



Hercule ou le démantèlement d'EDF

À l'heure où le gouvernement et la Direction d'EDF préparent le projet « *Hercule* », le CCE EDF SA tient à alerter la population sur les dangers de cette fuite en avant, engagée depuis vingt ans, dans un processus de libéralisation qui n'a apporté de bénéfices ni aux usagers, ni à l'entreprise, ni au développement du parc de production d'électricité et ni à la sécurité d'approvisionnement. Retour sur les principales étapes de cette libéralisation.

Découper les entreprises pour donner accès au marché

Depuis la fin des années 1990, le secteur de l'énergie a fait l'objet d'une libéralisation à marche forcée, sous l'impulsion de la Commission Européenne et des gouvernements successifs, alors même que l'électricité française était une des moins chères d'Europe et qu'il n'y avait pas de demande des usagers pour un tel processus.

Pour pouvoir mener à bien cette libéralisation, il a fallu permettre aux producteurs d'avoir accès au réseau de transport (lignes à très haute tension), d'où la création de la société RTE, d'abord comme service autonome d'EDF, puis comme filiale à partir de

2005. De la même manière, afin d'ouvrir à la concurrence le marché de la fourniture pour les particuliers et les entreprises, il a fallu séparer les réseaux de distribution, avec la création d'ERDF (devenue depuis, Enedis) en 2008.

Ainsi, pour toute prestation, plutôt qu'un interlocuteur unique, c'est désormais le fournisseur d'électricité (EDF, Direct Energie, Leclerc...) qui contacte Enedis puis qui réalise l'intervention chez l'utilisateur. Un intermédiaire supplémentaire qui, de fait, allonge les délais et multiplie les coûts.

Cette séparation d'EDF, RTE et Enedis a nécessité de lourdes modifications des

systèmes informatiques pour les rendre indépendants, la création de certains doublons (une interface chez RTE et Enedis pour répondre aux demandes des différents fournisseurs), sans compter la nécessité de créer des fonctions supports dédiées à chaque entreprise. Cette démutualisation a eu un coût important, jamais évalué, mais qui correspond probablement à plusieurs milliards d'euros.

Et, bien évidemment, on a séparé les services communs entre EDF et Gaz de France, afin de faire de Gaz de France le premier gros concurrent d'EDF dans l'électricité et inversement.

Toutefois, la plupart des fournisseurs d'électricité (ceux qui vendent l'électricité) n'étaient pas producteurs.

Ils devaient acheter leur électricité principalement à EDF mais aussi à d'autres producteurs publics. L'État a donc procédé à la privatisation de ces autres producteurs publics : CNR (vendue à Suez), Shem (producteur hydraulique anciennement propriété de la SNCF, vendue à Suez), Snet (producteur thermique, anciennement propriété des Charbonnages de France, vendu à Endesa puis E.ON, puis Uniper et aujourd'hui EPH). Ce sont ainsi 7 GW de puissance installée en France qui ont été vendus pour construire, de toutes pièces, les premiers concurrents d'EDF.

L'électricité en France

Le transport

RTE

À l'échelle nationale, il est assuré en 400 000 volts, à l'échelle régionale, en 225 000, 90 000 et 63 000 volts.

La fourniture d'électricité

Activité en concurrence

Ouverte totalement à la concurrence depuis le 1^{er} juillet 2007.

La production

Activité en concurrence

Différentes sources d'énergie (nucléaire, thermique, énergies renouvelables tels l'hydraulique, l'éolien ou le solaire).

La distribution

Enedis

L'électricité est distribuée via deux échelles de tension : la haute tension A⁽¹⁾ et la basse tension⁽²⁾. Enedis en assure l'exploitation, le développement et l'entretien.

(1) HTA : haute tension A (20000 volts).
(2) BT : basse tension (400 volts/230 volts).

Créer une Bourse de l'électricité : l'électricité serait un produit comme un autre



Évolution des prix des produits calendaires en France pour les trois années à venir

C'est aussi dans ce contexte qu'une Bourse s'est créée, régie par l'offre et la demande, où l'électricité est négociée comme dans toute plateforme de trading, avec des fluctuations très fortes, et assez peu de visibilité sur les prix à long terme. Ainsi, au début de la décennie les prix étaient de l'ordre de 70 €/MWh, ils ont chuté sous les 40 €/MWh entre 2015 et 2017 puis sont remontés autour de 60 € fin 2018.

Pourtant, les coûts de production d'EDF n'ont pas fluctué du simple au double sur cette période. C'est la différence essentielle entre un coût et un prix. S'en remettre au prix de marché, c'est prendre le risque, si le prix est trop bas, de ne pas couvrir ses coûts et donc purement et simplement fermer ou vendre les centrales. Si le prix est bien supérieur aux coûts, créer des rentes indues pour les différents producteurs.

C'est la raison pour laquelle très peu de centrales ont été construites en France depuis l'ouverture à la concurrence et la création du marché. Essentiellement des cycles combinés gaz : Dunkerque, Fos sur Mer et Montoir pour Engie, Pont sur Sambre et Toul pour Poweo, aussitôt revendus à l'allemand Verbund, puis au fonds KKR pour finir entre les mains de

Total, Saint-Avold pour Uniper, revendus à EPH puis à Total.

L'électricité est un produit qui ne se stocke pas.

Trop d'électricité produite ou pas assez, et un écroulement du réseau (black-out) peut se produire à tout moment. Et surtout, c'est un produit de première nécessité et l'on ne peut se permettre de prendre des risques importants. Ainsi, le principe de liberté d'installation, où chacun aurait le droit de s'installer ou de fermer ses centrales est contraire à la nécessaire planification de la production électrique à long terme, pour assurer que la satisfaction des besoins de la population. Une centrale qui ne va produire que 2 % du temps pourrait être considérée, par nature, pas « rentable » mais indispensable pour maintenir le réseau pendant les quelques jours de l'année où la demande est extrêmement forte (vague de froid par exemple).

À l'inverse multiplier des centrales qui répondent au même besoin va diminuer d'autant la durée d'utilisation de chacune d'elles et donc provoquer des coûts échoués importants.

C'est pourquoi de multiples exceptions à ces règles de marché vont être créées.

À commencer par le soutien aux énergies renouvelables intermittentes comme l'éolien et le solaire qui bénéficieront de prix garantis, indépendamment de l'évolution du cours de Bourse. Jusqu'à 600 €/MWh pour les petites installations photovoltaïque à la fin des années 2000, plutôt 250 €/MWh aujourd'hui, et des appels d'offres autour de 50 €/MWh se développent pour les grosses installations éoliennes.

Le soutien public s'élève à près de 30 milliards d'euros entre 2003 et 2017 auxquels il faut rajouter 121 milliards d'euros pour les contrats en cours qui n'arriveront à échéance que dans une vingtaine d'années.

Il reste qu'il est bien plus facile de financer une installation quand l'on a contractualisé avec l'État un prix de vente de l'électricité sur 20 ans que lorsque l'on est soumis totalement aux fluctuations du marché et donc à l'absence de visibilité pour des actifs thermiques, hydrauliques ou nucléaires, dont la durée de vie dépasse les 50 ans. Ce qui est typiquement le cas d'EDF.

Contraindre EDF à céder de l'électricité à ses concurrents à des prix très avantageux pour eux

Malgré cela, les fournisseurs alternatifs à EDF considèrent qu'ils ne disposent pas suffisamment de moyens de production mais surtout qu'ils ne sont pas suffisamment compétitifs par rapport à la production nucléaire d'EDF.

Ils ont donc obtenu, avec l'assentiment de l'État, de bénéficier de 25 % de la production nucléaire d'EDF (100 TWh, soit 1 milliard de kWh) à un prix garanti de 42 €/MWh. Ce dispositif s'appelle l'Arenh (accès régulé à l'électricité nucléaire historique). Ainsi, on protège les concurrents des fluctuations du marché en les subventionnant indirectement. Le système est d'autant plus pernicieux car

si les prix de marché sont supérieurs à 42 €/MWh, ils achètent l'électricité à EDF à 42 €, si les prix sont inférieurs, ils achètent cette même électricité, au prix de marché. En définitive, le préjudice économique pour EDF s'évalue autour de 10 milliards d'euros pour ce dispositif.

Dans le cadre de la loi Énergie Climat, les députés ont voté le passage de 100 à 150 TWh de l'Arenh, aggravant ce phénomène. Le prix de 42 €/MWh, est, lui, figé depuis près de 10 ans, ne tenant même pas compte de l'inflation. Ce dispositif censé exister en attendant que les concurrents construisent leurs propres

centrales, atteint l'objectif inverse car quasiment aucune centrale n'a été construite depuis 2011. Direct Énergie et Poweo ayant suspendu tous leurs projets quand ils ont su que l'Arenh allait être mis en place.

C'est essentiellement via cette subvention indirecte que les concurrents d'EDF arrivent à réaliser une marge dans leurs activités de vente d'électricité et promettre au consommateur un prix plus bas que le tarif réglementé. Ce n'est donc pas la soi-disant efficacité que permet la concurrence toujours et partout qui permet la baisse des prix, mais tout simplement un détournement des fonds

Modifier le calcul du tarif réglementé pour qu'il puisse être plus facilement concurrencé

En dépit de l'ouverture du marché, en dépit de la subvention indirecte que constitue l'Arenh, il a également fallu forcer les usagers à quitter le tarif réglementé en supprimant purement et simplement les tarifs « jaune » (>36 kVA) et « vert » (>250 kVA). Seul subsiste le tarif « bleu » qui est celui des compteurs des particuliers et petites entreprises.

Ainsi la Commission Européenne a tenu compte du fait qu'être à la fois producteur et commercialisateur (vente au détail) donne un avantage particulier à EDF. Un peu comme celui qui fabrique lui-même un produit à un avantage par rapport à celui qui va chez un grossiste pour ensuite le revendre au détail dans un magasin. En effet, EDF produisant elle-même, sa référence est son coût de production, alors que ses concurrents doivent s'approvisionner au prix de marché.

Jusqu'en 2010, le tarif réglementé était

calculé par rapport aux coûts comptables d'EDF, l'on regardait concrètement combien cela coûte à EDF de produire son électricité, on y ajoutait une marge pour financer les investissements futurs, et cela constituait le prix du kWh. À partir de 2015, c'est la tarification dite « par empilement » qui entre en vigueur. L'on fait comme si EDF était dans la même position que ses concurrents. La part énergie du tarif réglementé (le reste étant les taxes et l'accès au réseau Enedis et RTE) est calculée à 67 % au prix de l'Arenh (42 €/MWh) et 33 % sur les prix moyens à la bourse de l'électricité des vingt-quatre derniers mois.

Pourquoi tenir compte des prix à la Bourse alors qu'EDF produit elle-même son électricité ? Et en 2019, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a modifié la formule de calcul pour faire passer la part de l'Arenh à 50 %, 33 % prix de marché et 17 % qui sont égale-

ment un prix de marché très défavorable, observé en novembre 2018.

Cela pour pénaliser le fait que les concurrents d'EDF n'ont pas bénéficié d'assez d'Arenh (132 TWh demandés pour 100 TWh possibles). Pour résumer, le tarif réglementé est calculé de telle manière à ce qu'il soit concurrencé, et ne reflète pas les coûts d'EDF qui ont en réalité diminué entre 2018 et 2019. La hausse de 5,9 % des tarifs réglementés annoncée en juin dernier est donc illégitime.

Il reste toutefois important de rappeler que le tarif réglementé d'EDF hors taxes, reste globalement stable sur longue période (retraité de l'inflation, le prix est le même qu'il y a quinze ans) et que l'essentiel de la hausse est imputable à la fiscalité, en particulier la CSPE, passée de 4,50 €/MWh à 22,50 €/MWh en moins de dix ans.

Des fautes de gestion d'EDF et de l'État

Toutes ces réglementations défavorables à EDF peuvent interpeller. Aucune entreprise au monde n'accepterait de subventionner ses concurrents, de porter des risques importants tandis que les autres acteurs seraient sécurisés totalement dans leurs projets, soit en disposant d'électricité sans investir dans un seul moyen de production, soit en bénéficiant de soutien public.

Et pourtant, ce ne sont pas les seules erreurs. Sous impulsion de l'État, EDF

aura versé près de 23 milliards d'euros de dividendes à ses actionnaires depuis 2004. Elle aura procédé à près de 15 milliards d'euros d'acquisitions, à l'international, entre 2007 et 2009.

En 2007, la dette d'EDF était de 16,7 milliards d'euros seulement. Sans ces dividendes manifestement excessifs alors même que doivent se renouveler les outils de production, sans ces acquisitions internationales qui n'ont pas à se faire avec l'argent du service public, sans

cette subvention très contestable que constitue l'Arenh, ce sont près de 48 milliards de trésorerie qui auraient pu être gardés dans l'Entreprise. Autant dire que la dette de 33 milliards d'euros, soi-disant excessive, serait plus qu'épongée et que des excédents seraient disponibles.

Sans compter les effets pervers d'un endettement croissant forcément les intérêts d'emprunt, qui dépassent le milliard d'euros annuellement.

Hercule : « Another brick in the wall »

En somme, le projet *Hercule*, annoncé par le Président d'EDF en 2019 mais en réalité évoqué par Emmanuel Macron, alors ministre de l'Économie, dès 2016 n'est que le coup final porté à l'entreprise EDF. Il a été suivi très rapidement par des banques d'affaires comme UBS, Natixis, Oddo qui ont émis de nombreux scénarios sur la valorisation financière d'une scission, indépendamment de tout intérêt stratégique ou industriel.

Premier point : on interdit à EDF d'être à la fois producteur et commercialisateur de son électricité, de telle manière que les autres fournisseurs bénéficient de la production d'EDF bien au-delà des 100 TWh actuels (Arenh). La direction Commerce d'EDF et ses 8 500 salariés se retrouvent filialisés et devront passer par le marché pour fournir leurs clients. On pérennise et rend irréversible le dispositif Arenh qui devait pourtant s'arrêter en 2025. On prend acte du fait que les concurrents d'EDF ne construiront jamais de centrales et on demande aux activités nucléaires et thermiques d'EDF (nom de code « *EDF Bleu* ») d'être assureur du système pour que les libéraux puissent jouer en Bourse avec les kWh sans se soucier des conséquences pour l'outil industriel.

Alors que le prix de l'électricité est constitué d'un tiers de taxes, d'un tiers

d'accès au réseau (coûts identiques quel que soit le fournisseur), on met tous les fournisseurs sur un pied d'égalité en termes d'approvisionnement en énergie. Ainsi le fait d'être à la fois producteur et commercialisateur ne donne plus d'avantage sur le tarif. La part du prix « à la main » du commercialisateur représenterait à peine 5 % et est essentiellement la marge commerciale et les coûts commerciaux (système d'information et de facturation, conseillers clientèles...) Il est certain que le modèle EDF avec 5 000 conseillers tous basés en France et des équipes « *solidarité* » en lien avec les publics précaires et assistantes sociales n'a pas d'avenir face à une machine à fabriquer du dumping social : délocaliser les centres d'appels à l'étranger (comme Engie) ou tout faire faire en ligne, par l'utilisateur.

Deuxièmement : on met dans une holding distincte (nom de code « *EDF Vert* »), notamment Enedis, EDF Renouvelables, Dalkia, la direction Commerce d'EDF, les activités d'Outre-Mer et de la Corse d'EDF et l'on introduit en Bourse 35 % du capital.

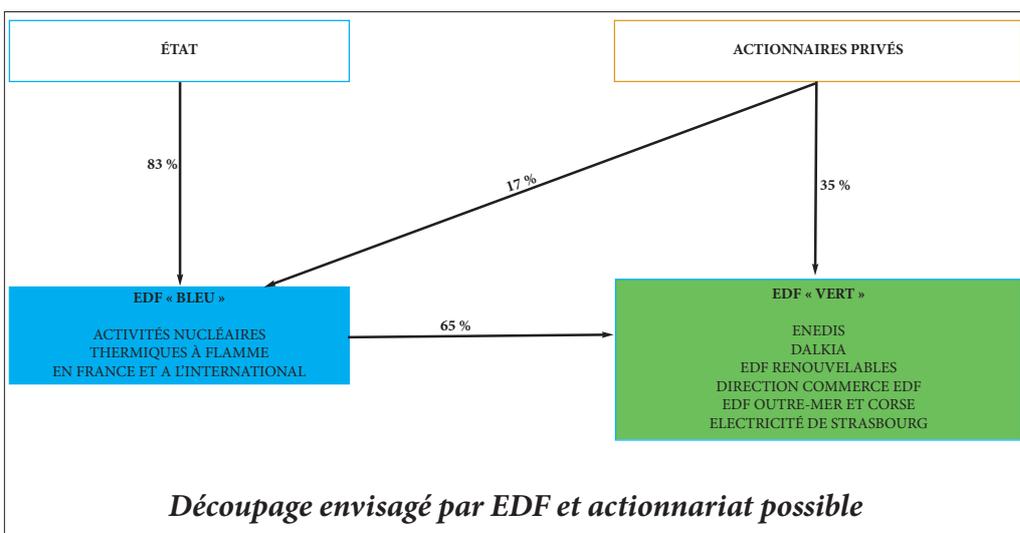
Troisièmement : on maintient dans « *EDF bleu* » les activités de production nucléaire et thermique. L'avenir de l'hydraulique, toujours sous le coup d'une volonté européenne de privatisation des

concessions est toujours inconnu et n'a pas de lien avec le projet *Hercule*. L'avenir de la production électronucléaire française, dont la décision de renouvellement du parc qui ne doit pas intervenir avant 2021 n'a pas non plus de rapport avec *Hercule*.

C'est avec une visée essentiellement financière qu'a été construit ce projet. On privatise dans « *Vert* » les activités qui ont des revenus garantis : Enedis bénéficiaire du Turpe (tarif réseau fixé par l'État tous les 4 ans), EDF Renouvelables bénéficie de contrats d'achat à prix garantis pour 15 à 20 ans sur ses projets photovoltaïques ou éoliens, Dalkia est partie prenante dans des délégations de service public qui garantissent les recettes et les activités d'Outre-Mer et de la Corse d'EDF sont totalement régulées puisque le marché n'y est pas ouvert à la concurrence.

De l'autre côté, « *Bleu* », reste détenu par l'État et joue la redistribution de la rente des ouvrages amortis à tous les fournisseurs privés, tout en portant seul le risque financier du renouvellement de l'outil de production français. Les activités à retour sur investissement très rapide et garanti, pour le privé, les activités à retour sur investissement plus long mais à forte valeur économique et sociale pour le public.

Ce projet n'a aucun intérêt ni pour l'entreprise EDF, ni pour ses salariés, ni pour les usagers de l'électricité. Elle ne permet pas de baisse du prix de l'électricité par rapport à la situation actuelle. Elle ne permet pas de garantir les investissements futurs dans le parc de production.



Découpage envisagé par EDF et actionnariat possible

C'est pourquoi le CCE EDF SA appelle l'ensemble des citoyens à se saisir de l'avenir d'EDF, de sa maîtrise publique, et à demander un bilan de la dérégulation de l'électricité aux pouvoirs publics. Il faut donner un coup d'arrêt définitif à ce montage purement financier et remettre le service public au service du public !