plan d'investissement pour l'Europe, pour réaliser les objectifs en matière d'emploi, de croissance et d'investissement en Europe.

Le présent paquet de mesures offre une possibilité d'accélérer à la fois la transition vers une énergie propre et la création de croissance et d'emplois. En mobilisant jusqu'à 177 milliards d'EUR d'investissements publics et privés supplémentaires par an à partir de 2021, il pourra générer une croissance du PIB pouvant atteindre 1 % au cours de la prochaine décennie et créer 900 000 emplois¹. Il permettra aussi de réduire l'intensité en carbone de l'économie de l'UE de 43 % en moyenne d'ici 2030². L'électricité renouvelable représentera alors la moitié environ du bouquet de production d'électricité de l'UE³.

Graphique 1: Modernisation de l'économie – Rôle de l'union de l'énergie et de l'action pour le climat



Commission, Introduction du paquet Fit-for-55 (2021)

1. «AJUSTEMENT À L'OBJECTIF 55»: ATTEINDRE L'OBJECTIF CLIMATIQUE DE L'UE À L'HORIZON 2030 SUR LA VOIE DE LA NEUTRALITÉ CLIMATIQUE

Nous sommes arrivés à un moment charnière pour la réaction mondiale aux situations d'urgence en matière de climat et de biodiversité, et nous sommes la dernière génération à pouvoir encore agir avant qu'il ne soit trop tard. Cette décennie est un moment de vérité pour le respect de nos engagements pris au titre de l'accord de Paris en vue de préserver la santé, le bien-être et la prospérité de tous. L'UE a montré l'exemple en fixant des objectifs ambitieux visant à réduire, d'ici à 2030, les émissions nettes d'au moins 55 % par rapport à 1990 et à devenir le premier continent neutre sur le plan climatique d'ici à 2050. Ces objectifs ne sont plus des aspirations ni des ambitions, mais des obligations, énoncées dans la première loi européenne sur le climat, qui créent de nouvelles possibilités d'innovation, d'investissement et d'emploi.

Dans cet esprit, le train de propositions vise à ajuster l'Union à l'objectif 55 et à mener à bien la **transformation radicale nécessaire dans l'ensemble de notre économie, de notre société et de notre industrie**. Il s'agit d'une responsabilité collective et d'une opportunité qui doit être ouverte à tous, aussi bien aux innovateurs et aux investisseurs qu'aux entreprises et aux villes, ou aux consommateurs, aux ménages et à chaque citoyen. Nous tous avons intérêt à œuvrer pour plus d'espace réservé à la nature, un air plus pur, des villes plus fraîches et plus vertes, des citoyens en meilleure santé, une consommation et des factures d'énergie moins élevées, ainsi que de nouveaux emplois, de nouvelles technologies et de nouveaux débouchés industriels. L'enjeu au cœur de la transition écologique de l'UE consiste à savoir comment nous pouvons offrir ces bienfaits à tous de la manière la plus rapide et la plus équitable possible, tout en renforçant notre compétitivité, en créant les emplois de demain et en faisant face avec efficacité aux coûts et aux incidences de la transition.

II. Les enjeux de la décarbonation

Green Deal, Loi Européenne sur le Climat, Paquet « Fit-for-55 »

Les lignes directrices de la Commission européenne :

- Lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'**environnement** (JOUE du 1^{er} avril 2008)
- Lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'**environnement** et à l'**énergie** pour la période 2014-2020 (JOUE du 28 juin 2014)
- Lignes directrices concernant les aides d'Etat au **climat**, à la protection de l'**environnement** et à l'**énergie** pour 2022 (JOUE du 18 février 2022)



Électricité

Plaidoyer de la CLCV pour un retour au monopole

**Dossier de presse
10 mars 2021**

Partie I

Le bilan négatif de la libéralisation du secteur de l'électricité

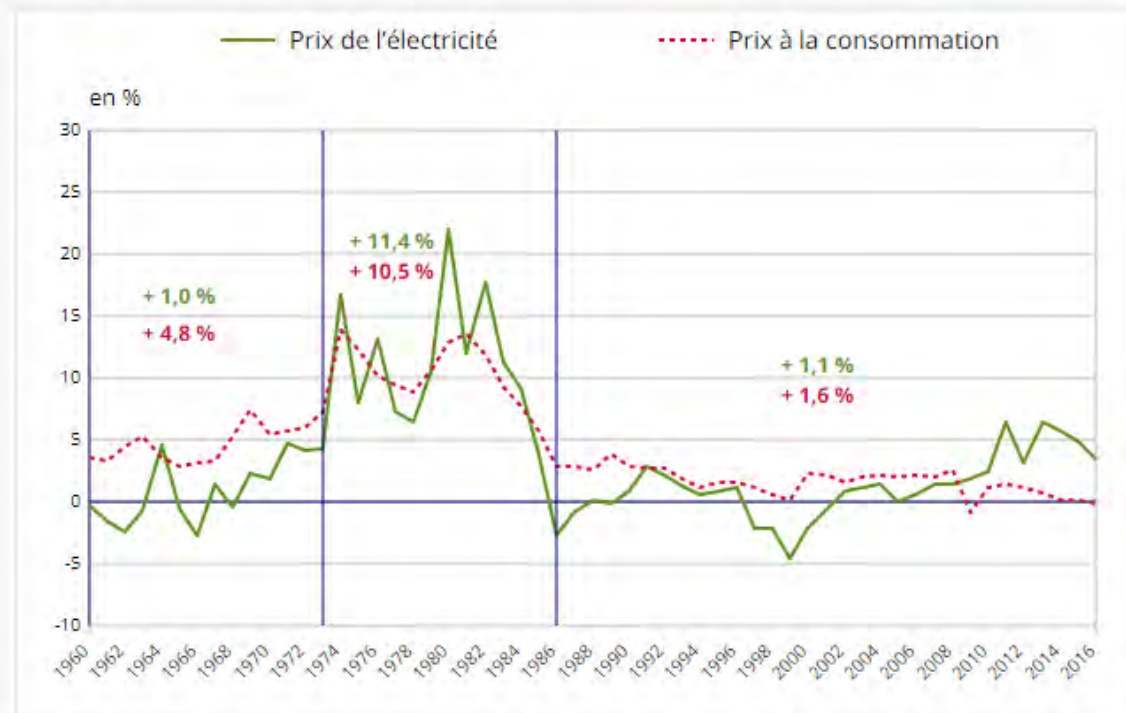
Aucune pression tarifaire, zéro innovation,
flambée du démarchage agressif et trompeur...

I. Une concurrence par les prix très relative

Le parti pris de la libéralisation était d'introduire une concurrence saine qui permette la maîtrise des prix, l'amélioration de la qualité de service et de l'innovation.

Depuis la libéralisation du secteur de l'électricité, force est de constater que globalement la facture annuelle des Français a considérablement augmenté. Les professionnels indiquent, à raison, que la majeure part de cette augmentation provient de segments de l'activité qu'ils ne maîtrisent pas. Il s'agit notamment des diverses parataxes et du coût du réseau. Si cela est exact, rappelons que la libéralisation ne concerne qu'une très faible part de l'activité et que son impact global sur le coût facturé ne peut être que modeste et ne peut constituer la seule raison de cette augmentation.

Figure 3 – Évolution des prix de l'électricité et des prix à la consommation des ménages



Note : les deux traits verticaux correspondent au premier choc pétrolier de 1973 et au contre-choc de 1986.

(Source : Les dépenses des Français en électricité depuis 1960, Insee
<https://www.insee.fr/fr/statistiques/3973175?wpmobileexternal=true#titre-bloc-9>)

II. Une libéralisation qui ne met pas de pression tarifaire sur EDF

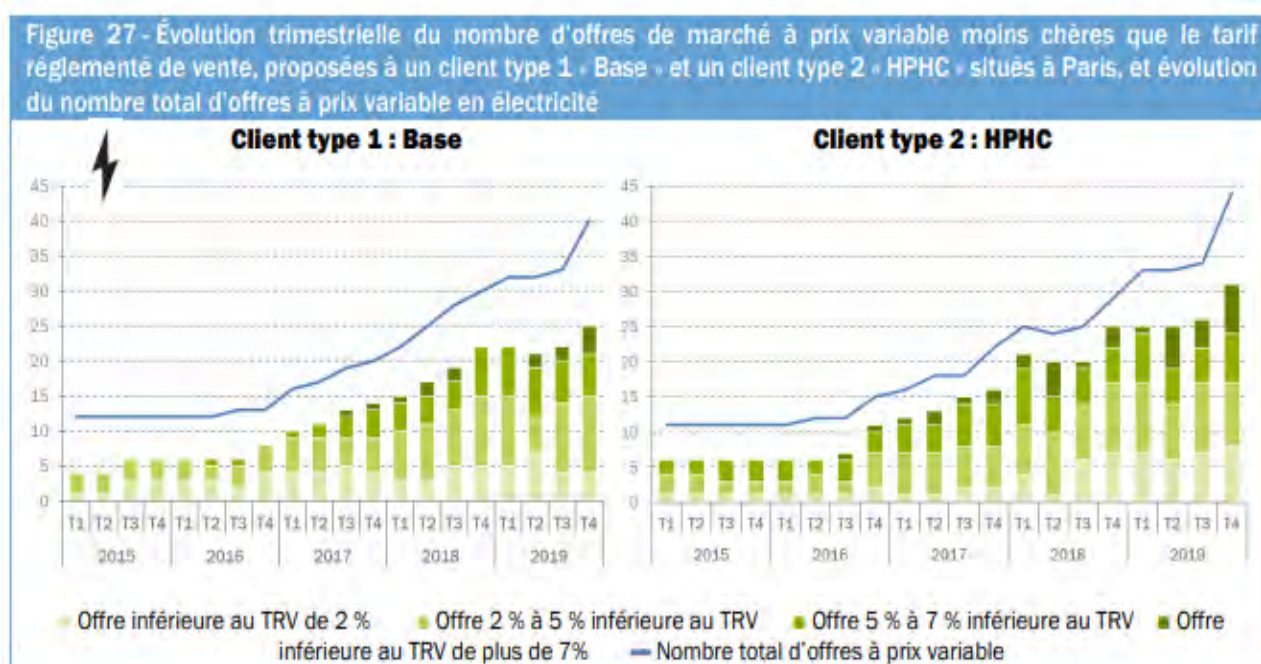
L'introduction d'une concurrence saine, permettant la maîtrise des prix, attendue par la libéralisation n'est pas au rendez-vous. La compétition tarifaire entre les opérateurs est en effet modeste et décevante.

Décevante car elle se fonde quasiment toujours sur le même modèle :

- Elle propose une réduction aux alentours de 10 % (15 % ponctuellement) relative à la partie variable de la facture (celle qui dépend du niveau de consommation).
- Tout compris, c'est-à-dire avec taxe et abonnement, cela représente une réduction de 6 à 7 % (cf document de la CRE ci-dessous). La réalité, plus basse, de la réduction étant le plus souvent occultée par le professionnel qui préfère parler de – 10 ou -15 %.
- Selon les offres, il y a généralement quelques petites « contraintes associées » (accepter le prélèvement automatique ou l'absence de service client par téléphone souvent présenté sous le vocable « offre 100 % internet »). Chacun peut vivre différemment cette contrainte mais elle constitue en tout cas un moins-disant.

Ce modèle peut légèrement varier au cours du temps et notamment en fonction des fluctuations des prix du marché de gros. Quand ils sont bas (comme en 2016-2017) les offres de plus fortes réductions (par exemple à – 15 % par le biais des achats groupés) sont plus fréquentes. Les rabais tendent à se restreindre quand les prix des marchés de gros remontent.

La réduction de 6 à 7 % est en soi assez logique. Les opérateurs alternatifs n'interviennent que sur une très mineure part de l'activité, principalement la commercialisation. Ils présentent les mêmes coûts pour l'approvisionnement nucléaire (soit les trois quarts de l'approvisionnement), l'intégralité du réseau de transport et de distribution, ces deux postes représentant déjà les deux tiers environ du prix hors taxes. Bien entendu, les taxes et parataxes (CEE, etc.) sont les mêmes.



(Source : Rapport surveillance du marché de détail 2020 CRE)

Dans ce contexte, il est logique que la réduction tarifaire soit réduite et ce de façon constante. Nous considérons que cette situation perdura fort longtemps. En réalité, pour qu'un changement structurel survienne il faudrait que des opérateurs alternatifs développent un système de production qui soit très différent et substantiellement plus compétitif que le nucléaire. Les opérateurs alternatifs paraissant très loin de développer un outil significatif de production « tout court », cette perspective semble fort hypothétique.

En définitive, l'animation du marché au quotidien consiste à proposer cette réduction de 6 à 7 % (en essayant de la présenter comme plus élevée qu'elle ne l'est) et ce quelle que soit l'évolution du tarif réglementé d'EDF. La situation assez idéale pour ces opérateurs est que le tarif d'EDF soit régulièrement augmenté et que ces derniers continuent à gagner un peu de parts de marché en proposant – 6 % ce qui leur permettrait d'augmenter leurs marges. Nous verrons dans la suite du dossier que les opérateurs alternatifs ont beaucoup œuvré pour faire croître le tarif réglementé d'EDF afin de pouvoir faire croître leur propre tarif tout en restant un peu moins cher.

À aucun moment la libéralisation du secteur de l'électricité ne produit ce que l'on a pu constater dans nombre des marchés qui ont été ouverts à la concurrence (télécoms, transport aérien, taxi, assurance emprunteur, etc.) à savoir une rupture plus ou moins forte du modèle tarifaire.

Par ailleurs il est indéniable que, sur dix ans, la forte augmentation du tarif de l'électricité provient en premier lieu de l'augmentation des taxes et prélèvements (Insee première d'avril 2019 indique ainsi que *«la part des taxes et prélèvements dans le prix total de l'électricité en France atteint 35 % en 2016 contre 26 % en 2010 »*)

Mais quand les opérateurs alternatifs incriminent des facteurs qu'ils ne maîtrisent pas pour justifier la flambée de la facture (les taxes notamment) ils se trompent de problématique. Le point central, si on fait le bilan de quinze ans de libéralisation, est qu'ils ne sont jamais parvenus à proposer une quelconque rupture ou pression tarifaire ce qui est généralement le but d'une ouverture de marché.

Plus encore, si on regarde les dernières années et l'avenir, la libéralisation fait croître les tarifs au nom du principe de contestabilité où il s'agit d'assurer coûte que coûte la viabilité des opérateurs alternatifs (*« pour sauver la concurrence il faut augmenter les tarifs »*). Ce facteur a commencé à avoir des conséquences importantes depuis deux ou trois ans (soit après le constat statistique de l'article de l'Insee) et risque de peser de plus en plus si on continue à vouloir à tout prix sauver la libéralisation du secteur.

III. Démarchage agressif et publicité trompeuse sont les deux principaux moteurs de la concurrence

Le secteur de l'électricité souffre de la pression commerciale exercée sous des formes des plus critiquables à l'encontre des particuliers. Le médiateur national de l'énergie tire régulièrement la sonnette d'alarme sur ce point :

« Depuis sa création comme autorité publique indépendante en 2006, le médiateur national de l'énergie a vu se développer fortement des pratiques commerciales abusives ou agressives. (...) En trois années, c'est une hausse de 65 % ! Certains fournisseurs cherchent à capter de nouveaux clients par tous les moyens, y compris parfois de manière frauduleuse. » (Dossier de presse - rapport d'activité du médiateur de l'énergie 2019 p.8)

1. Un démarchage agressif et abusif

Il convient de s'arrêter sur ce que revêt concrètement ce démarchage. Dans bien des cas il repose sur deux leviers :

- **Une intimidation souvent de nature physique pour forcer à la souscription :** notamment par des démarcheurs jeunes adultes qui intimident des personnes âgées.
- **Le recours à la tromperie et la plupart du temps d'une manière particulièrement vile.**

Témoignages de démarchage abusif reçus à la CLCV

En octobre 2020, deux individus se sont présentés chez Madame X. Ils ont prétendu être mandatés par son fournisseur et devoir vérifier que sa facture était bien en adéquation avec son relevé de compteur. Deux semaines plus tôt deux personnes s'étaient déjà présentées à son domicile avec la même demande et lui ont indiqué que tout était en ordre. Elle en informe ses visiteurs. Ils lui indiquent alors qu'elle n'a pas le choix et elle leur montre donc sa facture. Ils lui expliquent que son tarif n'est pas le bon et qu'il faut faire un réajustement qui ne changera rien pour elle et que son fournisseur restera le même. Madame X les laisse entrer. Ils usent alors de diversion, lui demandant entre autres d'aller leur chercher un verre d'eau. Pendant ce temps ils récupèrent ses coordonnées bancaires. Une fois terminé, il lui demande de signer des « choses » sur sa tablette sans lui laisser les lire prétextant des mesures dues à la situation sanitaire. Madame X découvre trop tard avoir signé un contrat chez un fournisseur d'énergie et un contrat d'assurance.

En mars 2020 un homme se présente au domicile de Madame X prétextant venir pour relever les compteurs. Il lui indique venir de la part d'une société n'étant pas son fournisseur d'énergie actuel. Le démarcheur prétend à un changement obligatoire de fournisseur d'électricité dans le quartier suite à un accord entre les deux fournisseurs et que ce nouveau contrat permettra de lui faire réaliser des économies d'électricité. Madame X signe alors le contrat mais s'aperçoit rapidement que les arguments avancés par le démarcheur sont faux. Elle fait alors valoir son droit de rétractation. Le contrat a été annulé. Depuis deux personnes de cette même société sont repassées à son domicile avec la même approche.

En décembre 2019, Monsieur D a remarqué en rentrant chez lui deux hommes qui sonnaient à sa porte. Après leur avoir indiqué qu'il était locataire de l'appartement, un troisième homme l'a abordé en lui montrant une carte professionnelle. Il lui a indiqué qu'il était mandaté par une société qui acheminait du gaz et de l'électricité. Il lui a ensuite expliqué que les fournisseurs devaient appliquer une réduction sur la contribution tarifaire d'acheminement (CTA). Ils étaient là pour vérifier auprès des consommateurs que cette réduction était bien appliquée par leur fournisseur. Pour prouver cette charge, le démarcheur a montré à Monsieur D des factures qui lui avaient déjà été transmises. Monsieur D content de faire également baisser sa facture lui a transmis par SMS ses factures, ne voyant pas ce qu'il pouvait être fait sans son consentement. Quelques semaines plus tard il a eu la mauvaise surprise de recevoir un courrier de bienvenue chez un nouveau fournisseur lui indiquant qu'il recevrait sa facture le mois suivant. Monsieur D a alors contacté son fournisseur qui lui a confirmé que ces contrats avaient été résiliés. Il n'avait pourtant donné aucun accord.

Dans la mesure où les consommateurs peuvent revenir à leur opérateur d'origine sans frais, l'enjeu est moins financier que lié, nous pesons nos mots, au traumatisme que provoque ce type de démarchage. Les démarchés ont tout simplement été trompés et/ou intimidés à leur domicile et ils sont marqués par ce fait.

Un des traits de ce démarchage agressif est sa constance au cours du temps dans le secteur de l'électricité. En effet, s'il existe dans d'autres domaines on constate que le démarchage agressif se fait par vagues à des moments particuliers propres au secteur. Il s'agit par exemple de l'ouverture première du marché et du développement des premières offres (par exemple les abonnements triple play dans le secteur des télécoms au milieu des années 2000) ou d'une évolution du contexte (par exemple lorsque l'État accorde un crédit d'impôt pour tel ou tel type de travaux). Assez souvent, l'agressivité tend à se réduire passé cette vague sous l'effet conjugué des actions des associations de consommateurs, de la DGCCRF et parce que le marché arrive à maturité.

Cet effet de cycle ne semble pas s'appliquer aux opérateurs du secteur de l'énergie. Nous constatons notamment que nous sommes amenés à assigner en justice des opérateurs qui ont déjà été sanctionnés par la Répression des fraudes. C'est contre ces agissements que la CLCV a porté plainte contre l'entreprise ENI pour pratiques commerciales agressives en juin 2020.

Les récentes sanctions de la DGCCRF contre les pratiques commerciales des alternatifs

« La DGCCRF sanctionne ENI GAS & POWER pour non-respect du droit de rétractation des consommateurs La direction générale de la concurrence, de la consommation et de la répression des fraudes (DGCCRF) a sanctionné l'entreprise de fourniture d'énergie ENI GAS & POWER pour un montant de 315 000 euros pour des manquements aux règles encadrant le démarchage. Le détail de cette sanction doit être publié sur le site internet de l'entreprise ainsi que sur ceux de la DGCCRF et de la Préfecture des Hauts-de-Seine. Cette sanction intervient à l'issue d'une enquête menée par les services de la DGCCRF de la direction départementale de la protection des populations (DDPP) des Hauts-de-Seine entre septembre 2017 et juillet 2019, à la suite de plusieurs plaintes de consommateurs. Les agents de la DGCCRF ont mis en évidence des manquements de la part d'ENI GAS & POWER FRANCE quant aux

obligations du code de la consommation visant à protéger les consommateurs dans le cadre de la vente à distance et hors établissement : à plusieurs reprises, ENI GAS & POWER FRANCE n'a pas donné suite à la demande d'exercice du droit de rétractation de consommateurs qui souhaitaient annuler des contrats de fourniture conclus notamment dans le cadre d'un démarchage à domicile ».

« La DGCCRF sanctionne ENGIE pour démarchage abusif La direction générale de la concurrence, de la consommation et de la répression des fraudes (DGCCRF) a sanctionné l'entreprise de fourniture d'énergie ENGIE pour un montant total de près de 900 000 d'euros pour des manquements aux règles encadrant le démarchage. Le détail de cette sanction doit être publié sur le site internet de l'entreprise ainsi que sur ceux de la DGCCRF et de la Préfecture des Hauts-de-Seine. Cette sanction intervient à l'issue d'une enquête menée par les services de la DGCCRF de la direction départementale de protection des populations (DDPP) des Hauts-de-Seine entre juin 2017 et février 2019 à la suite de plusieurs plaintes de consommateurs. Les agents de la DGCCRF ont mis en évidence des manquements de la part d'ENGIE quant aux obligations réglementaires visant à protéger les consommateurs dans le cadre d'un démarchage téléphonique : - Des contrats de fournitures d'énergie ont été conclus sans que la confirmation de l'offre faite par démarchage téléphonique ait été transmise au consommateur sur support durable (courrier, courriel, etc.) ; - ENGIE n'a, à plusieurs reprises, pas donné les suites adaptées à la demande de consommateurs d'exercer leur droit de rétractation : - ENGIE n'a pas respecté l'obligation d'informer les consommateurs de l'existence d'un médiateur de l'énergie dont la mission est de faciliter le règlement des litiges. »

Communiqué du ministère du 6 février 2020

2. La présentation « trompeuse » des offres

Les opérateurs multiplient les offres d'énergie qu'ils présentent plus ou moins de manière « trompeuse ». Dans un marché où il est quasiment impossible de se différencier de façon tangible (car les opérateurs alternatifs n'interviennent que sur une petite part de l'activité), ils tendent régulièrement à « tordre » la présentation de leur offre pour essayer de la démarquer. Une manière de faire qu'ils utilisent aussi bien pour la présentation du tarif (le fameux – 10 % hors taxe et hors abonnement qui est en fait à – 6 %) que sur la présentation des aspects plus qualitatifs de l'offre :

- Offre « 100 % internet »... autre façon de présenter l'absence de service client par téléphone.
- Offre « neutre en carbone »... sans préciser que c'est par un recours à la compensation financière.
- Offre « verte »... sans préciser que l'offreur ne produise quoique ce soit de vert.

Quant aux pratiques trompeuses sur les réductions tarifaires nous sommes régulièrement contraints d'assigner en justice des opérateurs. Depuis 2018 nous avons engagé 8 actions en justice dans ce secteur.

Nous limitons nos contentieux parce que nous sommes obligés d'agir dans de nombreux autres domaines. Il s'agit presque pour la CLCV d'une activité judiciaire à flux continu ce qui nous incite à considérer que l'agressivité et la tromperie font partie du modèle économique du secteur de l'électricité.

Le démarchage agressif et les pratiques trompeuses sont pour partie les conséquences du non-sens que représente la libéralisation du secteur de l'électricité. En effet, comme il n'y a pas matière à proposer une concurrence réellement « différenciante », la course à la part de marché repose sur des moyens, très néfastes, de pression sur le consommateur. Il s'installe un climat délétère de « faute lucrative » où nombre d'opérateurs continuent de recourir à ces pratiques malgré les condamnations ou amendes car elles restent rentables.

IV. De « nouvelles offres » sans innovation marquante

Une autre caractéristique du marché en phase d'ouverture est son faible contenu en innovation. Les opérateurs proposent pour l'essentiel une prestation de fourniture d'électricité assez comparable à ce qui existait il y a 20 ans. Concrètement..... vous êtes alimenté en électricité. Les quelques propositions de services qui sont effectuées en parallèle relèvent plus d'une diversification secondaire de l'offreur - une banque propose des assurances habitation, un fournisseur d'énergie propose des travaux d'isolation - que d'un enrichissement ou une différenciation du service en soi d'électricité. En outre ces offres proviennent surtout de l'action réglementaire : les certificats d'économies d'énergies obligeant les fournisseurs à mener ou financer des actions d'économies d'énergie pour leurs clients.

Les offres d'électricité ne contiennent pas d'innovation pour trois raisons structurelles :

1. L'électricité n'est pas un produit qui induit une variété subjective (comme les yaourts qui ont différents goûts) ou une variété d'usage (un abonnement télécoms peut s'utiliser de diverses manières : vidéo, voix...). La dimension « aide à l'efficacité d'énergie » souvent invoquée est un tout autre métier que la fourniture d'énergie.
2. L'électricité est distribuée par un réseau unique centralisé. Le fournisseur ne peut donc pas proposer une électricité spécifique au consommateur qui le souhaiterait. Ce fait constitue un frein important, mais aussi justifié, au développement d'offres vertes.
3. Lorsqu'il n'y a qu'un seul producteur, ce qui est quasiment le cas pour l'électricité en France, les produits ont tendance à être les mêmes. Dans la mesure où un opérateur alternatif est principalement composé d'un système d'information et d'une force de vente - donc qu'il ne produit rien et n'intervient quasiment pas dans la filière électrique - il lui est difficile d'apporter une plus-value qualitative.

Il faut tout de même admettre que le secteur a connu quelques évolutions depuis deux ou trois ans, principalement avec le comptage télérelève, mais, sauf rupture technologique plus importante, elles ne nous paraissent pas modifier le présent constat : les « nouvelles offres » proposées sont sans innovations marquantes.

Les deux principaux nouveaux formats d'offres sont les offres d'énergie verte et les offres liées au pic de consommation induisant un tarif différencié selon la période de consommation.

Les offres en énergie renouvelable peuvent se développer quelque peu mais sous un format qui est difficilement lisible pour le consommateur. En effet, l'électricité qui arrive au compteur est toujours la même et avec le même mix énergétique. Nous sommes très loin d'un produit « bio » et donc bien différent des autres, que l'on achète au supermarché. Accorder de la valeur

à ces offres c'est estimer que l'inscription en comptabilité d'« investissement en énergie renouvelable » est crédible.

Rappelons que les opérateurs alternatifs ne produisent quasiment rien. Ni énergie conventionnelle ni énergie verte. La labellisation verte passe par la commercialisation de « certificats verts » achetés sur un marché financier. Dès lors nous faisons face à des offres où les produits qui arrivent au compteur ne sont pas plus verts que la moyenne et dont les offreurs ne produisent pas d'énergie verte en propre.

Nous laissons au consommateur le choix de se tourner vers ces offres s'il le désire. Nous sommes pour notre part sceptique et nous n'avons pas voulu valider le cahier des charges que l'Ademe construit sur ce type d'offres. Notons que des pratiques contestables se sont développées dans le domaine des offres « neutre en carbone ».

Les offres « tarification de pointe »

Avec l'arrivée du comptage en télérelève (compteur Linky) qui permet de connaître la consommation intra journalière d'électricité se sont développées des offres de pointe. Aujourd'hui, il est possible de proposer des offres tarifs différenciés selon l'heure de consommation en sachant que le coût de production de l'électricité, ou d'équilibrage du système, est différent selon la période (plus élevé en période de pointe, etc.).

Les opérateurs ont développé des offres qui sont bien connues dans le monde des professionnels (pour les sites de grande consommation) et consistant à proposer une tarification de pointe. Le tarif est peu cher sur les créneaux horaires de faible consommation, qui coûtent peu, et est bien plus élevé lors de périodes de pointe qui sont coûteuses (le soir en hiver, etc.). Les particuliers connaissent ce principe sous l'offre heures creuses/heures pleines. Cette offre fut d'ailleurs une innovation historique de la France en termes de tarification de pointe comme quoi un monopole naturel est capable d'innover !

Les opérateurs alternatifs cherchent des formes nouvelles, plus sophistiquées, de tarification de pointe comme les offres week-end. La commission européenne les oblige par ailleurs à développer des offres dites de « tarification dynamique » d'une grande complexité : le tarif varie de façon très brutale selon les heures, heures qui se modifient constamment. Les opérateurs alternatifs eux-mêmes nous ont expliqué ne pas comprendre comment on peut décemment proposer ce type d'offre à des particuliers.

S'il est trop tôt pour pouvoir tirer un bilan de ces offres dites de pointe, il faut tout de même constater qu'il n'existe pas, à notre connaissance, à l'étranger de développement significatif de ce type d'offres pour les particuliers. L'intérêt de ce type d'offre pour les grands consommateurs professionnels est évident et bien connu mais semble difficilement transposable aux particuliers, les gains financiers pour les particuliers étant trop faibles au regard de la complexité de la mise en place de l'offre.

Ces offres, de par leur caractère abstrait (une offre verte mais avec la même électricité que les autres), leur complexité et une attractivité peu évidente, sont propices à des pratiques commerciales douteuses. C'est ainsi que notre association a dû engager plusieurs contentieux contre plusieurs d'entre elles.

L'offre du marché contient peu ou pas d'innovations tout simplement car le contexte technique ne s'y prête pas. On mesure qu'il a manqué et qu'il manque toujours au secteur une rupture technologique comparable à la rupture numérique. Par exemple, le fait de disposer d'un stockage efficace permettrait probablement l'essor d'un réseau décentralisé et faciliterait la compétitivité des énergies vertes intermittentes. Des offres vertes sur mesure et crédibles seraient alors possibles. Ce constat rejoint notre propos initial : on a libéralisé dans un contexte technique qui rend cette libéralisation au mieux très peu utile au pire néfaste.

Au-delà du fait que les opérateurs alternatifs ont manqué d'innovation, ils ne sont pas producteurs et lorsque l'on n'est pas producteur... il est plus difficile d'innover.

Partie 2

La CRE et les alternatifs font croître le tarif pour sauver la libéralisation

Parallèlement au bilan de la libéralisation pour le consommateur, nous tenons à aborder le sujet de fond qui structure ce secteur : l'organisation économique de la production du nucléaire et la contestabilité. Il a beaucoup occupé l'action de la CRE et des pouvoirs publics au cours des dernières années. Outre le démarchage agressif, la libéralisation a fini par avoir des conséquences pour les particuliers car depuis 2019 elle est à l'origine d'importantes augmentations du tarif.

I. Le principe de contestabilité en cas d'ouverture de marché

Le débat sur la contestabilité, qui relève du droit et de la politique de concurrence, intervient souvent quand on ouvre un marché en monopole.

Lorsque le marché a été libéralisé les opérateurs alternatifs étaient désavantagés par rapport à EDF qui était déjà sur le marché et qui plus est en situation de monopole. La contestabilité amène à vouloir mettre tout le monde sur un pied d'égalité de chances pour assurer le jeu de la concurrence. Dans les faits mettre sur pied cette égalité de chances revient à identifier des surcoûts, ou les « désavantages » que « subissent » les alternatifs et d'opérer à tout aménagement nécessaire pour permettre à la concurrence de s'installer. La subtilité est que, théoriquement, il ne peut s'agir que des surcoûts imputables au désavantage « historique » des nouveaux entrants (le désavantage lié au fait qu'ils n'étaient pas là avant 2007). Tout ce qui relève de réalisations de l'après 2007 n'a pas à faire l'objet d'aménagements particuliers, chaque entreprise jouant sa partition d'acteur sur le marché.

Au moins pour cette raison, il va sans dire que des mesures de contestabilité ont toujours une vocation conjoncturelle. On peut les appréhender comme une période transitoire où on aide les entrants alternatifs à développer leur activité et le bon fonctionnement de la concurrence à s'installer. Ces mesures de contestabilité doivent bien sûr s'éteindre. D'une part, car si on libéralise un secteur c'est qu'on considère que la concurrence est un système adapté. S'il faut constamment venir en aide à la concurrence cela signifie que le système n'est pas viable. D'autre part, les mesures de contestabilité sont souvent une forme de « poison antidote » pour la concurrence. En soi il s'agit de mesures *anticoncurrentielles* (on aide les petits nouveaux, on crée des ententes sur le nucléaire, etc.) qui sont prises pour un temps dans le but de bâtir un système concurrentiel viable. Faire perdurer la défense active de la contestabilité au-delà du raisonnable reviendrait à perpétuer un système anticoncurrentiel pour installer la concurrence ce qui dans la durée devient un oxymore insoutenable.

Le principe de contestabilité est donc un outil des pouvoirs public en cas d'ouverture du marché mais qui doit faire l'objet d'une adaptation au cas par cas, être proportionné, et qui ne peut durer éternellement.

II. La contestabilité et le nucléaire

La question de l'organisation du nucléaire est centrale car elle engage les trois quarts de la production d'électricité et que, en 2007 et présentement encore, cet approvisionnement est moins coûteux que les autres approvisionnements que ce soit les énergies renouvelables non hydrauliques, la production à partir de gaz ou le marché de gros.

La difficulté est que tant que les opérateurs alternatifs ne disposent pas d'une source d'énergie aussi compétitive que le nucléaire ils ne sont pas compétitifs et leur présence est au mieux inutile. Comme il faut bien faire la libéralisation, elle a été imposée, on cherche un système quelconque de partage du nucléaire qui ne satisfait personne et qui produit nombre d'effets pervers.

1. Une équation insoluble

D'emblée disons qu'à notre sens cette équation est insoluble. Il est déjà très difficile d'ouvrir un marché « en réseau » quand tout le réseau de transport est un monopole naturel. Si, en plus, l'opérateur historique dispose de ce qu'on appelle d'une grande « rente de production », c'est-à-dire d'un appareil de production bien plus compétitif que les autres, et bien... il n'y a pas matière à libéraliser. En soi cette ouverture sera possible quand une innovation de rupture permettra aux opérateurs alternatifs d'apporter une plus-value.

Rappelons que sur ce point la situation française sur son continent, avec sa rente nucléaire (et un peu hydraulique) est assez exceptionnelle, seule la Suède a une situation comparable. Pour cette raison, les comparatifs européens, souvent produits par des experts, n'ont que peu d'intérêt. Il faut en fait se tourner vers l'Amérique du Nord où l'énergie est largement une compétence décentralisée au niveau des États ou des Provinces. On peut constater qu'un grand nombre d'États et de provinces ont choisi le monopole régulé. Ce choix vaut notamment pour les régions connaissant comme la France une rente de production. Au Québec par exemple, l'opérateur Hydro-Québec est un monopole régulé par la province par contre le Texas a choisi un marché extrêmement libéralisé.

Comparativement, la France a été « embarquée » dans une ouverture de marché qui n'était tout simplement pas adaptée à notre contexte technico-économique.

Depuis 2007, l'organisation du nucléaire, et la mise en œuvre de la contestabilité, est une succession de tentatives visant à résoudre cette équation insoluble. Le fait que 13 ans après la libéralisation on doive une nouvelle fois envisager une réforme de l'organisation du nucléaire n'est qu'une manifestation de cet échec.

Pour résumer, concernant « la rente nucléaire » dans un système libéralisé, la loi NOME de 2011, préparée par la commission Champsaur, a installé le cadre suivant que l'on appelle ARENH :

- Afin de leur permettre d'être compétitif les opérateurs alternatifs ont la possibilité de prendre de l'électricité nucléaire sur les capacités d'EDF à un prix régulé ce qui met tout le monde sur un pied d'égalité. Il s'agit de la grande mesure de contestabilité et on comprend qu'en son absence il n'y aurait aucun opérateur alternatif sur le marché.

- Cet accès est plafonné à 100 Twh car il s'agit après tout de respecter les droits de propriété d'EDF et que ce dernier puisse avoir lui aussi les moyens d'exister (et surtout de continuer à investir).
- Une clause de destination stipule bien que l'approvisionnement nucléaire doit profiter aux usagers français (un opérateur alternatif ne peut accéder au nucléaire pour une commercialisation à l'étranger).
- Le dispositif vaut jusqu'en 2025.

Les premiers points sont une déclinaison du principe de contestabilité. Il convient de s'attarder sur la date limite de 2025 et sa motivation profonde.

2. Le cadre retenu sur 2011 - 2025

Le dispositif de la loi Nome était en fait la reprise d'une des deux propositions de la commission Champsaur (« organisation du marché de l'électricité », avril 2009) installée par le gouvernement pour élaborer un système pérenne de régulation de l'ouverture du marché et trouver une issue aux menaces contentieuses de Bruxelles.

Présentation du dispositif de la loi Nome

Les principes de la loi Nome sont présentés par la Commission de la manière suivante :

*« Un **dispositif transitoire et plafonné** de régulation à l'amont doit permettre aux fournisseurs alternatifs de s'approcher des conditions économiques de l'opérateur historique, sans fragiliser l'investissement à long terme. »*

« La solution proposée consiste à permettre, dans la limite d'un plafond, à tout fournisseur alimentant des consommateurs sur le territoire national d'obtenir une certaine quantité d'électricité de base, à un prix régulé reflétant la réalité des coûts complets du parc historique de production nucléaire français, incluant les coûts de maintenance, d'allongement de la durée de vie des centrales nucléaires, de démantèlement et de la gestion des déchets issus des centrales nucléaires. La quantité d'électricité à laquelle chaque fournisseur aura droit sera proportionnée à la consistance de son portefeuille de clients. »

Un plafond global sera déterminé pour permettre sans restriction le développement de la concurrence dans l'attente du développement de nouvelles capacités de production ».

(Source : page 14 du rapport de la commission Champsaur « organisation du marché de l'électricité, avril 2009 en gras par nous)

Nous avons souligné deux passages importants qui justifient notre propos :

- Le dispositif a été conçu comme transitoire (la loi Nome a tranché à 2025) et plafonné (fixé à 100 Twh par la même loi).
- La commission relie cela au fait que les alternatifs doivent mettre à profit cette période pour développer des nouvelles capacités de production.

Parmi ses nombreux rappels de principe, la commission insiste bien sur le fait que le système de l'ARENH où EDF est le seul producteur ne serait pas une « solution soutenable ».

« La régulation doit inciter, à terme, les nouveaux acteurs à investir dans des moyens de production et à s'orienter vers le modèle intégré, tout en n'excluant pas le développement de commercialisateurs purs qui pourraient utiliser des solutions originales susceptibles d'animer

rapidement la concurrence. Une concurrence sur la fourniture d'électricité qui dépendrait durablement et exclusivement d'un approvisionnement auprès d'EDF ne doit pas être considérée comme une solution soutenable ».

(Source : page 14 du rapport de la commission Champsaur « organisation du marché de l'électricité, avril 2009, en gras par nous)

Pour que ces opérateurs non producteurs et non compétitifs puissent devenir compétitifs la loi NOME leur accorde donc jusqu'en 2025 un accès exclusif aux usines nucléaires d'EDF et à un prix régulé qui les mettent sur un pied d'égalité avec EDF. Le moins que l'on puisse dire est que l'on a accordé un vrai tapis rouge à ces opérateurs et qu'on leur a donné la possibilité de devenir énergéticiens et de s'installer sur le secteur.

Une seule contrainte avait été posée. Cette mise à disposition du nucléaire s'arrêterait en 2025 pour les raisons évidentes évoquées ci-avant. Dans son avis consultatif sur cette disposition l'Autorité de la concurrence, pour le coup très légitime sur cette question, émettait un avertissement et traçait une feuille de route très claire. À propos de l'Arenh elle demandait : *« que la période de régulation intègre dans son déroulement une sortie progressive du mécanisme administré d'approvisionnement mis en place, afin de revenir par étapes aux conditions d'approvisionnement d'un marché normal. »*

Le retour à la normalité est évidemment général et dépasse la question, certes cruciale, du nucléaire. C'est-à-dire qu'il n'est pas concevable, dans le cadre de la loi NOME, que passé 2025 les opérateurs alternatifs puissent demander des faveurs particulières au nom d'un quelconque handicap. En d'autres termes, 2025 est censé marquer le passage à l'âge adulte des alternatifs et de la concurrence.

III. Les opérateurs alternatifs : des grands militants de l'augmentation des tarifs

Après treize années post-loi NOME, il apparaît que la reconnaissance du principe de la contestabilité a incité les opérateurs alternatifs non à investir dans la production mais à tordre le système pour constamment vouloir provoquer des hausses de tarif.

Dans leurs opérations de lobbying et de plaidoyer institutionnel les opérateurs alternatifs revendiquent en permanence être victime de handicaps relativement à EDF sur de multiples sujets et ce plus de dix ans après la libéralisation. La CRE auditionne chaque année les parties prenantes (association de consommateurs et professionnels notamment) sur le tarif réglementé et l'association qui représente les alternatifs (l'Anode) n'a de cesse de présenter une vaste liste des « handicaps » dont ils sont victimes et qui justifient une augmentation du tarif réglementé. Nous verrons plus loin l'exemple des coûts commerciaux. Nous pouvons aussi citer à titre d'exemple la question d'accès aux données des consommateurs où, dans son livre blanc de novembre 2017, l'Anode estime que ses membres sont très désavantagés relativement à EDF. D'une manière plus générale, les opérateurs alternatifs se sont comportés pendant dix ans comme des militants de l'augmentation du tarif réglementé puis de sa disparition. Il va de soi que ce qui les intéresse est de pouvoir augmenter leur propre tarif. En effet, ne pouvant provoquer une quelconque rupture tarifaire le modèle de prix des alternatifs est d'être 5 à 6 % moins cher qu'EDF mais avec des marges très serrées à la base. Leur système n'est viable que si des augmentations tarifaires (EDF puis eux qui suivent) leur donnent des bouffées d'oxygène.

À chaque fois, il y a une raison pour demander une augmentation : le tarif d'EDF est sous-évalué, ou politiquement manipulé, les alternatifs sont désavantagés sur les coûts commerciaux, ils sont désavantagés sur l'accès au fichier client, les prix du marché de gros sont trop hauts, les alternatifs n'ont pas accès à tout le nucléaire d'EDF qu'ils ne le voudraient, les conditions du marché de capacité ne sont pas bonnes etc. Il y a toujours une ou plusieurs raisons.

Pour illustrer ce militantisme de l'augmentation des tarifs, citons un extrait des déclarations de Fabien Choné, cofondateur de Direct Energie et alors président de l'Anode, devant la commission d'enquête de l'Assemblée nationale de 2014 relative au tarif de l'électricité (compte rendu n°7). Celui-ci décline un vibrant plaidoyer en la matière :

« La troisième idée reçue est que le gel des tarifs est bénéfique pour le pouvoir d'achat des consommateurs. D'abord, le maintien de tarifs réglementés à un niveau artificiellement bas, afin de protéger le pouvoir d'achat de tous les Français, aboutit forcément à une protection moindre de ceux qui en ont vraiment besoin, c'est-à-dire les personnes en situation de précarité énergétique. Ensuite, non seulement cette politique empêche les opérateurs d'investir, mais elle n'incite pas les consommateurs à se lancer dans des travaux de rénovation énergétique. Enfin, l'absence de couverture des coûts de l'opérateur historique asphyxie la concurrence qui est le seul vrai vecteur de modération tarifaire. C'est pourquoi l'ANODE a systématiquement introduit des recours devant le Conseil d'État pour demander l'application de la loi qui prévoit la couverture des coûts. D'abord, cette couverture des coûts est vitale pour nous, mais surtout, elle répond à l'intérêt des consommateurs. Dans un contexte de hausse tendancielle des coûts, empêcher une hausse de 5 % ou 10 % des tarifs annihile l'attractivité d'une offre inférieure de 5 % ou 10 % de n'importe quel opérateur alternatif qui ne pourra alors plus assurer son développement. »

On remarquera que Fabien Choné attribue au tarif de l'énergie la vertu d'une taxe carbone : il faut augmenter le prix de l'électricité et du gaz pour inciter à la rénovation énergétique. Ce n'est pas l'option défendue par la CLCV.

On notera aussi que l'Anode estime qu'un tarif réglementé trop bas « empêche les opérateurs investir ». Pour la suite le tarif a beaucoup augmenté et les opérateurs alternatifs ont continué de ne pas investir.

Dans une déclaration média de 2017 le même président de l'ANODE tient même cette déclaration pour le moins extrême : « Il est grand temps de mettre fin à ce mensonge d'État par omission qui consiste à dire « les tarifs réglementés vous protègent ! » (France info 8 novembre 2017)

Dans la même audition auprès de la commission d'enquête, le président de l'Anode explicite sa pensée :

« Nous proposons de mettre fin à ces tarifs réglementés de l'électricité parce que c'est une entrave à la concurrence et à l'innovation, à l'investissement et donc à tous les services qui permettent de faire la transition énergétique auprès des clients résidentiels : le développement des véhicules électriques, le développement de l'efficacité énergétique, de l'autoconsommation. La France est très en retard parce qu'on n'a pas mis en place la concurrence qui permet de développer ces services-là. »

En résumé, pour l'ANODE la plupart des problèmes énergétiques de la France s'expliquent par l'existence des tarifs réglementés de vente. Le fait prégnant est que Fabien Choné cite tous les investissements et innovations que les opérateurs alternatifs étaient censés faire durant la période 2011-2025 pendant laquelle ils sont protégés par le principe de la contestabilité. En 2017 il était acquis que ces opérateurs seraient loin de ces accomplissements. Pour justifier leur carence, ils mettent en avant un bouc émissaire, qui est l'existence d'un tarif réglementé.

Nous pourrions répondre à chaque argument survenu depuis dix ans où les alternatifs demandaient une augmentation des tarifs (et pas de manière unilatérale car sur certains points précis leurs arguments pouvaient avoir une relative pertinence). Cela est inutile car fondamentalement on a bien compris que l'augmentation des tarifs et la volonté d'abattre le tarif réglementé sont des composantes essentielles du modèle économique des alternatifs. La vraie raison est là.

IV. La CRE, enfant de l'ouverture du marché, a adopté le principe « pour sauver la concurrence il faut faire croître les tarifs ».

Il faut bien reconnaître que le plaidoyer des groupes privés a su trouver un interlocuteur en la personne de la Commission de régulation de l'énergie (CRE). Conformément au texte communautaire, qui prévoit une régulation du secteur par un organe indépendant, notamment la fixation du tarif réglementé, la CRE est de fait le vrai régulateur du secteur à législation constante. La CRE a su largement orienter la production réglementaire pour qu'elle se conforme à sa doctrine puis à l'interpréter à sa manière. L'État et les parlementaires (ou les associations de consommateurs !) auraient certes pu faire preuve de plus de vigilance mais cela n'a pas été le cas. L'avis de l'autorité de la concurrence du 25 mars 2019 concernant les TRV et la contestabilité est éclairant de ce point de vue.

D'emblée, il faut admettre que les praticiens de la CRE devaient suivre une feuille de route difficile. En tant qu'organe régulateur de l'ouverture du marché ils se doivent de définir des outils qui assurent la viabilité de la concurrence. Mais comme cette viabilité est au mieux difficile (et même impossible à nos yeux) la CRE est amenée à proposer des outils qui peuvent être très problématiques voire contraire à l'intérêt général et aux principes fondamentaux de la concurrence. Nous reconnaissons cette difficulté, et la bonne foi de ces praticiens, tout en soulignant par ailleurs, nous y reviendrons, que le président de la CRE entre 2006 et 2017, Philippe de Ladoucette, a poursuivi un agenda militant personnel tout à fait inapproprié à sa fonction.

En pratique une fois la loi NOME promulguée il a fallu définir une méthode de fixation des tarifs réglementés (qui se stabilisera par ladite méthode par empilement). C'est dans ce contexte que la CRE a développé une vision assez spécifique de la contestabilité.

Afin que le marché soit contestable (toujours potentiellement concurrentiel), elle a considéré qu'il fallait calculer le tarif réglementé en s'alignant sur les coûts de l'opérateur alternatif moyen. Dans ce contexte, le système considère que le tarif réglementé d'EDF ne doit pas nécessairement suivre les coûts d'EDF (et il tend désormais à augmenter bien plus vite que les coûts d'EDF). Le tarif réglementé d'EDF dépend du devenir de tout autre chose que les coûts d'EDF à savoir le devenir de l'opérateur alternatif moyen.

La CRE s'appuie sur une conception de la contestabilité qui serait propre au secteur de l'électricité, et qui à notre connaissance n'existe pas pour les autres ouvertures de marché. Selon cette conception ad hoc, les TRV ne seraient « contestables » que si leur niveau permet à tout fournisseur de les contester effectivement, compte tenu des conditions concrètes de son activité, même s'il est *moins efficace* que l'opérateur historique régulé.

Dans son avis du 25 mars 2019, l'Autorité de la concurrence, qui fait normalement autorité quand on parle de concurrence, explicite parfaitement cette question. La citation est longue mais il est utile de s'y attarder.

« L'Autorité considère que la définition ainsi retenue par la CRE ne serait, dans ce cadre, pas celle d'un prix contestable mais plutôt celle d'un prix « plafond ».

Pour sa part, l'Autorité relève que la notion de « contestabilité », dans le sens que lui donne la jurisprudence du droit de la concurrence, est la suivante : le prix d'un bien donné est « contestable » dès lors qu'il couvre les coûts de production de ce bien. La contestabilité est donc une qualité intrinsèquement liée aux caractéristiques économiques de l'entreprise qui produit le bien en cause.

Ainsi, la contestabilité, au sens du droit de la concurrence, signifie seulement qu'un opérateur aussi efficace que le producteur régulé doit pouvoir pratiquer le même prix que lui sans subir de pertes, comme l'avait rappelé le Conseil d'État dans une décision de 2015 : « Considérant que la règle d'établissement des tarifs réglementés " par empilement " est réputée garantir par elle-même la fixation de ces tarifs à un niveau qui assure leur "contestabilité" économique, c'est-à-dire la faculté pour un opérateur concurrent d'Électricité de France présent ou entrant sur le marché de la fourniture d'électricité de proposer, sur ce marché, des offres à des prix égaux ou inférieurs aux tarifs réglementés ». Dans cette phrase, l'Autorité comprend la notion de « faculté » au sens du droit de la concurrence, c'est-à-dire la possibilité offerte à un opérateur aussi efficace qu'EDF de proposer les mêmes tarifs.

En effet, une fois qu'il a été vérifié que le tarif est réputé contestable au sens du droit de la concurrence, il n'est pas du tout certain que ce dernier soit contesté en pratique. Il existe de nombreux exemples, sur différents marchés, d'entreprises qui pratiquent des prix qui couvrent leurs coûts de production et leur permettent de faire des bénéfices, qui sont donc « contestables », et qui ne sont pourtant pas répliqués en pratique par les concurrents lorsque ces derniers sont moins efficaces. Cette situation n'est, en elle-même, nullement constitutive d'une infraction au droit de la concurrence, même pour un opérateur dominant.

En effet, pour contester en pratique un tarif contestable, les opérateurs doivent posséder une compétitivité et des capacités économiques suffisantes. Certains d'entre eux pourront effectivement contester ce tarif, d'autres ne le pourront pas. Dans d'autres cas, des opérateurs ne seront en mesure de contester le tarif que de manière épisodique, en fonction des variations de leurs coûts d'approvisionnement. Mais cet état de fait ne remet pas en cause la contestabilité et donc la licéité des tarifs, qui ne dépendent pas de ces aléas mais seulement des coûts de l'opérateur régulé. »

En effet, l'application de la contestabilité par la CRE signifie qu'au moindre incident, à la moindre anomalie ou autres bizarreries sur les différents marchés de l'électricité, si ces dernières induisent un surcoût pour le fameux « opérateur alternatif moyen », eh bien il faut en conséquence augmenter le tarif réglementé. Il faut le faire même si ladite bizarrerie n'a eu aucune conséquence pour EDF.

Le nucléaire, et la question du rationnement de l'Arenh, a été le domaine où le principe de contestabilité a eu des impacts les plus importants. Mais il faut dépasser ce seul domaine pour bien montrer que sous ce principe la plupart des surcoûts que supportent ou peuvent supporter les alternatifs amènent ou amèneront la CRE à accroître en conséquence le TRV d'EDF au nom du principe *« augmentons le tarif pour faire vivre la concurrence »*.

Sur ces fondements, lors de chaque audition par la CRE, les alternatifs dressent un long inventaire de tous les « surcoûts » dont ils seraient « victimes » et revendiquant des hausses de tarif.

Par exemple en 2014, la CRE a produit un document fouillé de son calcul du tarif réglementé. Dans le passage ci-après, elle se demande si, dans le domaine de la commercialisation, EDF ne bénéficie pas d'un avantage d'économies d'échelle « historique » (pré 2007) par rapport aux opérateurs alternatifs. Répondre oui à cette question amènerait la CRE, au nom de cette approche de la contestabilité, à considérer que les opérateurs alternatifs sont « désavantagés » par rapport à EDF et qu'il faut donc accroître le tarif réglementé en conséquence. Elle a d'ailleurs déjà probablement augmenté ce tarif pour ce motif dans le passé (mais dans ce cas pour des niveaux modestes certes).

« Si la connaissance des coûts commerciaux d'EDF est nécessaire dans une logique de couverture de ses coûts comptables par les tarifs réglementés (cf. section I, chapitre 2), il apparaît que l'objectif de contestabilité des tarifs, poursuivi par le code l'énergie, qui se définit comme la capacité d'un fournisseur à proposer des offres compétitives par rapport aux tarifs compte tenu du niveau de ses propres coûts, impose de connaître les coûts commerciaux des fournisseurs alternatifs, afin de les prendre en compte dans l'élaboration des barèmes tarifaires.

S'agissant de la clientèle dite « de masse », correspondant aux clients résidentiels et petits professionnels, deux facteurs peuvent expliquer les différences de coûts constatés entre EDF et la moyenne des autres fournisseurs : le poids des investissements, rapporté à la taille restreinte des portefeuilles clients, et les coûts d'acquisition.

La présence historique d'EDF sur le marché de la fourniture d'électricité lui fait bénéficier d'un coût des investissements dans l'activité de commercialisation, rapporté aux MWh vendus, inférieur à celui des fournisseurs alternatifs. »

(Source : Les tarifs réglementés de vente d'électricité - Analyse des coûts de production et de commercialisation d'EDF - Tarification par empilement des coûts – CRE - octobre 2014, passages en gras par nous)

Pour bien comprendre la portée du mécanisme il faut saisir que la contestabilité est devenue une « carte en or » pour les alternatifs au sens où elle leur garantit, sauf dérive très spécifique, qu'ils seront toujours compétitifs et, en tout cas, ne feront jamais faillite. Le propos peut paraître excessif. Il ne l'est aucunement comme en atteste un accès de franchise de l'actuel président de la CRE, Jean-François Carenco, lors d'une audition par l'Assemblée nationale en 2019 :

« Mme Marjolaine Meynier-Millefert, rapporteure. Pouvez-vous expliciter la notion de contestabilité ?

*M. Dominique Jamme. La contestabilité concerne le marché de détail, pas le marché de production. Le marché de détail est ouvert à la concurrence, donc tous les consommateurs – PME, grandes entreprises, gros industriels, consommateurs résidentiels – ont le choix de leur fournisseur. Ce marché de la fourniture de détail doit être ouvert et concurrentiel, et pour cela il faut que tous les fournisseurs aient des conditions de départ équivalentes. Pour les consommateurs résidentiels et les petites entreprises, il y a le tarif réglementé de vente, qui concerne encore 77 % des clients résidentiels, soit 25 millions de clients. Néanmoins, plus de 7 millions de clients résidentiels ont fait le choix d'offres de marché. Ils sont alimentés par des fournisseurs, dont le fournisseur historique car EDF propose aussi des offres de marché. **La contestabilité impose que les tarifs réglementés de vente, que la CRE est chargée de proposer au Gouvernement, assurent qu'un fournisseur alternatif...***

M. Jean-François Carencio. Ne fera pas faillite ! »

(Source : Rapport de la commission d'enquête Assemblée nationale 25 juillet 2019, p. 106, passages en gras par nous).

Au départ il s'agissait d'estimer que le tarif d'EDF ne couvrait pas ses coûts et que leur niveau était artificiellement bas. Il faut reconnaître que la problématique a pu avoir du sens au tournant des années 2010 (et sur ce point, si nous n'avons pas eu la même réponse, la question posée par les opérateurs alternatifs était légitime). Mais par la suite, la CRE a rendu des avis qui tendaient systématiquement à faire croître d'une manière fort maximaliste le tarif réglementé (voir le cas de la hausse de 2013 et l'analyse faite en juillet de cette année par la CLCV) au-delà de l'évaluation objective d'EDF. De notre point de vue, ces avis ont été pris car ils permettaient de renforcer la présence des opérateurs alternatifs et d'éviter leur faillite quand les temps sont durs.

Sur ce point, Il serait d'ailleurs aisé de montrer que la présidence de la CRE de l'époque, Philippe de Ladoucette, était parfaitement acquise à soutenir l'intérêt catégoriel des opérateurs alternatifs et était profondément opposée à toute mesure de régulation durable du marché. Le tandem Anode et Philippe de Ladoucette a ainsi œuvré pour faire croître le plus possible le tarif réglementé puis tenter de le faire disparaître.

Philippe de Ladoucette, un président de la CRE devenu lobbyiste des opérateurs alternatifs et de l'industrie.

Philippe de Ladoucette a été président de la CRE durant deux mandats de 2006 à 2017. Tout au long de ces onze années, sa présidence n'a cessé d'œuvrer autour des mots d'ordre suivants : faire croître le tarif réglementé, assurer le meilleur devenir possible aux opérateurs alternatifs, présenter comme « ringards » les mécanismes de protection du consommateur, et favoriser l'industrie française plutôt que le consommateur particulier.

Les décisions de la CRE étaient alors « habillées » par un raisonnement technique censé être objectif. Raisonnement technique qui était au demeurant assez opaque et qu'il était difficile de discuter faute d'accès aux données. Les demandes formelles de la CLCV effectuées à la CRE en 2014 ont ainsi essuyé une fin de non-recevoir.

Avant la fin de son mandat Philippe de Ladoucette avait déjà assumé de sortir d'une neutralité technicienne de façade pour opérer à des choix personnels de politique publique qui ne relevaient pas de la compétence de la CRE. Concernant le tarif d'utilisation du réseau (le Turpe soit la part du tarif attribuable au coût du réseau), il a annoncé lors d'une audition devant la

commission d'enquête parlementaire de 2014 sur les coûts de l'électricité qu'il avait décidé d'accorder une forte diminution tarifaire pour les industries électro-intensives.

« Nous avons décidé, dans le cadre du TURPE, de faire bénéficier les électro-intensifs répondant à certaines conditions de nombre d'heures d'utilisation d'une réduction de ce tarif de transport de l'ordre de 50 % »,

Le président de la CRE reconnaissait que sa décision ne reposait sur aucun texte, l'article de presse informe en effet que : « Le président de la CRE a appelé les pouvoirs publics à prendre une décision politique pour "avoir une sécurité juridique". "Il y a une loi en Allemagne qui permet au régulateur de s'appuyer sur du droit, ce qui en France n'existe pas aujourd'hui ».

(Source : Citations tirées de l'article La CRE fait un geste pour les électro-intensifs d'Actu Environnement <https://www.actu-environnement.com/ae/news/cre-reduction-indutriel-tarif-utilisation-reseaux-publics-electricite-21553.php4>)

Il faut comprendre, et la CRE est très vigilante en la matière, que les coûts d'un système doivent être couverts par le tarif. Cela signifie que diminuer de 50 % le tarif pour les industriels électro intensifs amène forcément à accroître le tarif des particuliers. C'est un choix politique qui peut s'entendre (soutenir l'industrie et l'emploi plutôt que le pouvoir d'achat) mais il s'agit d'un choix politique. Philippe de Ladoucette en tant que président d'un organe de régulation indépendant, faisait déjà de la « politique », ce dont il n'avait normalement pas le droit, et sa politique n'était pas favorable au consommateur.

Plus encore dès que son mandat à la CRE eut expiré, Philippe de Ladoucette s'est empressé de complètement enlever son masque. Quelques mois après la fin de ses fonctions, il a ainsi supervisé en 2017, à titre gracieux selon ses déclarations, un livre blanc de plaidoyer de l'association Anode visant à la disparition du tarif réglementé de l'électricité. Sous l'égide de Philippe de Ladoucette le document déroule tous les griefs des opérateurs alternatifs contre ce tarif réglementé. Philippe de Ladoucette déclare pour l'occasion : « à partir du moment où on veut ouvrir un marché, on ne peut faire coexister deux systèmes différents », avec un prix de marché et l'autre réglementé. (BFM - 28 11/2017)

En d'autres termes, Philippe de Ladoucette a pris des décisions chaque année sur le tarif réglementé et sur l'avenir de la libéralisation, tout en ayant clairement pour agenda personnel de faire disparaître ces tarifs.

Cette décision « politique » sur le tarif des industries électro-intensives, contre les particuliers, puis cette participation très assumée à l'activité de plaidoyer d'un syndicat professionnel au lendemain de deux mandats de président de la CRE, et sa parfaite instrumentalisation par ce syndicat professionnel, constituent une entorse rare à la neutralité institutionnelle dans le monde de la régulation publique. Nous avons été surpris de l'absence de réaction de l'État sur cette affaire. Plus encore, elle nuit beaucoup à la crédibilité actuelle de la CRE. Il apparaît en effet que tous les fondements de la régulation qui sont contestés aujourd'hui par nombre d'associations ont été installés sous la présidence de Philippe de Ladoucette dont on ne sait plus très bien s'il était président de la CRE ou lobbyiste des opérateurs alternatifs et des industriels.

V. La rupture de 2019 : la CRE officialise le credo « pour faire vivre la concurrence augmentons les tarifs »

Jusqu'en 2019, les augmentations pouvaient encore facilement se justifier par « la vérité des coûts » d'EDF. La hausse de 2019 a été une rupture profonde pour la CLCV car cette fois la moitié de la hausse était officiellement justifiée non par les coûts d'EDF, mais par le principe de contestabilité et le devenir du fameux « opérateur alternatif moyen ». Il a été alors décidé de faire croître les tarifs pour sauver la concurrence et les opérateurs alternatifs qui, avec la remontée des prix du marché de gros survenue lors de cette période, commençaient à boire le bouillon.

En réalité, il nous semble acquis que le principe de la contestabilité et le souhait de supprimer « les handicaps » des alternatifs avaient déjà été informellement mobilisés par la CRE dans ses précédentes décisions d'augmentations tarifaires. Mais 2019 a été l'année où ce principe de « pour sauver la concurrence augmentons les tarifs » a été pleinement assumé par la CRE et le gouvernement.

Rappelons le cadre de la loi Nome. En plus du principe général de contestabilité, les alternatifs se voient attribuer un droit d'accès plafonné à l'appareil nucléaire d'EDF et ce jusqu'en 2025. D'ici là ils doivent bâtir des capacités de production ou des innovations particulières qui les amèneront à être compétitifs après 2025 sans les mesures d'accompagnement de la loi Nome et que proposait la commission Champsaur.

En définitive, le paysage n'a pas vraiment évolué en quinze ans. Les opérateurs alternatifs n'ont quasiment pas développé de capacité de production (quelques centrales de gaz ou de capacités d'énergie renouvelable. Se référer à la Commission d'enquête de l'assemblée nationale de 2019 pour ces sujets) et comme nous l'avons détaillé dans la première partie I « le design » des offres est resté ce qu'il est.

Plus précisément les opérateurs alternatifs, et les organisateurs de marché groupés, se sont un peu laissés piéger par la période puissante de contre choc pétrolier, survenue entre 2015 et 2018, qui a vu les prix de gros de l'électricité passer en dessous du tarif régulé du nucléaire. Ces opérateurs ont pu être tentés de croire que leur faiblesse structurelle (l'absence de capacité de production compétitive par rapport à EDF) n'en était plus une et que, par le recours au marché de gros, leur mix de production serait même plus compétitif qu'EDF. Cette croyance a pu jouer dans la grande passivité d'investissement sur cette période.

Mais cet événement est resté logiquement exceptionnel et les prix du marché de gros qui suivent beaucoup le prix de l'électricité à base d'énergie fossile, sont revenus au-dessus du nucléaire. C'est à ce moment qu'est intervenue la faille du système institué par la loi Nome. La part de marché des alternatifs ayant cru entre-temps, et le nucléaire ayant retrouvé sa compétitivité usuelle, ces alternatifs ont effectué des demandes de nucléaire qui excédaient le plafond fixé par la loi Nome. La CRE a donc procédé à un rationnement du nucléaire des alternatifs. Elle a estimé que les alternatifs étaient désavantagés par rapport à EDF (leur part de nucléaire dans leur mix était moindre qu'EDF leur créant un surcoût). Au nom de la contestabilité, pour compenser cet « handicap » des alternatifs, la CRE a procédé à une hausse de près de 6 % du tarif réglementé dont près de la moitié s'explique par le facteur précité. Depuis, la situation est devenue récurrente (la dernière hausse de prix, début 2021, comprend une fraction « contestabilité rationnement du nucléaire » pour une part certes plus modeste qu'en 2019).

Il s'agit d'une rupture car pour la première fois la mise en œuvre de la contestabilité aboutit à une hausse du prix de l'électricité importante et déconnectée de la hausse des coûts d'EDF. Cet évènement a donné lieu à de multiples protestations. Dans son avis l'autorité de la concurrence apporte une critique ferme et fondamentale de la décision de la CRE elle déclarait notamment dans son communiqué du 25 mars 2019 :

« Augmenter les TRV et les utiliser pour pallier les limites de l'ARENH conduit à un changement de nature de ces tarifs, qui n'a pas, à la connaissance de l'Autorité, fait à ce jour l'objet d'un débat public transparent et éclairé. Cela a pour conséquence de faire supporter la charge financière aux consommateurs plutôt qu'aux fournisseurs et semblerait donc contraire à la volonté du Parlement de proposer aux consommateurs des tarifs réglementés permettant de leur restituer le bénéfice de la compétitivité du parc nucléaire historique. »

Les associations de consommateurs, CLCV en tête, ont écrit au Président de la République pour lui demander de ne pas suivre l'avis de la CRE puis, faute de réponse, ont saisi le Conseil d'État qui nous a sèchement débouté.

Il est (très) rare que nous critiquions une décision de justice défavorable. En l'espèce nous regrettons et réfutons ce jugement du Conseil d'État. D'une manière générale, et à une exception près (le maintien des tarifs réglementés de l'électricité en 2018) le Conseil d'État a une jurisprudence qui vise à asseoir et légitimer autant que possible l'ouverture du marché. Sur ce cas précis, nous considérons que le juge administratif a souhaité ne pas déstabiliser l'ouverture du marché et s'est raccroché à la production réglementaire, inspirée par la CRE, qui installait cette conception très atypique de la contestabilité.

Il reste que cette situation où le tarif réglementé augmente plus que les coûts est inacceptable pour les consommateurs et fondamentalement malsaine (s'il n'y a plus de vérité des coûts ah quoi bon !). De l'avis de nombreux acteurs la décision de la CRE a rendu le système ubuesque et impopulaire. En outre, et c'est une préoccupation de l'État, elle fragilise considérablement EDF. Cette polémique et la fin programmée des éléments de la loi Nome en 2025 ont amené l'État et la Commission européenne à entamer des pourparlers en 2020 pour envisager une refonte du système.

Partie 3

Sortir par le haut d'un mauvais projet de libéralisation

I. Le projet de réforme de l'Arenh post 2025 et le projet Hercule d'EDF

Dans un même élan, l'État français a mis en débat, au mois de mars 2020, un projet de refonte de l'organisation du nucléaire et les instances dirigeantes d'EDF envisagent un projet de refonte de l'entreprise publique (projet Hercule).

Ces deux projets sont assez indissociables et nous allons nous concentrer sur le premier qui a plus de conséquences directes sur le consommateur.

L'organisation économique du nucléaire de la loi Nome, dans son contexte de contestabilité a fini par provoquer les effets pervers que nous avons décrits. Mais il faut souligner que le temps presse pour les partisans de la libéralisation. À législation constante, passée 2025, les opérateurs alternatifs n'auront plus accès au nucléaire et seront censés trouver d'autres sources d'approvisionnement pour être compétitifs. Il va sans dire qu'ils n'y parviendront pas et que la fin de l'Arenh signifie la faillite pure et simple de la plupart des opérateurs alternatifs. Les partisans de l'ouverture du marché doivent donc proposer, de nouveau, un dispositif qui permettrait, de nouveau, d'espérer que la libéralisation devienne viable.

On peut considérer qu'en gardant l'ouverture du marché les options sont les suivantes :

1. **Prolonger le système en l'état en mettant un plafond d'Arenh à 100 TWH** et en gardant le principe de contestabilité. Dans ce cas la CRE continuera de procéder à de fortes hausses du tarif réglementé selon la (mauvaise) logique développée depuis 2019.
2. **Mettre le nucléaire en partage commun avec tous les opérateurs et le marché de gros européen.** Le gouvernement propose fondamentalement cette seconde solution. Le nucléaire devient une facilité publique qui approvisionne tous les distributeurs au prorata de leur part de marché. En substance, le gouvernement propose de supprimer les deux « taquets » de la loi Nome qui étaient son caractère temporaire (2025 désormais c'est jusqu'à la fin définitive du nucléaire) et son caractère limité. Le projet Hercule découle de cette perspective au sens où le pôle nucléaire devient une facilité essentielle et une entité publique.

Une telle réforme arrêterait les hausses de prix du fait du rationnement et peut donc séduire en première lecture. Mais elle aurait **quatre conséquences notables et néfastes.**

La première est qu'en partageant plus encore sa rente nucléaire EDF verrait ses difficultés financières s'accroître. Il nous semble acquis qu'en compensation le prix de vente du nucléaire sera augmenté de façon considérable et qu'il en sera donc de même pour le tarif que paient les consommateurs. La CRE, qui aura pour charge de proposer une évolution « objective » de ce tarif du nucléaire, ne manquera pas d'avancer un grand nombre d'éléments « objectifs ». Mais fondamentalement le partage du nucléaire fragilisera considérablement EDF et la hausse de ce tarif répondra avant tout à ce facteur.

La seconde est qu'elle grave dans le marbre que la libéralisation du secteur repose sur un producteur (EDF) et des opérateurs virtuels qui gravitent autour. Nous ne pouvons que déplorer le fait que l'on accepte d'une façon définitive une telle misère industrielle et technologique. Par ailleurs, nous pensons qu'en laissant perdurer ce système on laisse aussi perdurer le seul véritable vecteur de vente des alternatifs qui est la pratique commerciale trompeuse et agressive ce qui est un problème évidemment central pour une association de consommateurs mais surtout pour les particuliers eux-mêmes.

Troisièmement, il ne faut pas penser que « le partage du nucléaire » règle complètement la situation de la contestabilité et des hausses du prix afférentes. En effet, les opérateurs alternatifs produisent un vaste inventaire des « handicaps » dont ils sont victimes. Une fois qu'ils auront obtenu un gain de cause définitif sur le nucléaire, et assez unique dans l'histoire industrielle, ils passeront au point suivant sur la liste (et gageons qu'il s'agira des données clients). Faute d'avoir tout le temps satisfaction ils demanderont des hausses de tarif au nom de la contestabilité et nous ne voyons pas comment la CRE pourrait leur refuser.

Quatrièmement, et ce point est plus prospectif, cette proposition du gouvernement vise bien à sauvegarder la concurrence (accès « open bar » sur le nucléaire) tout en ménageant l'intérêt d'EDF (tarif du nucléaire qui flambera). Elle constituerait pour nous un précédent dangereux pour la régulation de la concurrence en général. Il s'agirait de considérer que face à une ouverture qui, passé 15 ans, ne fait pas ses preuves on s'acharne en prolongeant ad vitam aeternam des mesures fondamentalement anticoncurrentielles.

En effet, ce maintien installerait pour de bon un principe complément schizophrène où la survie de la libéralisation repose sur une vaste entente sur le nucléaire (pour résumer : la concurrence repose sur l'entente...).

Nous pensons qu'ouvrir une telle boîte de Pandore pourra avoir des conséquences inattendues et très problématiques dans d'autres dossiers de régulation concurrentielle. Notre responsabilité d'association de défense des consommateurs est de ne pas accepter une telle perspective.

II. La proposition de la CLCV : assumer une bonne fois pour toutes que (pour l'instant) le monopole régulé est préférable à la concurrence

Étape 1 : à partir de 2025, ne pas renouveler le principe de contestabilité et « l'entente sur le nucléaire » (l'Arenh)

Avec sagesse, la loi Nome issue de la commission Champsaur octroyait aux alternatifs un accès au nucléaire pour leur mettre le pied à l'étrier ce qui pouvait s'entendre en 2011 au début de libéralisation. Ce système d'entente sur les quantités et les prix du nucléaire n'avait pas vocation à durer indéfiniment et, dans les termes actuels de la loi, doit s'arrêter en 2025. Plus généralement cette date de 2025 marque la fin de la transition où, 18 ans après la libéralisation, les opérateurs alternatifs sont censés atteindre l'âge adulte et ne plus pouvoir demander sans cesse que le système et le tarif s'ajustent pour les maintenir à flot. 18 ans paraît un bon critère pour définir l'âge adulte et nous demandons de ne pas prolonger les mesures prises au nom de la contestabilité au-delà de 2025. Notamment le tarif régulé n'a pas à être fixé en fonction du devenir de l'opérateur alternatif moyen.

Si des institutions privées (l'ANODE) ou publiques (la Commission européenne) venaient à attaquer la France parce qu'elle ne renouvelle pas ce principe de contestabilité, nous pensons que la Cour de justice de l'Union européenne saura nous donner raison et reconnaître, au contraire, qu'un renouvellement ad vitam aeternam de la contestabilité contrevient aux principes fondamentaux de la concurrence. En effet, 2025 n'est pas 2011. Les mesures d'aménagements de la concurrence prises en début de libéralisation peuvent facilement être considérées 15 ans plus tard comme des mesures contraires au droit de la concurrence. Cette conviction vaut bien sûr pour le domaine le plus concerné par la contestabilité, qui est le système d'entente sur les prix et les quantités organisé autour du nucléaire. Nous demandons donc de laisser la loi NOME en l'état et de ne pas prolonger ce partage du nucléaire après 2025.

Étape 2 : de façon transitoire réguler le quasi-monopole d'EDF

L'arrêt du partage du nucléaire et des mesures de protection des alternatifs dites « de contestabilité » entraînera probablement la sortie du marché de la plupart des alternatifs au moins pour le marché des particuliers. Il ne s'agit en rien d'un retour volontaire à un quasi-monopole. Mais plutôt de constater froidement l'échec du système concurrentiel, plus précisément le fait que ces opérateurs, même après quinze ans de soutien par le partage du nucléaire, ne sont pas parvenus à être réellement compétitifs sur ce secteur.

À titre de gains rapides on peut déjà espérer un très net repli des pratiques commerciales trompeuses et agressives. Nous sortons aussi de la pression tarifaire liée à la contestabilité. Il va sans dire qu'une situation où un opérateur est très dominant nécessite une régulation tarifaire qui sera donc opérée par la CRE. À défaut le juge de la concurrence sera saisi, par la CLCV par exemple, si on estime qu'EDF abuse de sa position dominante (notamment d'un point de vue tarifaire).

Étape 3 : il y aura un jour concurrence... quand il y aura innovation

Plaider pour un retour au monopole n'est en rien une position de principe pour la CLCV. Nous pensons qu'à terme un système concurrentiel peut tout à fait s'installer en France. Mais pour ce faire, il est nécessaire qu'interviennent des innovations qui rendent la concurrence concrètement utile. Ceci est en soi un autre sujet mais le stockage (sous diverses formes), les réseaux décentralisés, des systèmes ou des procédés innovants, etc. constituent autant de champs qui rendraient la concurrence utile.

Fondamentalement, l'entrée d'un concurrent d'EDF sera naturelle, et sans besoin de mesures de contestabilité, si celui-ci propose une innovation importante qui permet d'être bien moins cher ou de pouvoir directement proposer une offre 100 % d'énergie renouvelable, etc. À notre sens, ne pas donner de faveurs particulières aux alternatifs est la meilleure incitation à innover puisque c'est le caractère tangible de l'innovation qui induira alors une entrée sur le marché (et nous le souhaitons vivement !).

Pour autant, il est aussi nécessaire d'inciter à l'innovation. Pour nous, le rôle de la CRE n'est pas d'éviter la faillite des alternatifs mais de réguler le monopole tout en mettant en place des concurrences de projets innovants (par exemple par des appels d'offres pour de l'expérimentation et du déploiement) qui finiront par induire un système concurrentiel utile.

ANNEXES

Annexe 1

L'électricité pas chère en France ? Pas si sûr

Quand on parle de comparaison tarifaire la réponse automatique des pouvoirs publics est de souligner, à raison, la modestie du tarif français relativement aux autres pays européens. Mais cette comparaison est peu intéressante puisque la France est l'un des rares pays du continent à disposer d'une rente de production à bas coût (le nucléaire). Si on sort de l'Europe pour aller en Amérique du Nord on constate que les prix sont bien plus bas ... qu'en France (et il faut noter qu'un nombre important d'États nord-américains ont gardé un monopole régulé). Ci-après deux cartes issues d'un article qui a le mérite de faire une comparaison globale Europe et États-Unis en 2016 (sur chaque pays ou État le chiffre donne le prix moyen de l'électricité en cents de dollar par kwh). Le prix en France est plus élevé que tous les États américains à une exception près. Le débat est bien sûr complexe et il ne s'agit pas de dire que les Américains font mieux que les Européens (les différences de prix s'expliquant entre autres par des différences de fiscalité ou de soutien aux énergies renouvelables). Mais au moins il est important de sortir du seul slogan « l'électricité n'est pas chère en France » car ce n'est pas vrai.

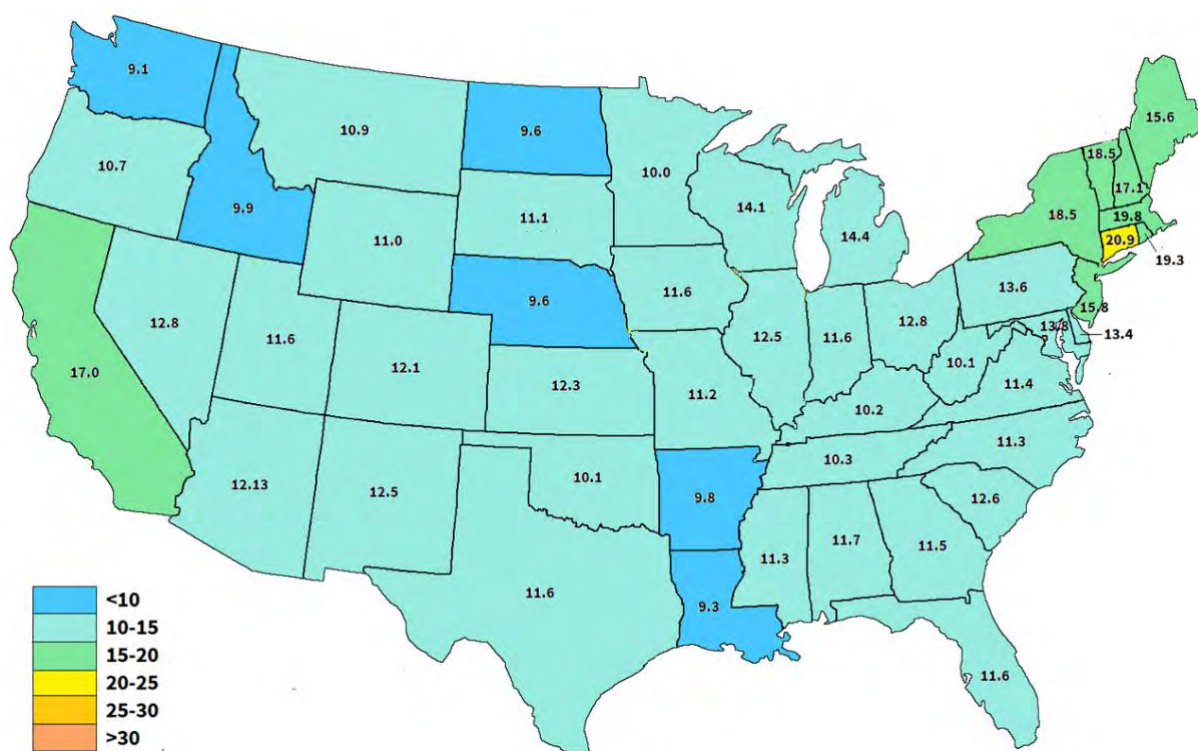


Figure 1: Average retail electricity prices in the US Lower 48 in 2016, US cents/kWh

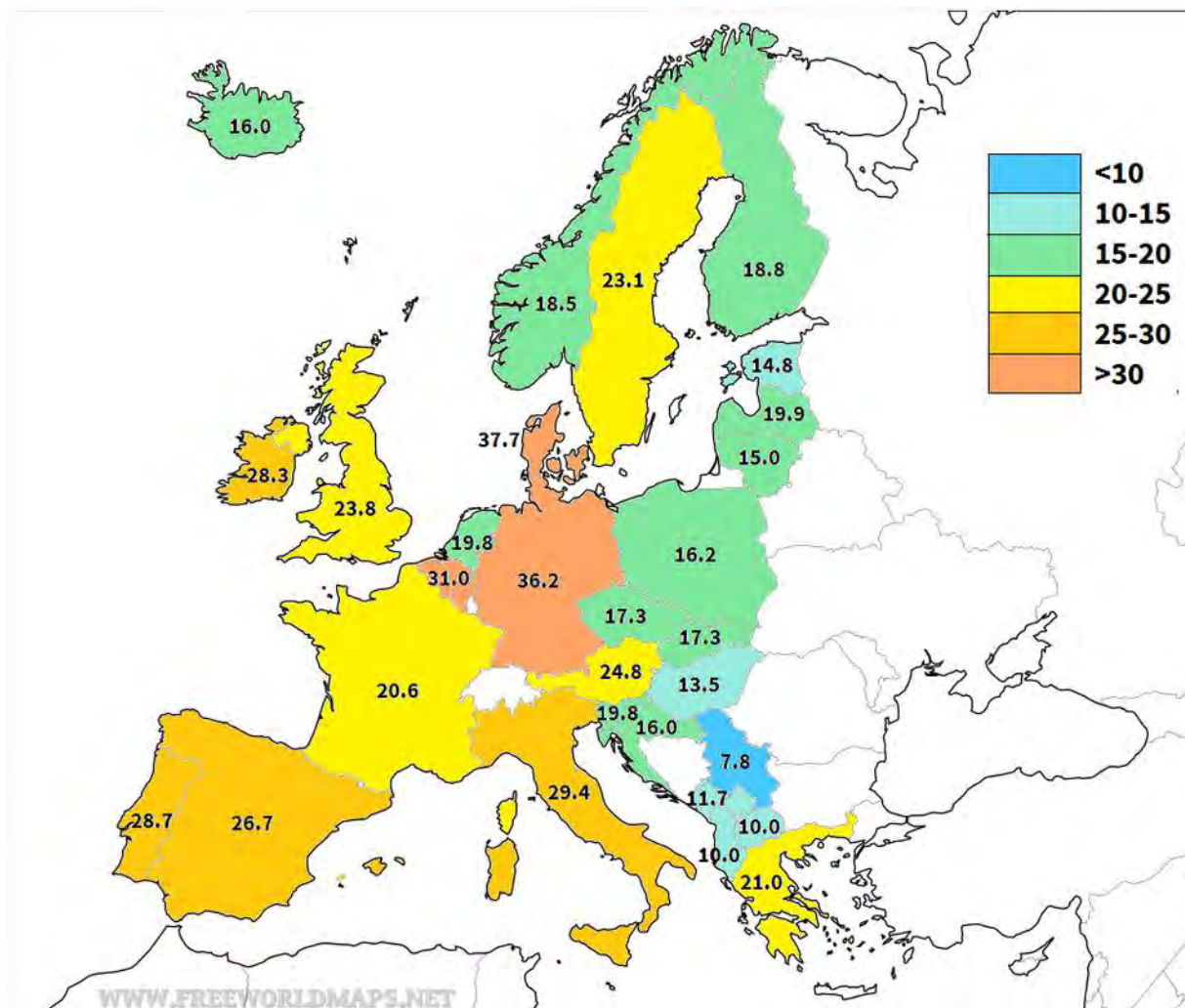


Figure 2: Average retail electricity prices in Europe in 2016, US cents/kWh

Pour les deux graphiques, les sources statistiques de l'article sont Eurostat pour l'Europe et le ministère de l'énergie américain : <https://euanmearns.com/the-causes-of-the-differences-between-european-and-us-residential-electricity-rates/>

Annexe 2

2017, quand les opérateurs alternatifs français glorifiaient la libéralisation du secteur de l'électricité au Texas

En 2017, l'association des opérateurs alternatifs a publié un document de plaidoyer au titre très explicite « *Suppression des tarifs réglementés de vente d'électricité : pertinence et modalités* ». Un des arguments était que le tarif réglementé en France, et l'organisation française du secteur en général, bloquaient l'ouverture. Afin de donner un fondement scientifique à leur propos ils produisaient dans leur document une étude de trois économistes français.

Le plaidoyer indique, en page 82, que « *Les analyses économiques du présent rapport se fondent sur l'étude économique académique réalisée par David Martimort, Jérôme Pouyet et Carine Staropoli figurant ci-après. Cette étude analyse la portée et les limites des tarifs réglementés dans le secteur de l'électricité. Elle est précédée d'un résumé en français* ».

Dans ce document (en anglais donc), les auteurs analysent plusieurs cas de transition vers un marché dérégulé pour montrer que la France était globalement un mauvais élève car pas assez libérale.

Parmi les cas considérés comme bien plus positifs, figurait le Texas. En substance le Texas, qui est probablement l'État américain où le secteur est le plus dérégulé, a mis en place une transition forte et rapide vers une ouverture complète (cf ci-dessous). Le tarif réglementé n'a existé que durant une période transitionnelle de quelques années (il subsiste encore sur une faible partie du territoire) et le tarif régulé transitoire a été fixé pour favoriser autant que possible l'entrée d'alternatifs (c'est-à-dire à un niveau suffisamment élevé). Nous traduisons la dernière phrase du passage :

« Clairement, la dynamique de la concurrence sur le marché de détail au Texas a été facilitée par le niveau des tarifs régulés qui a favorisé les entrées sur le marché ».

Texas is a good illustration of this choice to implement a price control on incumbent supplier to encourage retail's competition. The regulated price was calibrated the following way: the regulator (Public Utility Commission) set a "Price to Beat" that the incumbent had to offer to their consumers, within their respective distribution service areas. This "Price to Beat" was transitional (anticipated to last 5 years from 2002 to 2007). After 3 years or until 40% of residential and small business customers are served by alternative providers, incumbent companies could start to offer a rate lower than this "Price to Beat". This rate was designed to give customers of the incumbent companies a discount (a 6% rate reduction at start of competition) and allow alternative suppliers and new entrants the opportunity to offer low rates and to gain market shares. As a result, more than 70 firms have entered the retail market. The number of offers has been multiplied and switching rates reached almost 40% (Defeuilley, 2009). Clearly, the dynamics of this retail's competition in Texas has been fostered by regulated prices' level which has favored entries.

Quand on voit la situation du Texas aujourd'hui (crise majeure, des factures explosives) il serait bon de savoir si les opérateurs alternatifs français continuent d'assumer ce que leurs experts écrivaient en 2017.

Marché de détail de l'électricité : le far west permanent

SECTEURS ÉCONOMIQUES

PAR FRANÇOIS CARLIER

PUBLIÉ LE 4 MAI 2022

A partir de la fin des années 1990, sous l'impulsion de l'Union européenne, le secteur électrique en France a été progressivement libéralisée afin de passer d'un monopole public à un marché concurrentiel. Trente ans plus tard, cette ouverture à la concurrence se révèle assez singulière. En effet, la filière de production, de transport et de distribution a assez peu évolué ^①. L'essentiel de la libéralisation a donc concerné le segment final du secteur, à savoir la fourniture d'électricité (disons le design de l'offre et la relation client). La présente fiche se concentre sur l'analyse de l'ouverture à la concurrence de ce segment (aussi appelé « marché de détail » de l'électricité) pour les particuliers.

Cette ouverture à la concurrence pour la fourniture d'électricité était bien sûr complexe à mettre en œuvre. L'opérateur historique EDF, bénéficiait, en effet, d'un avantage concurrentiel massif puisqu'il maîtrisait la plus grande part de la production française d'électricité et qu'il fournissait initialement tous les consommateurs. Sous l'angle de l'économie industrielle, on dit que les barrières à l'entrée du marché sont très importantes : les nouvelles entreprises souhaitant entrer sur le marché sont tellement désavantagées qu'il leur est impossible de développer une offre par elles-mêmes.

Dès lors, tous les dispositifs communautaires et nationaux de régulation de cette ouverture à la concurrence ont tourné (et tournent encore) autour des objectifs suivants : permettre l'accès au marché à des entrants potentiels puis assurer leur viabilité économique. Il s'agit en quelque sorte d'assurer un marché de fourniture d'électricité sans aucune barrière à l'entrée sur une durée longue voire sur une durée infinie.

Ce point est très singulier car la plupart des secteurs économiques comptent de fait des barrières à l'entrée (par l'innovation, la détention d'actifs productifs liée aux investissements passés, la créativité commerciale etc.). Vouloir les supprimer par des dispositifs de régulation peut se comprendre sur la période transitoire d'émergence du marché, mais cela se justifie beaucoup moins sur le long terme.

Nous montrerons en effet que cette configuration a produit « un marché Far-West qui émerge en permanence » avec plusieurs dizaines de fournisseurs d'électricité entrant sans différenciation de l'offre. En outre, aucune segmentation tangible n'a pu s'installer, probablement du fait de l'absence de rupture technologique. Il s'avère alors que la concurrence sur le marché mobilise surtout des procédés toxiques.

SOMMAIRE

1. [L'ouverture à la concurrence du marché de l'électricité concerne un segment réduit de la filière](#)
2. [L'absence de compétition tarifaire des offres de marché](#)
3. [Une très faible différenciation hors prix des offres de marché](#)
4. [Faute de différenciation réelle entre les offres de fourniture d'électricité : une différenciation toxique](#)
5. [Conclusion](#)
6. [Annexe - Explications et définitions sur le système électrique](#)

Si vous n'avez pas une connaissance fine du secteur électrique, il est recommandé de lire l'annexe qui permettra de vous éclairer sur des termes tels que marché de gros, fournisseurs alternatifs, fournisseurs historiques.

01

L'ouverture à la concurrence du marché de l'électricité concerne un segment réduit de la filière**A/ LA FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ UNE ACTIVITÉ LIMITÉE ESSENTIELLEMENT À LA FACTURATION ET AU SERVICE CLIENT**

Pour décrire l'ouverture du marché de détail de l'électricité dans une obscure réunion institutionnelle un haut responsable affirmait récemment qu'il s'agissait de permettre « à un particulier de parler à un service clientèle autre que celui d'EDF ».

La présentation est assez juste car rappelons que si l'ouverture du marché induit de nombreux débats et qu'elle implique un gigantesque et fragile échafaudage, elle ne porte en réalité que sur un tout petit segment de la filière. Elle ne concerne (quasiment) pas la production et aucunement le transport et la distribution. N'est donc concernée qu'une version assez réduite de la fourniture à savoir le tarif, le design de l'offre, le service client et la facturation. Nous verrons que pour des raisons structurelles les fournisseurs présentent des tarifs proches en niveau et en design (voir [partie 2 sur l'absence de compétition tarifaire](#)). Il s'avère donc que ce grand chantier d'ouverture du marché de l'électricité concerne pour l'essentiel le service client et la facturation ce qui est en soi fort modeste.

B/ LA FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ N'EST PAS COMPARABLE À L'ACTIVITÉ DES GRANDES SURFACES ALIMENTAIRE

Cela permet d'évacuer une comparaison souvent mobilisée mais complètement fausse : on pourrait distinguer la production de la fourniture d'électricité comme on distinguerait la production et la distribution dans le domaine alimentaire par exemple.

L'allégorie ne tient pas car en électricité les fournisseurs alternatifs ne sont pas distributeurs : ils n'interviennent pas dans le service de distribution d'électricité apporté au consommateur (assurer la mise en service de la ligne, sa continuité, le comptage de la consommation).

La grande surface a pour sa part une valeur ajoutée bien plus considérable qu'un fournisseur alternatif d'électricité : logistique, dispositifs de vente (comprenant des rayons à la coupe par exemple) puis service client, facturation et le tout sur une activité multi produits qui permet une différenciation bien supérieure à une simple fourniture mono ou bi produit (car la fourniture de gaz relève de la même logique).

Enfin, tuons aussi la fausse remarque de bon sens disant que « l'ouverture du marché de l'électricité c'est considérer que l'on n'est pas obligé d'être producteur pour être fournisseur ». Avec 80 fournisseurs (40 pour les particuliers) qui ne sont (quasiment) pas producteurs l'objectif est en tout cas atteint !

Sauf que la problématique n'est pas de laisser prospérer ici ou là des distributeurs non producteurs (en soi cela s'entend) mais le fait d'avoir désormais une structure de filière très particulière : une entreprise très dominante de production (EDF), un monopole public de transport-distribution (RTE et Enedis) puis 80 fournisseurs d'électricité dont 78 ² n'ont quasiment rien à voir avec l'amont.

02

L'absence de compétition tarifaire des offres de marché

Les fournisseurs alternatifs et leurs courtiers emploient couramment l'expression de « stratégie de réplique du tarif réglementé de vente ».

Dans la mesure où une entreprise (EDF et ses filiales) est ultra dominante sur l'essentiel de la filière de production, la détermination du prix de vente dépend très essentiellement de l'évolution de son coût de revient et de sa politique de marge. Afin d'éviter un effet classique de tarification d'un monopole privé ³ (et afin de ne pas trop exposer le consommateur aux fluctuations du marché), il est institué un tarif réglementé de vente.

Les 39 autres fournisseurs (pour les particuliers) n'ayant aucun moyen productif n'ont aucune maîtrise sur le prix de revient. Leur politique en la matière consiste alors :

- à revendiquer un pied d'égalité avec EDF en ayant accès au nucléaire garanti : c'est le fameux accès régulé au nucléaire historique (ARENH) qui oblige EDF à céder à ses concurrents une partie de sa production au prix de 42€ MWh (voir encadré) ;
- quand le prix de gros est inférieur à 42€ MWh à ne surtout pas demander d'approvisionnement à l'ARENH ;

- à se couvrir sur le marché pour avoir un coût assez prévisible pour l'approvisionnement en électricité, ou à ne pas se couvrir pour garder un avantage tarifaire quand les prix de gros sont bas ;
- à gérer d'une façon très optimisée leurs coûts internes (même si cela porte sur un tout petit bout de la filière, c'est ce qui peut permettre un discount tarifaire relativement à EDF)

Comprendre le fonctionnement de l'ARENH et du mécanisme d'écèlement ?

L'ARENH est un dispositif qui oblige EDF à vendre chaque année aux fournisseurs alternatifs jusqu'à 100 TWh de sa production au prix fixe de 42€ MWh, censé représenter les coûts de production du nucléaire historique.

En novembre, les fournisseurs alternatifs formulent leur demande de volumes ARENH pour les douze mois suivants auprès du guichet de la Commission de régulation de l'énergie. Ils se fondent, pour cela, sur la consommation prévisionnelle de leurs clients aux heures de faible consommation (dites « Heures ARENH »).

Si la demande globale excède le plafond de 100 TWh prévue dans la loi (comme c'est le cas depuis 2019), la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) doit alors procéder à l'écèlement des volumes ARENH : après examen de la validité des demandes, elle répartit proportionnellement les 100 TWh disponibles. Par exemple, lors du guichet de novembre 2021 pour l'année de livraison 2022, la CRE a reçu environ 160 TWh de demande ARENH : après écèlement, chaque fournisseur alternatif s'est vu attribuer 62,37% du volume demandé et devra acheter les volumes manquants directement sur le marché de gros.

SOURCE Plus d'informations sur le [site d'EDF](#) ou sur le site [de la CRE](#)

On peut facilement constater que les tarifs pratiqués par ces fournisseurs sont une « variation autour du tarif réglementé »

Le tarif réglementé de vente (TRV) doit normalement correspondre plus ou moins au coût concret de production de la filière électrique française ⁴. Les fournisseurs alternatifs, s'appuyant de facto sur cette filière, ne disposent donc d'aucun autre modèle tarifaire.

La variation « autour » du TRV dépend de deux variables principales :

- le niveau des prix de gros et la couverture des fournisseurs,
- l'accès au nucléaire accordé collectivement à ces fournisseurs.

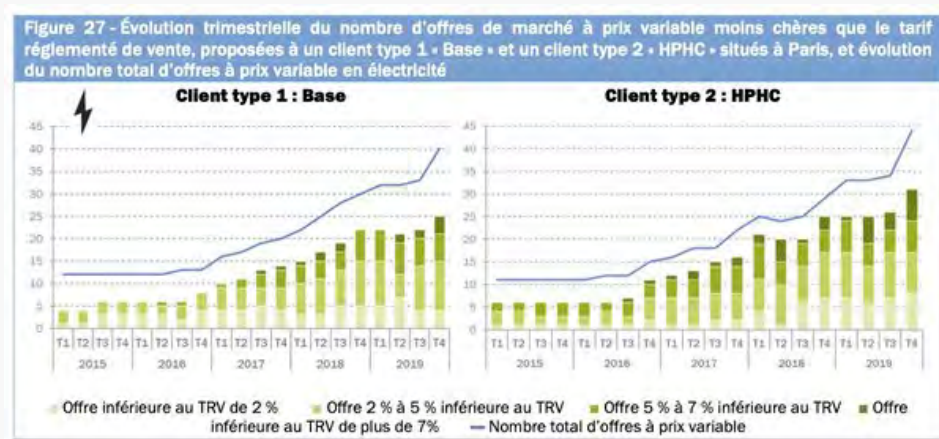
Ce modèle pourrait évoluer si le nucléaire cessait d'être moins cher que les autres sources de production (et notamment les énergies renouvelables). Même dans ce cas de figure, ces fournisseurs sont faiblement producteurs et restent donc tributaires d'un marché de gros dont on a pu mesurer à l'hiver 2021 la très grande volatilité. Il est alors nécessaire de disposer de fortes réserves financières pour être capable de se couvrir.

Si on considère la première variable, les fournisseurs peuvent faire des discounts par rapport au tarif réglementé de vente (de l'ordre de 10 %) quand les prix de gros sont bas et s'ils se couvrent peu. En cas de prix de gros élevés, ils peuvent plus difficilement faire de discount et seront à un prix bien plus élevé que le TRV s'ils sont peu ou mal couverts.

On comprend bien que la stratégie de couverture la plus courante consiste à essayer de « répliquer » le TRV le plus constamment possible ce qui revient à faire le TRV moins un petit discount de l'ordre de - 5 %.

Le graphique ci-dessous de l'observatoire des marchés de la CRE concerne les années 2015-2019, époque où les prix de marché de gros étaient très bas et assez stables. Il s'agit donc des années de très loin les plus propices aux discounts tarifaires. On constate que le gros des offres se situe entre - 0 % et - 7 % du TRV. Il s'agit là typiquement d'un marché « de réplique tarifaire ».

Evolution des offres de fournisseurs alternatifs moins chères que le tarif réglementé de vente 2015-2019



SOURCE [Le fonctionnement des marchés de détail français de l'électricité et du gaz naturel](#) – rapport 2018-2019 – Commission de régulation de l'énergie

A titre de comparaison, nous reproduisons ci-dessous la grille tarifaire de FREE quand il est entré sur le marché de l'accès à internet en 2002.

Le discount était de plus de 40 % et, développé en triple play (téléphone, internet, télévision), il est devenu la norme.

On a là l'exemple d'une ouverture de marché qui crée non « une réplique » mais une compétition tarifaire.

Comparaison des tarifs internet en 2002 en France

	FREE	WANADOO	AOL	TISCALI	CLUB INTERNET
Prix du modem + frais d'ouverture de ligne	0 €	75,72 €	213,90 €	49,50 €	64 €
Prix de l'abonnement par mois (TTC)	29,99 €	45,42 €	44,99 €	45,50 €	42,50 €
Durée d'engagement minimum	Sans	12 mois	12 mois	12 mois	12 mois

SOURCE CLCV

Il faut reconnaître que les fournisseurs alternatifs ont à un moment introduit une différenciation tarifaire (beaucoup plus dans le gaz que dans l'électricité) qui consiste à proposer des prix fixes sur un à trois ans (les durées longues étant dans le gaz).

Cette garantie, qui a pu être protectrice pour certains clients dans la première année de crise du marché de gros, est d'ailleurs liée à une stratégie de couverture marché. Il faut le souligner comme une valeur ajoutée mais en remarquant que ce procédé a eu lieu à l'époque bénie des prix de gros faibles et assez stables.

Rien ne dit que ce « segment de différenciation » survive à la crise démarrée en 2021. Notons d'ailleurs qu'à l'hiver 2021 deux acteurs (de taille certes relative) ⁵ ont remis en cause leur engagement de prix fixe sur le gaz.

03 —

Une très faible différenciation hors prix des offres de marché

L'utilité apportée par la concurrence sur la fourniture pourrait se situer dans la capacité éventuelle des fournisseurs alternatifs ⁶ à proposer des innovations, que l'on assimilera à l'économie de la variété.

L'économie de la variété

L'économie de la variété est une branche de la discipline économique qui étudie le fait qu'une entreprise segmente son offre en différents produits afin de satisfaire les préférences hétérogènes du consommateur. Par exemple, un constructeur automobile qui propose différentes gammes de voitures. Un assureur qui présente différents degrés de couverture du risque et différentes options (avec ou sans forfait lunette, forfait dentaire s'il s'agit d'une assurance maladie).

A. CETTE ÉCONOMIE DE LA VARIÉTÉ N'A PAS SU SE DÉVELOPPER DANS LE DOMAINE DE LA FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ POUR TROIS RAISONS PRINCIPALES.

1. Tout d'abord, dans un système où le tarif de l'électricité était (hors taxes !) l'un des plus bas d'Europe (mais plus haut qu'en Amérique du nord), il aurait probablement fallu une innovation de rupture qui peut seule créer le terrain pour une véritable différenciation (la rupture numérique par exemple a permis le triple play à 29,99 euros avec une box _ voir tableau ci-avant). On ne soulignera jamais à quel point cette absence d'innovation de rupture obère largement les chances d'une dynamique concurrentielle intéressante lors d'une ouverture de marché.
2. Ensuite, le secteur de l'électricité se prête assez peu à de l'économie de la variété car il s'agit d'une consommation essentielle, non récréative. Basiquement, le consommateur attend une livraison d'électricité à un certain niveau de dépense et c'est à peu près tout ⁷. On ne peut y greffer d'usage récréatif, d'affection subjective (le goût d'un produit) ou d'aspects esthétiques (un électron sexy ?), même si certains s'y essaient un peu par les applications clients. Le potentiel de différenciation n'est pas nul, on le verra, mais il est tout de même fort limité.
3. Enfin, la libéralisation a consisté à passer d'un monopole d'État à un modèle visant à mettre l'opérateur historique (assurant la plus grande part de la production et de la fourniture d'électricité) en concurrence avec des opérateurs « virtuels » (puisqu'ils n'avaient aucun lien physique avec la production et devaient donc acheter l'électricité à des producteurs afin de la fournir aux clients finals).

En instituant le système de l'ARENH, la loi NOME de 2010 mettait le pied à l'étrier de ces opérateurs en leur permettant d'avoir accès à l'électricité produite par EDF à un prix garanti. Mais cette loi les enjoignait en parallèle à développer leurs propres moyens de production.

Ils ne l'ont pas fait, considérant qu'ils avaient intérêt à rester branchés le plus possible sur le nucléaire d'EDF et, pour le reste, à se fournir sur le marché de gros. Surtout, alors que l'activité de fournisseur d'électricité consiste principalement à créer une start-up numérique, il est beaucoup plus difficile de s'improviser énergéticien. Ce n'est vraiment pas le même métier et c'est le jour et la nuit en termes de complexité et de prise de risques.

Nombre d'acteurs institutionnels et d'observateurs mainstream du marché tendent à considérer comme très naturel le non investissement de ces fournisseurs dans la production (car la production d'EDF était suffisante pour les besoins de consommation des Français). Ce point de vue théorique mésestime des conséquences pratiques : à partir du moment où vous ne produisez (quasiment) pas d'électricité, que vous n'en transportez pas et que vous n'en distribuez pas, vos marges de manœuvre pour diversifier votre offre sont très faibles. En effet, vous ne vendez ni « votre produit », ni « votre filière d'approvisionnement » ni « votre mode d'acheminement »...

Pris isolément, il est probable qu'aucun de ces facteurs n'entrave de façon très nette les possibilités de différenciation de l'offre. Mais l'accumulation de ces facteurs, qui sont assez structurels, explique assez bien le caractère très frustré de ce marché en termes d'innovation et de différenciation.

Nous allons nous attarder sur les quelques tentatives d'innovations introduites sur le marché, souvent mises en avant par la Commission de régulation de l'énergie comme le signe des bienfaits de cette libéralisation.

B. LES OFFRES D'ÉLECTRICITÉ VERTE : LABELLISATION DE PAPIER POUR OPÉRATEURS (ET ÉLECTRONS) VIRTUELS

Les offres vertes d'électricité se sont développées avec des tarifs proches des offres non vertes

Un coup d'œil au [comparateur du médiateur de l'énergie](#) permet de se faire une idée des offres sur le marché et de mettre en avant un fait singulier : les offres «vertes» prolifèrent. Elles ont toutes des tarifs similaires, eux-mêmes très proches du tarif des offres non vertes qui sont également voisins du tarif réglementé de vente. En fait, le marché compte un très grand nombre d'offres mais qui se rassemblent sous deux catégories (offre non verte / verte ; offre à prix fixe / à prix variable) et peu ou prou au même prix.

On notera d'ailleurs que les offres vertes sont tellement nombreuses et apportent tellement peu de garanties qu'elles continuent de se vendre comme une offre classique, c'est-à-dire en comparant son discount relativement au tarif réglementé (voir image ci-après).

Imagine-t-on un produit bio se vendre de cette manière ? Non car il peut pour sa part mettre en avant une réelle valeur ajoutée.

Capture d'écran du comparateur Selectra sur les offres d'électricité verte (été 2021)

Les offres sont là aussi réalisées en se référant au tarif réglementé de vente



SOURCE [Comparateur Selectra sur les offres vertes](#)

On peut s'étonner d'une si faible différenciation tarifaire entre le vert et le non vert si on constate que sur d'autres marchés le « mark-up » écologique est souvent prononcé (un bon 30 % pour les produits alimentaires bio par exemple). On pourrait en conclure que les énergies renouvelables sont aussi compétitives que le mix électrique classique mais en fait on ne résoudra pas du tout ce débat précis de cette manière.

L'explication est bien plus simple et d'une parfaite logique.

Les offres vertes et non vertes sont au même prix car fondamentalement... on vend à peu près la même chose.

Il existe un système unique de production comprenant environ 70 % de nucléaire, une fraction hydraulique, une fraction d'autres énergies renouvelables et une fraction fossile. La production provient à 80% d'EDF, ex monopole historique. Quelques fournisseurs alternatifs sont également producteurs (principalement Engie et Total Energie). Enfin, il existe aussi quelques

producteurs non fournisseurs (Neoen pour le solaire par exemple).

L'électricité produite est acheminée par un réseau unique ⁸ de transport et de distribution. Au final tout le monde reçoit la même électricité.

Surtout, le développement des offres vertes, par le système des garanties d'origines n'est en rien responsable d'un développement de la production renouvelable.

En définitive, le nombre et la part des marchés des offres vertes ont connu un fort développement en quelques années alors même que la part des ENR dans le mix n'a qu'assez peu progressé.

Offres vertes et garanties d'origines (GO)

Tout producteur d'électricité renouvelable non soutenu par l'État peut obtenir un certificat de garantie d'origine (GO) attestant du volume d'électricité verte injectée sur le réseau et ensuite le vendre sur un marché parallèle à celui de l'électricité. Les offres vertes signifient simplement que le fournisseur d'électricité a acheté des GO correspondant au volume d'électricité vendue (indépendamment du type de producteur à qui il a acheté cette électricité). Certaines offres vertes apportent des garanties supplémentaires (par exemple, l'achat de GO et d'électricité auprès du même producteur).

Quelques précisions :

1/ En dehors de l'autoproduction, rien ne peut garantir au consommateur qu'il s'approvisionne effectivement en électricité verte : les électrons ne sont pas traçables ; les contrats d'achat vente sont décorrélés de la circulation physique des électrons.

2/ Comme le note la CRE, le système des GO « s'applique aux installations existantes, notamment hydrauliques, ce qui ne permet pas d'assurer qu'une offre verte contribue au développement de nouvelles installations de production renouvelable ». Ainsi en 2019, 91,6 % des GO utilisées pour certifier l'origine « verte » de la consommation en France ont été émises par des installations hydrauliques (dont environ 1/3 hors de France). Les offres vertes ne sont donc dans leur majorité qu'un «rebranding» des énergies renouvelables qui existaient déjà.

3/ Les producteurs d'énergies renouvelables dont le financement est soutenu par l'État doivent lui céder les GO qu'ils obtiennent. L'État peut ensuite les mettre aux enchères (les revenus ainsi obtenus abondent le compte d'affectation spéciale transition énergétique du budget).

SOURCE Plus d'informations dans le [dossier sur les offres vertes d'électricité](#) – Rapport 2018-2019 de la CRE sur le marché de détail de l'électricité et du gaz p. 141 et suivantes.

Le développement des offres d'électricité verte soulève donc des réserves importantes.

La première renvoie à la défense de l'intérêt général. Un principe bien établi de la politique écologique est qu'une démarche (offre commerciale, investissement, etc.) peut être considérée comme «verte» si elle induit une additionalité.

L'additionnalité est la caractéristique d'une mesure dont la plus-value écologique vient s'ajouter ou compléter un programme d'actions existant par ailleurs. En France, une mesure compensatoire doit être additionnelle à la fois d'un point de vue écologique, c'est-à-dire qu'elle doit apporter un gain écologique par rapport à l'état initial ; et par rapport aux engagements publics et privés, c'est-à-dire qu'elle doit aller au-delà des actions que l'État, les collectivités ou d'autres maîtres d'ouvrage se sont déjà engagés à mettre en œuvre.

La CRE constate elle-même que le label de l'ADEME, qui doit venir sous peu encadrer ces offres vertes, ne satisfait pas à ces critères. « La CRE considère donc que le label proposé par l'ADEME n'est pas une réponse complète aux enjeux soulevés par les offres vertes. En particulier, les offres labélisées s'appuyant sur des installations bénéficiant de soutiens publics ne permettront pas de plus contribuer au développement des énergies renouvelables en France plus que toute autre offre classique de fourniture. » ⁹

La seconde concerne le respect de la bonne volonté du consommateur qui souscrit ce type d'offre pensant faire un geste « spécifique » pour l'écologie ce qui n'est pas le cas (il consomme de l'électricité comme tout le monde et n'apporte pas de financement additionnel). Il peut même y avoir un effet contreproductif dans la mesure où cet achat d'électricité verte peut laisser penser au consommateur qu'il « a fait sa part » d'un point écologique (ce qui n'est pas le cas) et qu'il n'a donc pas besoin de réaliser des efforts autrement plus cruciaux en termes d'efficacité énergétique.

Ainsi, comme le relevait un producteur solaire en 2019 ¹⁰, environ un quart de ces certificats d'origine correspondent à des productions hydroélectriques norvégiennes, et certaines sont même localisées en Islande, pourtant non raccordée à l'Europe continentale !

C. LA SECONDE DIFFÉRENCIATION NON TARIFAIRE CONCERNE LES OFFRES DE TARIFICATION DE POINTE

Avec le comptage télérelève (connu sous le nom de « Linky »), les fournisseurs peuvent proposer des discriminations tarifaires plus fines que le classique « heures creuses, heures pleines » sur les créneaux horaires, et plus marquées en termes de discount (- 50 % en super heure creuse, - 30 % le week-end). Au moins leur principe est plus viable et moins intrinsèquement trompeur que celui des offres « vertes ».

S'il est trop tôt pour pouvoir tirer un bilan de ces offres dites de pointe, il faut tout de même constater qu'il n'existe pas, à notre connaissance, à l'étranger de développement significatif de ce type d'offres pour les particuliers. L'intérêt de ce type d'offre pour les grands consommateurs professionnels est évident et bien connu ¹¹ mais semble difficilement transposable aux particuliers, les gains financiers pour ces derniers étant trop faibles au regard de la complexité de la mise en place de l'offre.

Plus encore, du point de vue de l'intérêt général, on peut s'interroger quant à la capacité des offres décentralisées de marché à modifier globalement les comportements. En effet, nous faisons ici face à un syndrome d'antisélection bien connu du secteur des assurances. Les consommateurs présentent des profils plus ou moins risqués. Imaginons qu'un professionnel sorte un produit assurantiel offrant un tarif très bas pour un consommateur au profil assurantiel objectivement peu risqué. La sortie de cette offre modifie-t-elle globalement le niveau de risque de la population ou induit-elle seulement une migration de profils peu risqués d'une offre vers une autre ? Très probablement, la seconde option est la plus courante .

Il en va de même pour la tarification de pointe. Pour l'essentiel il est probable qu'elle ne modifie pas la courbe de consommation moyenne (le profil de pointe donc) mais tende plutôt à réallouer simplement les différents profils entre les différentes offres et les différentes offreurs.

D. LA TARIFICATION DYNAMIQUE DE L'ÉLECTRICITÉ : QUAND LE MARCHÉ N'OSE PAS CERTAINES DIFFÉRENCIATIONS LA COMMISSION EUROPÉENNE L'IMPOSE !

L'histoire de l'implantation en Europe de la tarification dynamique est singulière. En soi, la tarification dynamique est un principe intéressant et vertueux.

D'un côté, la demande se concentre trop sur des périodes de pointe ce qui pose des problèmes écologiques, financiers et des risques de coupures.

D'un autre côté, les prix du marché de gros varient considérablement et sont plus élevés en période de pointe.

Le principe de tarification dynamique consiste à indexer le tarif payés par le consommateur sur le prix du marché gros (prix variable donc) ainsi qu'à lui envoyer la grille tarifaire journalière 24 heures avant pour qu'il puisse ajuster sa consommation (on appelle ça « demand response ») ¹².

La tarification dynamique présente des risques importants pour les particuliers

Le principe est vertueux mais il est évidemment adapté à des opérateurs professionnels optimisateurs qui peuvent ajuster le fonctionnement d'une usine à cette grille tarifaire.

Sauf cas très particuliers (qui se résument aux détenteurs de voitures électriques qui peuvent actionner la recharge à l'heure de leur choix), les usagers domestiques disposent de très faibles marges de manœuvre pour ajuster leur consommation journalière. Plus encore, on expose ces particuliers à un risque très prononcé car, pour faire simple, il n'y a pas plus volatil que le marché de gros de l'électricité. En raison d'un incident climatique survenu en février 2021, certains consommateurs texans ayant souscrit ces offres, ont ainsi reçu une facture mensuelle de plusieurs milliers de dollars ¹³.

Le risque est tel que les parties prenantes de la régulation suggèrent de s'inspirer de la réglementation des produits d'épargne post crise financière pour normer la vente de ces offres à tarification dynamique (en gros « attention le tarif dynamique du passé ne préjuge pas du tarif dynamique du futur », « cochez la case pour certifier que vous êtes conscient que tout cela est très risqué » etc.).

La Commission impose au fournisseurs de proposer des offres de tarification dynamique

D'un point de vue plus structurel, on constate facilement qu'une telle variabilité tarifaire est l'exact contrepoint du système français globalement conçu, par l'outil hydro nucléaire, pour faire bénéficier d'un prix stable. On introduit donc la volatilité dans un secteur qui, en France, n'était pas volatil et un risque financier dans un secteur que l'on ne souhaite pas risqué.

Il existait un rare consensus des institutions, des fournisseurs et des associations de consommateur pour considérer que ce type d'offres n'était pas du tout adapté au cas français (et pouvait quelque peu convenir sur quelques pays européens notamment ceux sans chauffage électrique et avec des prix de gros assez stables (comme en Scandinavie par exemple). De fait, le marché français ne proposait pas ce type d'offres aux particuliers car personne ne voulait le faire.

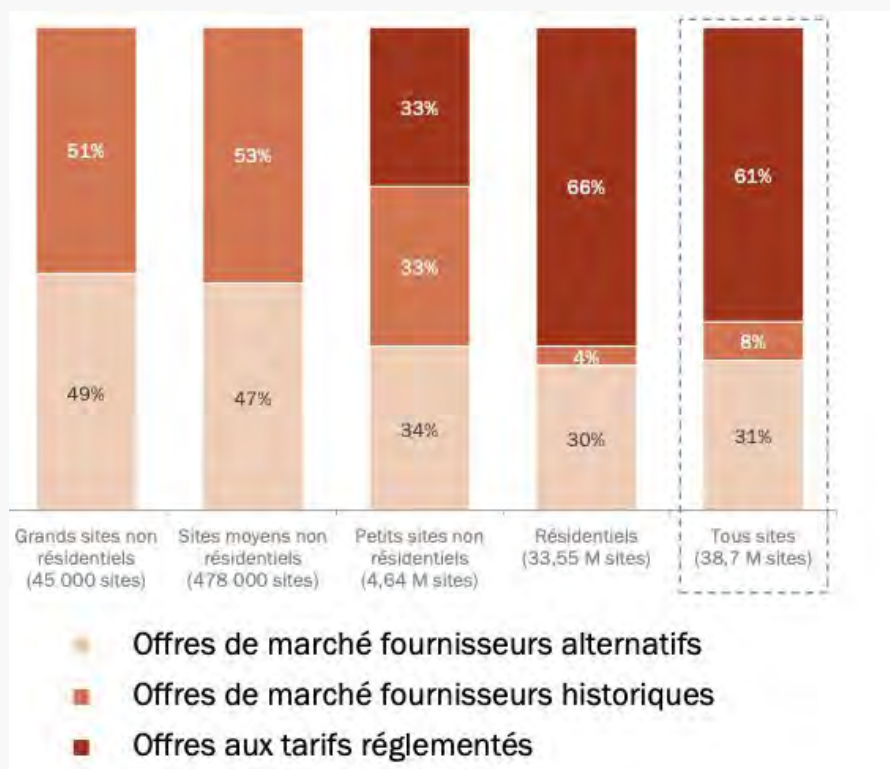
Qu'à cela ne tienne, la Commission européenne dans une récente disposition ¹⁴ a rendu obligatoire le fait d'avoir ce type d'offres pour tout fournisseur d'électricité ayant plus de 200 000 clients. Nous sommes dans un cas très curieux où devant le désintérêt des acteurs du marché face à une configuration de produit le régulateur l'impose.

Dès l'explosion du marché de gros en octobre 2021 les quelques offres existantes ont disparu. La tentative de mettre en avant ces offres a au moins le mérite de montrer à quel point la logique du marché de commodités (avec un marché de gros, etc.) s'applique fort mal à de la fourniture d'électricité pour des particuliers : si on bâtit un système pour être stable, il y a une désutilité à vouloir introduire coûte que coûte de la volatilité. Une telle logique ne fonctionne qu'avec des acteurs étant en capacité d'optimiser leur consommation en permanence et donc d'avoir des spécialistes consacrés à la gestion de cette consommation, ce qui n'est bien sûr pas le cas des ménages.

Elle met aussi en exergue les excès du « market building » et « du market design » qui dans l'électricité ont créé une industrie de l'expertise, de consultants, de workshops et de colloques. A tel point qu'on en est à créer des offres, et le design de marché qui va avec, même quand personne n'en veut afin d'en parler dans les workshops.

A titre de transition, la meilleure démonstration à la fois du peu d'intérêt des consommateurs pour cette ouverture et de la faible différenciation du marché tient au fait que chez les particuliers, EDF a gardé une part de marché de l'ordre de 70 % des sites (très largement au tarif réglementé).

Répartition des sites de consommation d'électricité par type d'offre au 30 juin 2021



SOURCE [Observatoire des marchés de détail du 2e trimestre 2021](#) (p.10) – Commission de régulation de l'énergie (CRE)

Une telle prédominance, après 15 ans d'ouverture et 5 années de prix de gros très bas (donc un terrain très propice, n'est pas tant flatteur pour d'EDF qu'illustratif d'un marché qui peine à proposer une valeur ajoutée.

04

Faute de différenciation réelle entre les offres d'électricité : une différenciation toxique

Ce que nous décrivons dans cette partie a une origine très claire :

- 40 fournisseurs pour les particuliers tous sur la ligne de départ ;
- un cadre de régulation construit pour que tout le monde soit à armes égales autant que possible ;
- l'absence de potentiel tangible de différenciation.

Dans ce cadre, pour gagner en part de marché il ne reste plus qu'à avoir recours à des pratiques assez sauvages ou à prendre des risques. Si tous les opérateurs n'y ont pas recours, ces pratiques sont trop répandues dans le secteur. En fait elles répondent au séquençage suivant :

- quand les prix du marché de gros sont bas (période « go go years ») on harcèle et on trompe le consommateur ;
- quand les prix de gros sont hauts et/ou volatils les fournisseurs qui étaient mal couverts rompent ou tordent les contrats pour monter les prix ;

A. EN PÉRIODE DE PRIX DE GROS BAS : LE HARCÈLEMENT OU LA TROMPERIE DU CONSOMMATEUR

Le secteur libéralisé de la fourniture de l'énergie subit un syndrome que connaissent bien les associations de consommateurs : quand il n'existe pas ou peu de différenciation « tangible », cette dernière se reporte sur des aspects trompeurs ou sur des pratiques commerciales agressives.

Il convient de s'arrêter sur ce que revêt concrètement ce démarchage. Dans bien des cas, il repose sur deux leviers :

- une intimidation souvent de nature physique pour forcer à la souscription : notamment par des démarcheurs jeunes adultes qui intimident des personnes âgées ;
- le recours à la tromperie et la plupart du temps d'une manière particulièrement vile.

Le démarchage agressif en porte à porte concerne particulièrement l'énergie pour les raisons évoquées (peu de différenciation tangible) mais aussi parce qu'en la matière le démarcheur cherche à récupérer par ruse des données du client (factures, RIB, coordonnées du compteur) pour effectuer une souscription forcée. Il prend donc une dimension plus physique et plus malicieuse que d'autres démarchages mobilisant de la simple relance téléphonique.

Exemple type de démarchage agressif et trompeur

En décembre 2019, Monsieur D a remarqué en rentrant chez lui deux hommes qui sonnaient à sa porte. Après leur avoir indiqué qu'il était locataire de l'appartement, un troisième homme l'a abordé en lui montrant une carte professionnelle. Il lui a indiqué qu'il était mandaté par une société qui acheminait du gaz et de l'électricité. Il lui a ensuite expliqué que les fournisseurs devaient appliquer une réduction sur la contribution tarifaire d'acheminement (CTA). Ils étaient là pour vérifier auprès des consommateurs que cette réduction était bien appliquée par leur fournisseur. Pour prouver cette charge, le démarcheur a montré à Monsieur D des factures qui lui avaient déjà été transmises. Monsieur D content de faire également baisser sa facture lui a transmis par SMS ses factures, ne voyant pas ce qui pouvait être fait sans son consentement. Quelques semaines plus tard il a eu la mauvaise surprise de recevoir un courrier de bienvenue chez un nouveau fournisseur lui indiquant qu'il recevrait sa facture le mois suivant. Monsieur D a alors contacté son fournisseur qui lui a confirmé que ses contrats avaient été résiliés. Il n'avait pourtant donné aucun accord.

SOURCE Témoignage de démarchage abusif reçu par la CLCV (cité dans le dossier de presse – [Plaidoyer pour un retour au monopole sur le marché de détail de l'électricité](#), 2021)

Dans la mesure où les consommateurs peuvent revenir à leur opérateur d'origine sans frais, l'enjeu est moins financier que lié, nous pesons nos mots, au traumatisme que provoque ce type de démarchage. Les démarchés ont tout simplement été trompés et/ou intimidés à leur domicile et ils en sont marqués.

Un des traits de ce démarchage agressif est sa constance au cours du temps dans le secteur de l'électricité. En effet, s'il existe dans d'autres domaines, on constate que le démarchage agressif se fait par vagues à des moments particuliers propres au secteur. Il s'agit par exemple de l'ouverture première d'un marché et du développement des premières offres (par exemple, les abonnements triple play dans le secteur des télécoms au milieu des années 2000) ou d'une évolution du contexte (par exemple, lorsque l'État accorde un crédit d'impôt pour tel ou tel type de travaux). Assez souvent, l'agressivité tend à se réduire passée cette vague, sous l'effet conjugué des actions des associations de consommateurs, de la répression des fraudes et parce que le marché arrive à maturité.

Cet effet de cycle ne semble pas s'appliquer aux opérateurs du secteur de l'énergie. Malgré de nombreuses condamnations en justice et les critiques récurrentes des parties prenantes, celui-ci persiste (seule la composante en porte à porte a forcément diminué lors de la crise sanitaire du fait de la distanciation sociale). Il existe ici un effet de « faute lucrative » : malgré diverses amendes, condamnation et mauvaise publicité, le recours à ce type de pratique perdure car il reste rentable.

Pour conclure sur ce point, insistons sur le fait que ce secteur, même s'il figure en bonne place, n'est pas celui qui connaît le plus de litiges. En effet, fondamentalement la fourniture d'électricité ne se prête pas à un fort taux de litiges. On comprend facilement la forte conflictualité dans les travaux dans le logement (désaccord sur la qualité des travaux), les rapports entre bailleurs et locataires (le fameux dépôt de garantie et l'état des lieux de sortie) ou l'assurance (le moment du sinistre où est faite

une demande une prise charge). Pour tout un tas de raisons bien cernées par la science économique (aléa moral, incertitude non réductible par l'expérience, contrats incomplets, etc.) ces prestations auront toujours une forte conflictualité. Rien de tel dans l'électricité qui est un secteur très « père tranquille » : on branche, on compte, on facture.

Le fait est que l'ouverture du marché a créé une conflictualité et une toxicité qui n'existaient pas avant et qui n'avaient pas lieu d'exister.

B. EN PÉRIODE DE CRISE DU MARCHÉ DE GROS : LA « RÉPLIQUE DU TRV » CASSE

La deuxième configuration renvoie à la période de flambée des prix de marché de gros que connaît l'Europe depuis l'hiver 2021-2022. Le caractère virtuel de la concurrence s'exprime alors d'une autre manière.

On aurait pu s'attendre à ce que des fournisseurs non producteurs d'électricité se prémunissent contre la variabilité du marché de gros (en générale par la couverture voir encadré) et que le régulateur soit vigilant sur ce point.

Malheureusement, les différentes réactions des fournisseurs alternatifs à l'envolée des prix de gros fin 2021 ont permis de constater qu'il n'en était rien : fermeture subite début octobre 2021 de toute nouvelle souscription ; et/ou augmentation brutale de leur prix (de 20 ou 30 % souvent) ; et/ou passage d'offres indexées sur le TRV à une indexation sur le marché de gros ; voire sortie du marché de l'électricité ou faillite.

Toutes ces réactions additionnées représentent la majorité des fournisseurs alternatifs (Total et Engie, les deux plus gros alternatifs, faisant cependant exception) et dénotent probablement dans la plupart des cas d'une couverture plus ou moins imparfaite. Pour résumer, ne rien produire et ne pas être couvert témoigne d'un positionnement très virtuel et aussi très spéculatif. Il est assez peu croyable qu'aucun principe prudentiel n'ait pas été prévu ou concrètement appliqué par le régulateur.

L'absence de couverture de marché : une faille de la régulation

L'électricité est un secteur de « matière première », désormais adossé à un marché de gros comme le gaz, le pétrole ou les céréales. Les fournisseurs producteurs peuvent être peu dépendants de ce marché car ils peuvent compter sur leur propre approvisionnement. Mais les fournisseurs ne produisant rien sont très exposés à ce marché. Comme toujours pour les matières premières, les marchés de gros sont cycliques et très volatiles. Cette volatilité est même spécifiquement importante pour le gaz et l'électricité. Dans le dernier cas, cela s'explique notamment par le fait que l'électricité ne se stockant pas l'équilibre en temps réel (heure par heure) donne parfois des prix très étonnants.

Dans ce contexte, les fournisseurs doivent normalement se prémunir de la volatilité en achetant à l'avance les volumes qu'ils estiment devoir offrir dans le futur. Ils vont donc acheter un an parfois deux ans à l'avance sur les marchés à termes dédiés. S'il ne le font pas, ils prennent le risque de connaître une hausse explosive de leur coût d'approvisionnement. C'est notamment problématique s'ils ont vendu des offres à prix fixes ou indexés sur la tarification réglementée (ce qui est souvent le cas)

Il n'existe aucune règle en la matière : le ministère de l'écologie qui attribue les licences d'exploitation aux fournisseurs d'énergie ne demande aucune couverture minimale pour opérer.

Lors du début de la crise de l'énergie, nombre de fournisseurs ont cessé de prendre des nouveaux clients durant plusieurs mois (ce qui est un fait rare dans l'histoire économique) et d'autres ont opéré de très brusques hausses de prix, probablement du fait d'une faible couverture marché.

05

Conclusion

Un marché caractérisé par la volonté d'éradiquer les barrières à l'entrée

S'agissant d'un secteur qui correspond assez bien aux caractéristiques d'un monopole naturel, l'ouverture de la fourniture d'électricité à la concurrence a nécessité une politique très active d'éradication des barrières à l'entrée.

Aujourd'hui, tout fournisseur peut acheter la production nucléaire d'EDF pour un prix garanti permettant de répliquer le tarif réglementé de vente (moins 5 %) ; tout fournisseur peut accéder à des garanties d'origines pour proposer de l'électricité verte ; enfin, en termes de couverture de marché, aucune garanties prudentielles n'est exigé.

En réalité, l'absence de barrière finit par être tout simplement contreproductive car elle favorise une forme de concurrence à la fois très artificielle et toxique. En définitive, lever une barrière à l'entrée c'est le témoignage du talent, d'une idée, d'une innovation (technologique ou autre) qui change véritablement quelque chose au marché.

Cela ne signifie pas nécessairement qu'EDF doit recevoir une prime pour une quelconque supériorité qui est très discutable mais juste qu'il ne faut pas vouloir maintenir une concurrence simplement parce que l'objectif est... de faire vivre le principe de concurrence. Eradiquer constamment les barrières pour éviter que le château de cartes ne s'effondre revient donc à perpétuer un château de carte où la valeur ajoutée est peu présente et recèle de nombreux effets pervers.

Disons que l'on reproduit en permanence les premières années « Far-West » d'un secteur qui ne se consolide jamais, et se manifeste par la poursuite ad vitam eternam de 40 fournisseurs pour les particuliers (peut être 20 à la fin d'une crise du marché de gros mais peu importe) « tous sur la même ligne » sans différenciation et qui donc ne peuvent compter que sur des pratiques toxiques ou risquées pour percer.

Il faudra d'ailleurs comprendre plus finement pourquoi le secteur des télécoms a globalement réussi (au moins d'un point de vue consommériste) là où le secteur de l'électricité a échoué. Il y a 4 opérateurs dominants qui ont progressivement (mais dès le départ en fait) investi dans le réseau et la multitude d'opérateurs virtuels entré sur le marché dans les années 2000 est en déclin (leur part de marché était de 8,9 % en 2021 selon l'observatoire de marché du régulateur). Les entrants ont dans ce cadre réellement bousculé le modèle tarifaire de l'opérateur historique. C'est la concurrence qui a fait émerger des innovations tel que le triple play ou la box. De plus, la régulation du marché a probablement été plus pragmatique que dans l'énergie. Ainsi, dans le mobile, il a suffi d'attribuer une (et une seule) licence supplémentaire à un opérateur pour installer une concurrence mais en lui demandant un investissement dans le réseau.

Une régulation marquée par la volonté de garder le marché « contestable »

Selon la théorie économique un marché est contestable si à tout moment il est possible d'y entrer sans surcout. Dans le domaine de l'énergie cette notion a été appliquée d'une façon très extensive en considérant que l'ensemble des fournisseurs devait être compétitif relativement au fournisseur historique. La régulation du secteur est guidée avant tout par cet objectif.

Dans l'énergie, le cadre communautaire, et l'activisme de la Commission, oblige à déployer une armada de dispositifs pro ouverture pour garder le marché « contestable », ce qui revient à éradiquer toute barrière, et sans demander aucun engagement concret particulier. Les régulateurs et l'Etat ont probablement aussi loupé le coche quand ils ont peu considéré l'obligation pour les alternatifs de développer de la production (que la Loi NOME exposait un peu vaguement).

Le seul résultat fut de créer une multitude de « want to be mini amazon de l'électricité » dont le but final était de se faire racheter par Total (Lampiris, Direct Energie) ou un fonds d'investissement (Powéo).

Cette situation témoigne d'un désintérêt des institutions pour le marché de détail

On peut contester cette analyse. Mais un élément prégnant du parti pris des institutions européennes et françaises de l'énergie est leur désintérêt pour le marché de détail (qui serait moins noble que les grands marchés de gros ou les grands équilibres énergétiques). Alors même que la grande libéralisation historique de l'électricité est avant tout une ouverture du marché de détail, ces institutions s'intéressent aux répercussions en amont de la filière mais ne s'intéressent que peu à la structuration de l'aval. Elle supposent en fait, pour reprendre le propos introductif que si 1°) « un particulier peut parler à un service clientèle autre que celui d'EDF », et que 2°) ils sont de plus en plus nombreux à faire ça, et bien l'objectif de l'ouverture du marché de détail est atteint.

Il serait temps qu'elles regardent plus sérieusement et d'une manière moins dogmatique le dossier.

06

Annexe - Explications et définitions sur le système électrique

Les quelques éléments descriptifs suivants permettront de mieux comprendre le reste de la présentation et de maîtriser les éléments de vocabulaire nécessaires

A. LE CIRCUIT PHYSIQUE DE L'ÉLECTRICITÉ

Le système électrique est composé d'un ensemble de centrales de production ainsi que d'un réseau interconnecté à l'échelle européenne, qui achemine automatiquement et en temps réel l'électricité jusqu'aux consommateurs. Les principaux acteurs du système électrique dans sa dimension physique sont les producteurs et les gestionnaires de réseau.

La production d'électricité française s'est élevée à 523 TWh en 2021.

Elle est dominée par les centrales nucléaires (69% du total). Puis dans l'ordre : les centrales hydroélectriques (12%), les autres énergies renouvelables (12% - éoliennes, photovoltaïque, thermique renouvelable) et les centrales thermiques fossiles (7% principalement du gaz) ¹⁵.

EDF réalise près de 80% de la production annuelle ¹⁶ d'électricité française, puis vient Engie ¹⁷ et ensuite de nombreux plus petits producteurs principalement dans les énergies renouvelables.

La production d'électricité française alimente non seulement le territoire nationale mais également les pays voisins via les exportations rendues possibles par les interconnexions entre les réseaux de transport nationaux. Inversement, quand la production française est insuffisante les producteurs des pays voisins peuvent alimenter la consommation nationale. Au total, le solde des échanges est positif pour la France (qui a exporté 87 TWh et importé 44 TWh en 2021).

Les réseaux électriques permettent d'acheminer l'électricité des lieux de production jusqu'aux consommateurs finals (ménages, entreprises, administrations publiques etc.)

Le réseau de transport d'électricité (lignes Haute et Très Haute Tension) achemine l'électricité des centrales de production vers les grandes zones de consommation. Le réseau français est lié au réseau de transport d'électricité d'autres pays européens via des interconnexions qui permettent d'exporter la production française quand elle est supérieure à la demande nationale (et que d'autres pays en ont besoins) et inversement.

Les réseaux de distribution (lignes Moyenne et Basse Tension) prennent, au niveau local, le relais du réseau de transport pour alimenter chaque quartier, chaque rue, chaque bâtiment et finalement chaque consommateur ¹⁸.

Les gestionnaires de réseau, des acteurs fondamentaux du système électrique

[RTE](#) est propriétaire du réseau de transport d'électricité français. En 2021, il exploitait ainsi un réseau long de 105 970 km de lignes, près de 5000 postes électriques de répartition et de transformation et une cinquantaine d'interconnexions avec pays européens. En plus d'entretenir et développer ce réseau, RTE est responsable de l'équilibre du système électrique et de la sécurité d'approvisionnement. En effet, à chaque instant, l'ensemble de la production injectée sur le réseau par les différents producteurs doit être égale aux consommations soutirées par les usagers sur ce réseau. En cas de déséquilibre même minime, c'est le black-out.

Les collectivités locales sont propriétaires du réseau de distribution d'électricité sur leur territoire. Elles en ont délégué la gestion à [ENEDIS](#) pour 95% du territoire français. Les 5% restants sont gérés par environ 150 entreprises locales de distribution ([ELD](#)). Au-delà, de l'exploitation et de l'entretien du réseau existant, le gestionnaire d'un réseau de distribution effectue le raccordement de tout nouveau consommateur, réalise les dépannages, relève le compteur électrique. Bref il assure le suivi de la relation client pour tout ce qui a trait à la distribution physique de l'électricité.

B. LE CIRCUIT FINANCIER DE L'ÉLECTRICITÉ

Le marché de détail de l'électricité : l'ensemble des contrats conclus entre les consommateurs finals (ménages, entreprises, administrations, etc.) et leur fournisseur d'électricité.

En effet, les consommateurs n'achètent pas leur électricité directement aux producteurs mais à des intermédiaire appelés fournisseurs d'électricités. Il en existe aujourd'hui environ 80 en France dont la moitié pour les consommateurs particuliers. Ils ont pour rôle de proposer des contrats de vente d'électricité aux consommateurs : concevoir une offre, démarcher les clients, conclure les contrats, facturer les clients et acheter de l'électricité sur le marché de gros (voir ci-après).

On distingue les **fournisseurs historiques**, qui existaient avant l'ouverture à la concurrence (EDF et certains des [ELD](#)) et les **fournisseurs alternatifs**, c'est-à-dire les entreprises créées après l'ouverture à la concurrence.

Tous les fournisseurs alternatifs peuvent proposer aux consommateurs des offres de marché (les différentes offres existantes sont détaillées dans les parties 2 et 3). Les fournisseurs historiques peuvent en plus proposer aux clients particuliers et aux microentreprises les tarifs réglementés de vente. Ces tarifs qui étaient la seule offre disponible avant l'ouverture des marchés sont fixés par la Commission de Régulation de l'Énergie et validés par le gouvernement.

Les fournisseurs s'approvisionnement en électricité sur le marché de gros

Une fois que les fournisseurs ont des clients, ils doivent s'approvisionner en électricité. En effet, quand un fournisseur est également producteur, comme EDF, il peut vendre directement sa production à ses clients. Mais ce n'est pas le cas de la grande majorité des fournisseurs alternatifs qui doivent donc acheter de l'électricité aux producteurs sur le marché de gros de l'électricité.

Le marché de gros

C'est la bourse d'échanges entre professionnels de l'électricité. Il s'agit en particulier des producteurs et des fournisseurs d'électricité mais on y trouve aussi de nombreux autres acteurs tels les gestionnaires de réseaux, les responsables d'équilibre, les grands clients industriels voire des traders sans lien réel avec la production ou la fourniture.

Les prix de gros recouvrent différents types de prix en fonction de l'échéance entre l'achat et le jour de livraison de l'électricité. Il est en effet possible d'acheter de l'électricité pour le lendemain (prix spot) ou alors pour une livraison sur le plus long terme entre 1 mois et 3 ans après l'achat (prix à terme).

SOURCE Plus d'information sur le marché de gros et sur la formation des prix sur ce marché voir [notre fiche sur le secteur électrique](#)

Les fournisseurs peuvent se « couvrir » sur le marché de gros.

D'un côté, les fournisseurs concluent des contrats avec les consommateurs dans lequel ils s'engagent à fournir de l'électricité pour un prix fixé à l'avance et pouvant évoluer dans des proportions modérées. De l'autre il s'approvisionnent sur le marché de gros qui est lui très volatile (comme l'ont montré les prix de l'hiver 2021-2022).

Une politique prudente pour un fournisseur consiste donc à se couvrir c'est-à-dire à acheter de l'électricité à terme à un moment où les prix sont bas afin de se prémunir contre une augmentation trop importante des cours.

C. PAS DE CORRESPONDANCE ENTRE LE CIRCUIT PHYSIQUE ET FINANCIER DE L'ÉLECTRICITÉ

Il est important de comprendre que les achats d'électricité ne correspondent pas à une livraison physique traçable. Les réseaux de transport et de distribution répartissent l'ensemble des productions entre tous les consommateurs selon des lois physiques sans qu'il soit possible d'aiguiller telle production vers tel consommateur : les contrats d'achat-vente sont sans influence sur ces

lois physiques. Si je suis fournisseur et que j'achète de l'électricité au producteur X pour fournir mes clients situés en Bretagne, cela ne veut absolument pas dire que l'électricité produite par X alimentera mes clients. Cela signifie seulement que j'ai acheté un volume d'électricité injectée dans le réseau égal à celui que mes clients ont soutiré.

Notes

- 1 Le réseau de transport et de distribution sont restés des monopoles publics. La production d'électricité est toujours très largement dominée par l'ancien monopole historique EDF. Avec l'ouverture à la concurrence, cette entreprise a cependant été privatisée, une partie de ses centrales hydroélectriques ont été cédées à la compagnie nationale du Rhône (aujourd'hui détenue par ENGIE), et de nouveaux producteurs sont apparus en particulier dans le domaine des énergies renouvelables. Plus d'information dans notre [fiche sur le secteur électrique](#).
^ Retour
- 2 Les deux fournisseurs qui ont également une activité de production importante sont EDF et Engie.
^ Retour
- 3 Une entreprise en situation de monopole peut chercher à augmenter démesurément sa marge aux dépens des consommateurs.
^ Retour
- 4 C'était effectivement le cas initialement mais les dernières évolutions ont cherché à intégrer de plus en plus les prix de marché dans les TRV. Voir fiche sur [le secteur électrique](#)
^ Retour
- 5 Il s'agit d'Ipango et de C discount
^ Retour
- 6 Les fournisseurs alternatifs sont les fournisseurs apparus après l'ouverture du marché à la concurrence. Ceux qui existaient avant sont les fournisseurs historiques (principalement EDF et les [ELD](#) - entreprises locales de distribution).
^ Retour
- 7 Il peut également attendre un peu d'information pour maîtriser sa consommation, information qui peut être apportée par le fournisseur ou par un autre acteur (le distributeur, un acteur spécialisé).
^ Retour
- 8 Il n'y aurait en effet aucun intérêt (technique, économique, écologique) à doubler les réseaux.
^ Retour
- 9 [Rapport 2018-2019 de la CRE sur le marché de détail de l'électricité et du gaz](#) (p8)
^ Retour
- 10 Tribune d'Antoine Nogier, président de Sun'R, dans Le Echos, 10/04/2019 : « [Electricité verte : des garanties d'origine qui ne garantissent rien](#) ».
^ Retour
- 11 Une entreprise industrielle électro-intensive accepte de s'effacer (arrêter sa consommation d'électricité) à un moment de grande pointe en échange d'une rétribution financière avantageuse par le système électrique.
^ Retour
- 12 Voir des explications sur les offres à Tarification dynamique sur le [site du médiateur de l'énergie](#)
^ Retour
- 13 Voir l'article [What's behind \\$15,000 electricity bills in Texas?](#) The Conversation, Février 2021
^ Retour
- 14 Il s'agit de l'article 11 de la [Directive \(UE\) 2019/944 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE](#)
^ Retour
- 15 Source – [Bilan RTE 2021](#)
^ Retour
- 16 Voir les données sur la production d'électricité d'EDF sur le site [opendata.edf.fr](#)
^ Retour
- 17 Second parc hydroélectrique, premier producteur solaire et éolien, quelques centrales thermiques fossiles.
^ Retour
- 18 A noter que certains gros consommateurs industriels (dits « électro-intensifs ») sont directement connectés au réseau de transport sans passer par le réseau de distribution.
^ Retour

EXTRAIT

Livre blanc de la FNCCR

20 octobre 2011

QUEL MODE DE GESTION POUR
LES SERVICES PUBLICS LOCAUX
DE L'ÉLECTRICITÉ ?



Le livre blanc de la FNCCR

C. PRÉSERVER LES SERVICES PUBLICS LOCAUX DE FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ

L'ouverture à la concurrence de la gestion des réseaux de distribution conduirait presque inmanquablement au découplage entre les services publics locaux d'acheminement et ceux de fourniture. Or, ceux-ci relèvent actuellement des mêmes concessions de distribution. Mais il serait impossible de continuer à lier leur sort dès lors que l'un de ces services publics relèverait de la concurrence et que l'autre serait maintenu dans le champ du monopole.

I. L'électricité, un produit « atypique »

a. Un bien de première nécessité distribué en réseau....

Comme l'eau, l'électricité est un bien de première nécessité distribué par un réseau unique dont les consommateurs sont des « clients captifs ». La bonne distribution de l'électricité est un enjeu pour l'ordre public local dont le maire est, juridiquement, et même spontanément, le garant. Cet impératif de continuité de l'alimentation en électricité conduit à caler la sécurisation du système électrique, non sur les situations normales d'exploitation, mais bien sur la capacité de traitement des situations dégradées et des circonstances de crise (telles que les tempêtes de décembre 1999 ou de janvier 2009). Or, dans de telles situations, ce sont les autorités locales (préfet, maire, président d'intercommunalité) qui sont sollicitées en premier lieu pour gérer la crise.

Formation des travailleurs sociaux

Dans la Loire (Syndicat d'énergie de la Loire), le Calvados (SDEC Energie), ou en Ile-de-France (Syndicat intercommunal de la périphérie de Paris pour l'électricité et les réseaux de communication), les AOD organisent des sessions de formation sur le thème de l'énergie, à l'intention des travailleurs sociaux et des associations de consommateurs. Outre les aspects curatifs (FSL, tarifs sociaux), il s'agit de favoriser une logique préventive, notamment par l'appréhension des enjeux de précarité énergétique et la connaissance des outils permettant de mieux gérer sa facture. Dans l'Aube, le syndicat départemental d'énergie (SDEA) a réalisé un audit pour déterminer les causes de dysfonctionnements du tarif social d'électricité : principes d'attribution, décalage entre le nombre d'ayants droit et de bénéficiaires. À la suite de cet audit, un plan d'action pour optimiser le processus d'attribution sera lancé avec l'ensemble des partenaires concernés. Dans l'Eure-et-Loir, un audit similaire est en cours.

b. ... dont la demande est très faiblement élastique par rapport au prix

Énergie sans substitut dans de nombreux usages, l'électricité satisfait à un besoin fondamental d'énergie. Son niveau est réglé principalement par l'état de la technique et le niveau de développement économique et social. La demande électrique est donc très faiblement élastique au prix dans le court terme. Dans un marché libéralisé, dès qu'apparaît un déséquilibre conjoncturel entre l'offre et la demande, il en résulte une forte instabilité des prix.

c. L'électricité est un bien actuellement non stockable

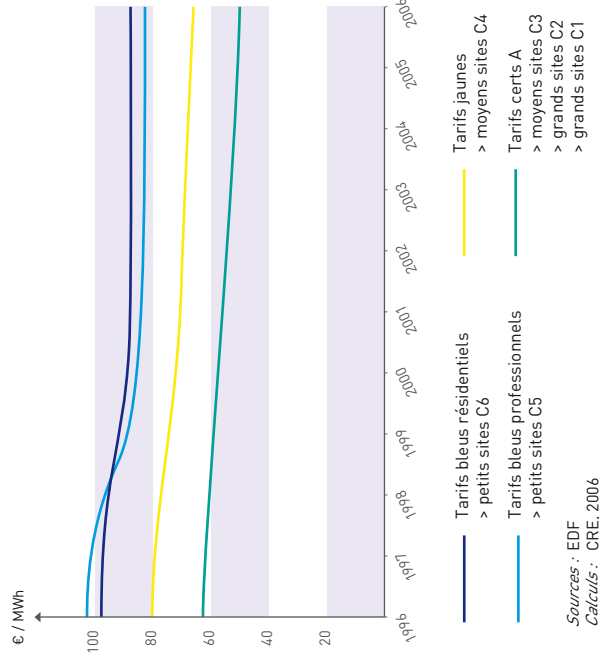
Contrairement à d'autres matières premières, il n'est pas encore possible de stocker l'électricité à un niveau industriel (mis à part le cas des barrages hydroélectriques). Les déséquilibres offre/demande – induisant l'instabilité des cours – sont sans équivalent par rapport à l'ensemble des autres biens et services.

d. Le « panier énergétique » français est modifié par l'ouverture

Un écart important tend à apparaître entre le prix d'équilibre européen, qui incorpore une forte proportion d'électricité d'origine thermique classique (d'autant plus chère qu'elle est désormais grevée du coût des permis d'émission de CO₂), et sur lequel toute surcapacité semble avoir disparu, et le prix plus bas que l'importance du parc nucléaire français (environ 80 % de la production française d'électricité) permettrait théoriquement de maintenir sur un marché hexagonal fermé. Le basculement du monopole légal au marché européen engendre de façon quasi-mécanique un phénomène d'augmentation des coûts et des prix de l'électricité en France. La sensibilité du prix de l'électricité thermique classique aux cours des hydrocarbures fait d'ailleurs anticiper une aggravation de ces tendances haussières pour les prochaines années.

ÉVOLUTION DU TARIF RÉGLEMENTÉ EN € COURANTS hors taxes (taxes sociales, CSPE, TVA)

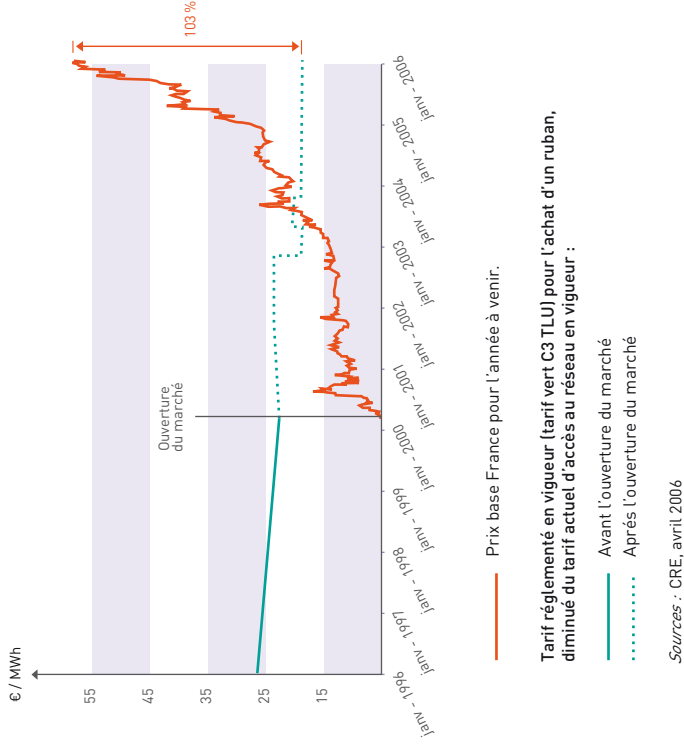
Les tarifs réglementés de vente d'électricité ont été en baisse quasi continue depuis 10 ans.



GRAND SITE INDUSTRIEL-TYPE AU TARIF VERT

prix hors taxes en € courants au 1^{er} janvier 2006, hors acheminement, hors CSPE

Pour les clients industriels, l'écart entre prix de marché et tarifs réglementés s'est inversé depuis 2004



e. Fortes incertitudes (craintes) sur l'évolution du rapport qualité/prix de l'électricité

La qualité doit ici s'entendre non seulement au sens de la qualité physique, mais aussi de la qualité des services qui accompagne la prestation commerciale. Il est en effet à redouter que, pour tenter de limiter les hausses de prix, les fournisseurs d'électricité recherchent des économies rétroagissant sur le niveau des prestations. Le régulateur, quant à lui, pourrait céder à la tentation de modérer excessivement ces tarifs, et donc de rationner le niveau de ressources disponibles

pour le financement des travaux de développement, d'entretien et de renouvellement des réseaux.

« Pour tenter de limiter les hausses de prix, les fournisseurs d'électricité pourraient rechercher des économies rétroagissant sur le niveau des prestations. »