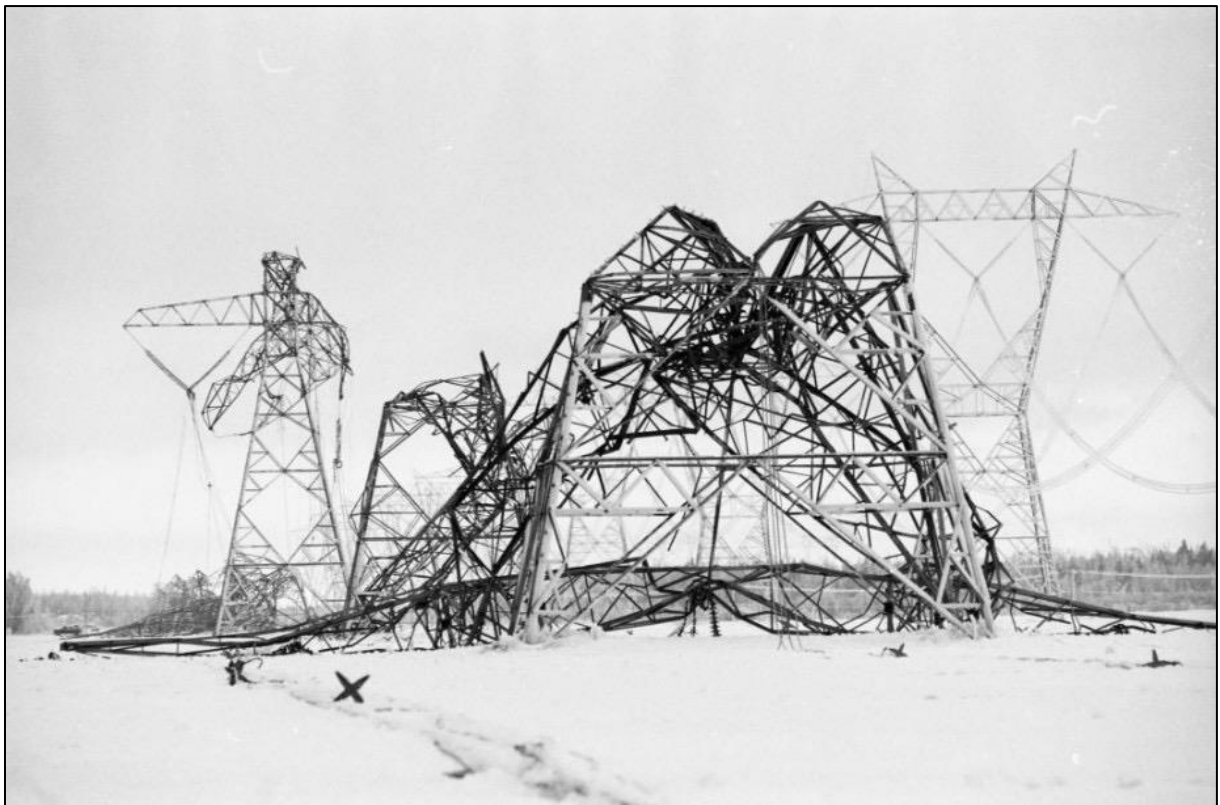


RAPPORT SUD-ÉNERGIE - PAROLES D'EXPERT·E·S -

Hercule, un pas de plus dans l'impasse des marchés de l'électricité

décembre 2020



© - Armand Trottier

CONTACTS DOSSIER

Anne DEBRÉGEAS (anne.debregeas@gmail.com - 06-83-55-10-47)

Philippe ANDRÉ (philipe.andre@free.fr - 06-51-76-05-10)

Synthèse

Le projet Hercule vise à séparer EDF en plusieurs grands pôles, un pôle public (EDF Bleu) regroupant les activités de production nucléaire, hydraulique¹ et thermique fossile, et un pôle plus largement ouvert aux capitaux privés (EDF Vert), regroupant les autres activités d'EDF : commercialisation de l'électricité, énergie solaire et éolienne, services, activités internationales autres que nucléaire, distribution (exploitation du réseau moyenne et basse tension).

Il est présenté comme une nécessaire réponse aux difficultés financières d'EDF, notamment liées à une réglementation du nucléaire ne lui permettant pas de recouvrir ses coûts (dispositif ARENH). En échange de la mise à l'abri de la production nucléaire dans une structure publique et peut-être du renoncement à la mise en concurrence des concessions hydrauliques, EDF devrait concéder à la direction de la Concurrence de l'Europe ce démembrement et généraliser un marché de l'électricité qui a pourtant montré son incapacité à fonctionner correctement.

Le projet Hercule est présenté sous l'angle technique et réglementaire, mais il s'agit bien d'un choix fondamental pour notre société : celui de poursuivre la privatisation d'un bien stratégique, vital pour les citoyens comme pour l'économie, et déterminant pour la transition énergétique. Ce projet s'inscrit en effet dans la continuité de vingt ans de libéralisation du secteur électrique.

Nous proposons ici une analyse de l'évolution de ce secteur, résultant de nombreux entretiens avec des experts du domaine, des salariés et d'une analyse approfondie des publications sur le sujet.

Nous démontrons que la concurrence dans le secteur électrique est une chimère, puisque le système électrique est un monopole naturel intégré.

Nous décrivons comment, en dépit de cette caractéristique, les gouvernements successifs ont, sous la houlette de la Commission Européenne, fait entrer des acteurs privés par la force, d'une part en leur concédant une délégation de service public qui prend la forme d'une rente extrêmement coûteuse pour la collectivité dans certains moyens de production ; d'autre part en créant de toutes pièces une activité au mieux inutile (en fait nuisible), la fourniture, pour préserver un terrain de jeu à la concurrence.

Nous expliquons comment la création de cette activité de fourniture a justifié la mise en place d'un marché de gros totalement dysfonctionnel, dont les prix très volatils et déconnectés des coûts de production fragilisent les clients comme les producteurs et pénalisent l'investissement.

Nous détaillons les méthodes, sans rapport avec la concurrence, mises en place par ces fournisseurs pour se faire une place dans la vente d'un produit qu'ils ne produisent pas, qu'ils ne distribuent pas et dont ils ne maîtrisent pas la qualité : ils ont obtenu un accès au nucléaire en dessous du coût de production et ont imposé une hausse du tarif réglementé de vente.

Nous revenons sur le bilan indéfendable de vingt ans de libéralisation : promesse de baisse des prix aujourd'hui oubliée, importants surcoûts qui ne peuvent au contraire que se retrouver dans les prix et faire flamber la facture ; système technique fragilisé par la multiplication des acteurs, la complexification du marché, les sous-investissements, la course au profit ; absence d'innovation et mise en difficulté de la recherche-développement et de l'ingénierie ; dégradation des critères sociaux

¹ Il existe une incertitude sur l'activité hydraulique, qui pourrait se trouver dans une filiale indépendante du pôle Bleu

(abandon de l'égalité d'accès à l'électricité comme de l'accompagnement des plus précaires), très nombreux démarchages agressifs et mensongers ; incapacité de l'organisation actuelle du secteur à mettre en œuvre la politique énergétique et, surtout, incapacité à faire face aux enjeux de l'urgence climatique et de la crise écologique.

Dans ce contexte de crise climatique, nous expliquons pourquoi l'énorme besoin d'investissement dans le système électrique, qui fait consensus, ne peut être fait que par une structure publique, dans le cadre d'une planification de long terme. Nous insistons sur l'importance des conditions de financement pour un système électrique dont les coûts sont composés essentiellement de coûts d'investissement sur une durée très longue. Cela explique pourquoi le recours à l'investissement privé conduirait plus ou moins à doubler le coût total de production électrique par rapport à des investissements publics.

Nous donnons des pistes pour un service entièrement public sous contrôle citoyen.

Enfin, nous décrivons le projet Hercule, à rebours de la nécessité de revenir à un service public, qui se présente comme une fuite en avant vers une libéralisation qui a pourtant montré qu'elle conduisait à une impasse. Nous présentons les principes du projet, sa contradiction intrinsèque, les risques qu'il présente.

A ce jour nous ne connaissons pas d'argument favorable aux marchés de l'électricité, et nous regrettons qu'ils aient été mis en place en l'absence de débat citoyen. Aussi nous nous engageons à répondre aux critiques et désaccords que ce rapport pourrait susciter, permettant d'enrichir ces analyses.

En complément de ce rapport, vous trouverez un ensemble de documentation sur notre site : <http://www.sudenergie.org/site/hercule/> et notamment :

- Un débat sur France Culture entre Anne Debrégeas (SUD-Energie) Jacques Percebois (économiste) et Quentin Derumeaux (consultant) à l'émission « Entendez-vous l'éco », le 11 décembre 2020 : [Hercule ou le démantèlement d'EDF ? \(France Culture, 2020\)](#)
- Des formats plus courts de l'argumentaire.
- Des [vidéos de SUD-Energie](#) en 5 épisodes sur le bilan des marchés de l'électricité en France

Table des matières

1	UNE LIBERALISATION A CONTRE-COURANT, AUX DEPENS D'UN SYSTEME QUI FONCTIONNAIT BIEN	7
2	LE SYSTEME ELECTRIQUE : UN MONOPOLE NATUREL INTEGRE	8
3	DEUX FAÇONS DE FAIRE ENTRER LE PRIVE PAR LA FORCE	10
3.1	PAR UNE DELEGATION DE SERVICE PUBLIC SUR LA PRODUCTION.....	10
3.2	PAR LA CREATION D'UNE ACTIVITE ARTIFICIELLE EN CONCURRENCE : LA FOURNITURE	11
4	LA MULTIPLICATION DES PRODUCTEURS ET FOURNISSEURS IMPOSE LA MISE EN PLACE D'UN MARCHÉ ABSURDE.....	12
4.1	DU TARIF REGLEMENTE AUX PRIX DE MARCHÉ	12
4.2	FONCTIONNEMENT ET DYSFONCTIONNEMENTS DU MARCHÉ	13
4.2.1	<i>Un marché indexé sur les cours mondiaux du gaz et du charbon</i>	<i>13</i>
4.2.2	<i>Incompatible avec la tarification d'un bien essentiel</i>	<i>15</i>
4.2.3	<i>Qui ne permet de rémunérer aucun moyen de production</i>	<i>16</i>
5	MAIS COMMENT CONVAINCRE UN CLIENT DE CHANGER DE FOURNISSEUR ?	17
5.1	FORCER LE PRODUCTEUR A VENDRE LE NUCLEAIRE EN-DESSOUS DE SON COUT DE PRODUCTION – L'ARENH	18
5.2	FORCER LES CLIENTS A SORTIR DU TARIF, COUTE QUE COUTE	19
5.3	CHANGER LE MODE DE CALCUL DES TARIFS REGLEMENTES POUR LES RENDRE NON COMPETITIFS.....	21
5.4	LES TARIFS REGLEMENTES, UNE DIGUE QUI MENACE DE S'ECROULER.....	21
6	LE BILAN INDEFENDABLE DE VINGT ANS DE LIBERALISATION DES MARCHES DE L'ELECTRICITE.....	22
6.1	SUR LE PLAN ECONOMIQUE, UN SYSTEME BEAUCOUP PLUS COUTEUX.....	22
6.1.1	<i>Des coûts financiers qui font flamber la facture.....</i>	<i>22</i>
6.1.2	<i>Une délégation de service public par appel d'offre qui se révèle très coûteuse</i>	<i>25</i>
6.1.3	<i>Les surcoûts liés à la mise en concurrence de la fourniture et la multiplication des acteurs</i>	<i>26</i>
6.1.4	<i>Les surcoûts liés à la désoptimisation de la gestion du système électrique</i>	<i>27</i>
6.1.5	<i>Dans les faits : une promesse de baisse des coûts désormais oubliée.....</i>	<i>28</i>
6.1.6	<i>Une économie de 5% sur la facture ? Non, une pénalisation des usagers restés au TRV.....</i>	<i>28</i>
6.2	SUR LE PLAN SOCIAL, UN SYSTEME INADAPTE AUX OBJECTIFS DE SERVICE PUBLIC	29
6.2.1	<i>Une égalité de traitement menacée.....</i>	<i>29</i>
6.2.2	<i>Des clients confrontés à un système opaque et complexe, des démarchages agressifs et trompeurs, de la vente forcée</i>	<i>30</i>
6.2.3	<i>Moindre accompagnement des clients les plus fragiles / précaires</i>	<i>30</i>
6.3	SUR LE PLAN TECHNIQUE, UN SYSTEME FRAGILISE	31
6.3.1	<i>Un équilibre plus difficile à maintenir au quotidien.....</i>	<i>31</i>
6.3.2	<i>Des sous-investissements qui menacent la sûreté et la transition écologique.....</i>	<i>32</i>
6.3.3	<i>Une Recherche et développement (R&D) et une ingénierie mises en danger</i>	<i>34</i>
6.3.4	<i>La pression d'objectifs de rentabilité de court terme</i>	<i>35</i>
6.4	LE MYTHE DU CHOIX DU CONSOMMATEUR ET DE LA STIMULATION DE L'INNOVATION.....	36
6.5	POUR LES SALARIES DU SECTEUR, EGALEMENT UNE DEGRADATION SOCIALE	38
6.6	SUR LE PLAN ECOLOGIQUE, UN SYSTEME INCAPABLE DE FAIRE FACE A L'URGENCE ET AUX ENJEUX DE LA TRANSITION ENERGETIQUE.....	38
6.7	QUI EST GARANT DE L'INTERET GENERAL ?	41
6.7.1	<i>Ni les fournisseurs alternatifs.....</i>	<i>41</i>
6.7.2	<i>Ni EDF, déjà profondément transformé par la libéralisation du secteur électrique</i>	<i>42</i>

7	UNE URGENCE : INVESTIR ET PLANIFIER POUR REpondre A LA CRISE CLIMATIQUE	43
7.1	UN BESOIN D'INVESTISSEMENT MASSIF DANS LES PROCHAINES ANNEES.....	43
7.2	UNE CONCLUSION QUI S'IMPOSE : CES INVESTISSEMENTS PEUVENT ET DOIVENT ETRE PUBLICS	44
7.3	NOS PROPOSITIONS : UN SERVICE 100% PUBLIC SOUS CONTROLE DES CITOYENS	45
7.3.1	<i>Une planification et des financements publics, pour réussir la transition énergétique.....</i>	45
7.3.2	<i>Une filière publique intégrée avec des conditions sociales de haut niveau.....</i>	45
7.3.3	<i>Des entités décisionnaires élues et informées.....</i>	45
7.3.4	<i>Des niveaux de décision décentralisés pour favoriser l'implication citoyenne et salariale</i>	46
7.3.5	<i>Un périmètre élargi à toutes les énergies.....</i>	46
7.3.6	<i>Un service public de la maîtrise de la consommation</i>	47
7.3.7	<i>Le développement de filières de production renouvelables</i>	48
7.3.8	<i>Une tarification simple, prévisible, équitable répondant à des objectifs sociaux et rendant effectif le droit à l'énergie.....</i>	48
7.3.9	<i>Un service de proximité, un accompagnement des usagers les plus fragiles</i>	49
7.3.10	<i>Une présence à l'international basée sur la coopération et non l'expansionnisme économique</i>	49
8	LE PROJET HERCULE : LA CERTITUDE DE NE PAS REpondre A CETTE URGENCE	50
8.1	LA POURSUITE DU DEMANTELEMENT D'EDF ET DE LA LIBERALISATION DU SECTEUR	50
8.2	UNE CONTRADICTION INTRINSEQUE : RECONNAITRE L'ECHEC DU MARCHÉ MAIS S'Y ACCROCHER	51
8.3	LA METHODE : HORS DE TOUT CONTROLE DEMOCRATIQUE ET SANS S'ABAISSE A JUSTIFIER CES CHOIX	51
8.4	LES CONSEQUENCES ATTENDUES	52
8.4.1	<i>Un éclatement du groupe en filiales multiples</i>	52
8.4.2	<i>Une généralisation de l'activité de fourniture et du marché, mettant fin au tarif réglementé.....</i>	53
8.4.3	<i>Une privatisation plus importante des énergies renouvelables, solaire et éolien</i>	53
8.4.4	<i>Une privatisation du réseau de distribution, partielle et potentiellement totale.....</i>	54
8.4.5	<i>Une nationalisation de la seule production nucléaire ?</i>	54
8.5	DES QUESTIONS QUI RESTENT EN SUSPENS	55
8.5.1	<i>L'avenir de l'hydraulique</i>	55
8.5.2	<i>La place du thermique</i>	55
8.5.3	<i>La rémunération des moyens de production existants et du nouveau nucléaire</i>	55
8.5.4	<i>L'avenir des fonctions transverses : R&D, ingénierie, etc.....</i>	56
8.6	LES FAUSSES JUSTIFICATIONS	56
8.6.1	<i>Donner à EDF les moyens d'investir.....</i>	56
8.6.2	<i>La garantie d'un groupe intégré.....</i>	57
9	LA SOLUTION : NI HERCULE, NI LE STATU QUO, MAIS UN SERVICE PUBLIC.....	58
	LEXIQUE	59
	REFERENCES	60
	ANNEXES.....	65
	Annexe 1 Californie : la catastrophe provoquée par la libéralisation	66
	Annexe 2 Etat de la concurrence	68
	a. Les parts de marché de la fourniture (clients).....	68
	b. Les parts de marché sur la production	69
	c. Le cas particulier d'Enercoop : des intentions louables dans un contexte indéfendable	69
	Annexe 3 Evolution du prix facturé au client / usager depuis 2005	70
	Annexe 4 Impact du taux de financement sur les coûts de l'électricité	70
	a. Analyse de l'AIE	70
	b. Analyse RTE	72
	c. Analyse de la Cour des comptes Anglaise.....	73
	Annexe 5 Instabilité du réseau créée par le marché (ENTSOE)	73

1 Une libéralisation à contre-courant, aux dépens d'un système qui fonctionnait bien

Comme dans tous les pays développés, c'est le recours à un secteur public, permettant des investissements de long terme et une planification efficace, qui a permis d'électrification massive de la France à la sortie de la guerre. Ainsi, en 1946, conformément au programme du Conseil National de la Résistance, les secteurs de l'électricité et du gaz, alors détenus par une multitude d'acteurs privés, sont nationalisés et placés sous la responsabilité du monopole public EDF-GDF.

Celui-ci développe et unifie les réseaux, mène de grands programmes de production (hydraulique, charbon et fuel puis nucléaire), ce qu'aucun acteur privé n'aurait pu faire. A la fin du millénaire, le système électrique est très performant et peut se prévaloir du prix de l'électricité le moins cher d'Europe de l'Ouest, d'une très bonne qualité de service (notamment très peu de coupures), d'une équité de traitement entre usagers. EDF est d'ailleurs l'entreprise préférée des Français, même si des critiques légitimes peuvent être faites sur le manque de contrôle démocratique quant aux choix énergétiques du pays. Même le très libéral économiste David Newberry, l'un des architectes de la libéralisation de l'électricité en Grande Bretagne, considérait qu'en France, le monopole d'EDF fonctionnait bien.

Mais la vague ultra-libérale initiée dans les années 1980 dans l'Angleterre de Mme Thatcher, ne s'encombre pas de faits. Elle va irriguer l'Union Européenne, la conduisant à réclamer la libéralisation de nombreux services publics. Une directive de 1996 l'impose pour l'électricité et le gaz. Elle est déclinée dans le droit français en 1999 puis mise en application progressivement. En 2007, l'ensemble des usagers, devenus clients, peuvent ainsi choisir leur fournisseur. En parallèle, l'établissement public EDF-GDF est progressivement coupé en morceaux. EDF et GDF sont séparés. Puis les réseaux, restés hors du domaine concurrentiel, sont isolés dans des filiales très autonomes sur le plan comptable comme sur le plan opérationnel : ces filiales doivent traiter la maison mère comme n'importe quel autre fournisseur ou producteur, les échanges d'information sont très surveillés. En parallèle, EDF et GDF sont privatisés partiellement. Aujourd'hui, l'Etat détient environ 84% d'EDF, mais seulement 24% de GDF, devenu GDF-Suez puis Engie, malgré la promesse solennelle faite en 2004 par Nicolas Sarkozy, alors ministre des Finances, de ne pas privatiser l'entreprise (L'Obs, 2006).

La promesse initiale de cette ouverture à la concurrence était une baisse des prix pour le client. Pourtant, de nombreuses études dans d'autres pays démentaient cette promesse, comme le très libéral Observatoire Européen de la Dérégulation des Marchés de l'Energie dans une étude de 2002², ou le cabinet NUS Consulting Group dans son étude annuelle de l'Observatoire international des coûts énergétiques qui rapportait que « *la déréglementation sous sa forme actuelle est aujourd'hui sujette à interrogation même dans de grands pays libéraux* ». Le journal les Echos titrait : « *la déréglementation a fait monter les prix pour les entreprises* (LesEchos, 2004).

Mais surtout, la Californie, au moment même où la France privatisait son monopole public, connaissait une véritable catastrophe liée à la libéralisation de son système électrique, qui avait entraîné pertes financières très lourdes et coupures massives, poussant la Californie et 22 autres Etats à revenir à un système plus régulé (*voir Annexe 1*).

² Il qui concluait à l'absence de corrélation entre libéralisation et baisse des prix, observant que le Royaume-Uni, le Danemark, les Pays-Bas et la Norvège, champions de la dérégulation, avaient connu des hausses de prix de 12 à 55%, tandis que la France, le Portugal et la Belgique, cancre de l'ouverture des marchés, avaient fait profiter leurs consommateurs de baisses de prix supérieures à 10%. Extrait de « EDF, Chronique d'un désastre annoncé » (François Soutte, 2003)

Evidemment, le miracle n'a pas eu lieu, en France comme ailleurs, et cette promesse est aujourd'hui oubliée. Plus personne n'ose prétendre que la mise en concurrence du secteur électrique fait baisser les prix.

La libéralisation du secteur électrique a donc été imposée aux Français sur la base d'une promesse qu'on savait intenable, dans un secteur qui fonctionnait bien et malgré des retours d'expérience qui auraient dû inciter à la plus grande prudence.

2 Le système électrique : un monopole naturel intégré

Le système électrique est par nature un monopole intégré. Il est composé de moyens de production (centrales nucléaires, hydrauliques, thermiques à gaz et à charbon, éoliennes, photovoltaïques), et d'un réseau qui transmet la production jusqu'au consommateur.

Le réseau se décompose en :

- Un réseau de transport d'électricité (lignes haute et Très Hautes Tension) interconnecté au niveau européen, acheminant l'électricité entre zones de production et zones de consommation nationales et régionales ;
- Des réseaux de distribution (lignes Moyenne et Basse Tension), qui prennent le relais des réseaux de transport pour alimenter chaque quartier, chaque rue et chaque bâtiment.

Même les partisans des marchés de l'énergie ont reconnu d'emblée les réseaux comme des monopoles naturels : compte-tenu de leurs coûts et leurs impacts environnementaux, il n'est venu à l'idée de personne de développer deux réseaux en concurrence pour alimenter une région, une ville ou un quartier. Ils sont donc confiés à des acteurs en situation de monopole : RTE pour le réseau de transport et Enedis (ex ERDF) pour le réseau de distribution³.

Or, pour les mêmes raisons, la production est également un monopole naturel : les investissements dans les centrales représentent des **sommes énormes, pour des durées de vie très longues** (30 ans pour les énergies solaires, éoliennes ou thermiques, 40 à 60 ans pour le nucléaire, parfois au-delà du siècle pour l'hydraulique). Les coûts de production sont même les éléments les plus chers du système électrique (environ trois quarts des 45 Md€ annuels du système électrique français, contre un quart pour les réseaux (RTE, 2020) et sont **pour l'essentiel des coûts fixes** liés à la construction et à l'exploitation des ouvrages : 80 à 90% des coûts du nucléaire, 100% des coûts de production des énergies renouvelables hydraulique, éolienne, photovoltaïque. Ils sont donc indépendants de la quantité d'énergie produite. Autrement dit, une fois que les centrales de production sont construites, si on ne les utilisait pas ou insuffisamment, la quasi-totalité des coûts serait échoués. Dans ces conditions, pas plus que sur les réseaux, **aucun pays n'a le luxe de construire plus de moyens de production que nécessaire pour pouvoir les mettre en concurrence** afin de ne garder que les « meilleurs », c'est-à-dire ceux qui produiraient au moindre coût. Et ce d'autant plus que comme les réseaux, leur impact sur l'environnement est important, et que le potentiel de développement (les sites possibles) est limité par des contraintes physiques et sociologiques (acceptabilité des ouvrages).

Le système électrique – moyens de production comme réseau – est donc conçu de manière intégrée et planifiée pour pouvoir répondre à chaque instant à la demande (ou consommation). Ce besoin de

³ Enedis et RTE (voir Lexique) sont encore majoritairement publiques, mais souffrent d'une séparation entre réseau de transport et de distribution, ainsi que d'une séparation de la production (séparation étanche, concernant RTE)

planification intégrée est d'autant plus important que, en raison des caractéristiques physiques de l'électricité, l'équilibre offre-demande doit être maintenu en permanence sur l'ensemble du réseau interconnecté : à chaque instant, la somme de la production connectée au réseau doit être égale à la somme de la consommation, sous peine de coupures ciblées (délestage), voire d'effondrement (black-out), alors que l'électricité ne se stocke pas⁴ et que la production comme la consommation sont soumis à de nombreuses contraintes et aléas.

Par exemple, les énergies éoliennes, solaires et une partie de l'hydraulique ne sont pas ou peu manœuvrables (pilotables) et dépendent des conditions météo (vent, soleil, débit des rivières). La production nucléaire est manœuvrable, mais avec de nombreuses contraintes (prise en compte d'un temps de démarrage, d'un temps d'arrêt, d'une durée minimale de fonctionnement qui dépendent du niveau de chargement en combustible, etc.), les centrales à gaz sont plus flexibles mais plus coûteuses d'utilisation et plus polluantes, les barrages hydroélectriques permettent une production très flexible mais limitée par les apports hydrauliques naturels et par d'autres usages que l'électricité (irrigation, pêche, etc.). Par ailleurs, tous ces moyens de production doivent prévoir des périodes de maintenance de manière coordonnée et peuvent tomber en panne. La consommation d'électricité varie quant à elle beaucoup au cours de l'année (près du double en hiver par rapport à l'été), au cours de la semaine et de la journée, elle est peu flexible et fortement dépendante de la température : un petit degré d'erreur de prévision de la température de l'air représente l'équivalent de 2400 MW, soit 2 à 3 tranches nucléaires (RTE, 2018).

De plus, des contraintes peuvent apparaître si les réseaux n'ont pas été dimensionnés pour prendre en compte la répartition spatiale des différents moyens de production et de consommation.

La planification des investissements est donc essentielle pour atteindre les objectifs politiques nationaux et locaux en matière de décarbonation, développement des renouvelables, baisse ou sortie du nucléaire, sortie des énergies fossiles, emploi local, etc. Elle doit s'assurer que le parc de production et les réseaux peuvent garantir à chaque instant ce difficile équilibre entre production et consommation, en intégrant les différentes contraintes et possibilités de chaque filière de production.

Chaque brique du système, chaque moyen de production, chaque ligne du réseau, joue ainsi une partition commune : chacun est indispensable au système, particulièrement aux périodes de forte consommation. Chacun interagit de manière complémentaire, et certainement pas de manière concurrente.

Cette gestion intégrée est essentielle sur le long terme, pour planifier les investissements. Mais elle l'est également sur le moyen terme, pour planifier les périodes de maintenance des différents moyens de production, qui doivent être synchronisées afin garantir l'équilibre offre-demande à chaque instant.

Elle l'est enfin à court terme, dans le pilotage en temps réel du parc. À cet horizon, il s'agit de déterminer à chaque instant quelle centrale doit produire et en quelle quantité, afin de minimiser le coût de production global en respectant les différentes contraintes, et permettre ainsi de proposer à l'utilisateur le prix le plus faible possible.

À tous les horizons de temps, la gestion du réseau et des moyens de production doit donc se faire de manière intégrée : il ne relève du pouvoir de chaque acteur ni de décider quel moyen de production développer, ni de décider de manière indépendante des autres acteurs à quel moment les faire fonctionner et quelle quantité produire.

⁴ Ou alors, sous forme marginale sous forme d'eau dans les barrages (99%), ou chimique dans les batteries (1%)

Parler de concurrence dans la production comme dans les réseaux est donc un abus de langage.

3 Deux façons de faire entrer le privé par la force

3.1 Par une Délégation de Service Public sur la production

Compte-tenu de cette caractéristique de monopole naturel, la production n'a pas été mise en concurrence mais placée en Délégation de Service Public : les producteurs ne se rémunèrent pas sur un marché mais par des prix garantis par l'État.

L'entreprise issue du monopole historique, EDF, détient encore environ 85% de la production (voir Annexe 2 §.b):

- 100% de la production nucléaire (qui pesait pour 71% de la production totale en 2018)
- Les deux tiers de la production hydraulique
- Environ 40% de la production thermique à charbon et à gaz
- Mais seulement 8% de la production éolienne et 2.2% de la production solaire, filières d'avenir.

Les « concurrents », dont la présence a été imposée par l'Union Européenne dans le cadre de la libéralisation du secteur électrique, n'ont développé aucun moyen de production grâce aux mécanismes de marché. Ils ont pris pied dans la production essentiellement par le biais d'appels d'offre avec des rémunérations garanties par l'État sur la durée d'amortissement de leurs investissements.

Plus précisément, l'arrivée de ces acteurs privés dans la production s'est faite par deux biais :

- **Soit par cession de moyens de production existants**, dont les investissements sont déjà amortis. Un tiers du productible hydraulique, correspondant aux ouvrages les plus rentables⁵, a ainsi été concédé à l'euro symbolique à la Compagnie Nationale du Rhône en 2001, aujourd'hui filiale d'ENGIE (Les salariés de la CNR, tous issus d'EDF, ont continué à être payés par l'ancien monopole public pendant 4 ans⁶). Parallèlement et à une échelle plus petite, entre 2003 et 2007, la SNCF a progressivement cédé sa filiale d'hydroélectricité, la SHEM, au groupe belge Electrabel, maintenant lui aussi intégré au groupe ENGIE.
- **Soit par le développement de nouveaux moyens de production**, essentiellement éoliens et photovoltaïques. Dans ce cas, l'État garantit aux producteurs un tarif d'achat de la totalité de leur production sur 20 ans, c'est-à-dire sur la durée d'amortissement des centrales.

Les concurrents ont également pris pied dans la production thermique fossile, qui représente autour de 7% de la production française⁷ (essentiellement les Cycles Combinés Gaz). EDF était implicitement interdit de concourir sur le développement de ces moyens de production, afin de laisser de la place aux concurrents, essentiellement Engie, toujours (l'ancien GDF !), ainsi que Total et Uniper, filiale de

⁵ Les centrales du Rhône, cédées à la CNR, ne représente que 20% de la puissance installée du parc hydroélectrique

⁶ Selon Jacques Masson, directeur d'EDF Hydro à cette époque, dont les propos ont été recueillis dans (SUD-Energie, 2018)

⁷ (RTE, 2019)

l'électricien allemand EON. Mais l'État a dû rapidement venir au secours des producteurs en instaurant des compléments de rémunération au marché, notamment un marché de capacités⁸.

La dernière centrale thermique dont le développement a été acté, à Landivisiau, en Bretagne, a été développée par un consortium Siemens-Total suite à un appel d'offre : là encore, une rémunération annuelle est garantie par l'État⁹.

Finalement, les concurrents se sont donc fait une place encore très réduite dans la production (17%, voir Annexe 2 §.b), protégés par une rémunération garantie par l'État.

3.2 Par la création d'une activité artificielle en concurrence : la fourniture

Devant l'impossibilité de mettre en concurrence les réseaux et la production, une activité de « fourniture » d'électricité est apparue avec la libéralisation du secteur et semble avoir été créée uniquement pour réserver un espace artificiel à la concurrence, au nom du « droit des usagers à choisir leur fournisseur ».

La fourniture consiste à servir d'intermédiaire financier entre le producteur et le consommateur final, sans rien changer aux flux physiques. Aucun parallèle ne tient avec d'autres activités: le fournisseur n'a pas ici un rôle de distributeur : l'onde électrique se déplace automatiquement de la centrale au consommateur, le long du réseau. Il ne peut pas conseiller le consommateur sur un choix de produit, qui est la même pour tous, ni même lui garantir une qualité de service puisqu'en cas de défaut, tous les clients d'un secteur subissent les coupures, sans distinction : chacun bénéficie du même système collectif. Le fournisseur ne facilite pas non plus la rencontre entre l'offre et la demande, comme sur d'autres marchés financiers. Il ne couvre pas de risques mais en crée au contraire (cf. §4.2). Il ne compte pas l'électricité délivrée au client, c'est de la responsabilité d'Enedis. Il n'intervient jamais chez le client. Il facture le client ... mais est refacturé par le producteur et le distributeur, qui lui-même est refacturé par le transporteur ... Autrement dit, ce système implique des refacturations coûteuses.

Plus généralement, **les activités d'un fournisseur consistent essentiellement à démarcher les clients, faire du marketing, proposer des « offres de prix » complexes et variées, prévoir la consommation de leurs clients, acheter leur électricité sur le marché ou via des mécanismes contournant le marché, éventuellement avoir une activité de trading.**

L'activité de fourniture représente aujourd'hui 5% des coûts de production et moins de 4% des coûts totaux du système électrique¹⁰, dont moins de 2% de frais de personnel. Donc quand bien même un bénéficiaire serait à attendre de sa mise en concurrence, sa portée ne pourrait être que tout à fait minime.

Mais surtout, **toute cette activité n'existait pas dans un système public,** elle représente donc un surcoût: tous les usagers se voyaient proposer un tarif unique en fonction de leurs usages, ce tarif était calculé pour recouvrer l'ensemble des coûts du système électrique. EDF effectuait la prévision de la consommation nationale, sans besoin de détailler par groupes de clients. Il n'y avait qu'un seul système

⁸ Le marché de capacité rémunère les producteurs pour leur disponibilité au cas où le système aurait besoin d'eux, indépendamment de leur production effective. Ce mécanisme rémunère également les effacements de consommation. Le niveau de rémunération est déterminé lors d'enchères périodiques.

⁹il était envisagé, pour investissement d'environ 400 M€, une prime annuelle de maximum 40 M€ versée à l'industriel au titre de la Contribution au Service Public de l'Electricité, cf. (Préfecture Bretagne, 2012)

¹⁰ Hors CEE (Certificats d'Economie d'Energie), qui sont classés dans les coûts commerciaux de manière abusive.

de facturation, unique pour la production, le transport, la distribution et la fourniture ... et même pour le gaz ! Il n'était pas utile de démarcher les usagers (devenus clients suite à l'ouverture du secteur à la concurrence). **L'apparition de concurrents dans la fourniture n'a non seulement allégé aucune tâche de l'acteur historique, mais elle lui a au contraire ajouté du travail**, l'obligeant lui aussi à faire du démarchage et du marketing, à prévoir non plus la consommation nationale mais la consommation de ses propres clients, ce qui est beaucoup plus complexe, à anticiper les comportements des autres producteurs, à contractualiser ses relations avec le gestionnaire de réseau, à opérer sur les marchés, etc.

La seule partie de l'activité de fourniture qui ait un impact physique concerne l'accompagnement des clients, notamment dans la maîtrise de leurs consommations ou l'accès aux mécanismes de solidarité¹¹. Mais là encore, le constat est sans appel : les mécanismes d'incitation à la maîtrise de la consommation, notamment via la vente de Certificats d'Economie d'Energie (CEE)¹², fonctionnent mal, lorsqu'ils ne sont pas simplement frauduleux. Un rapport de Tracfin publié à la fin 2018 fait même état de montages extrêmement complexes, faisant intervenir tout une chaîne de sous-traitants malveillants (Tracfin, 2018). Les clients précaires sont par ailleurs moins bien accompagnés (cf. §.6.6 et §.6.2.3).

L'activité de fourniture a donc bien été créée de toute pièce au moment de la libéralisation du secteur électrique, et elle n'engendre que des coûts supplémentaires au système.

Aujourd'hui, on compte en France **plus de quarante fournisseurs d'électricité**, dont une trentaine intervenant sur le segment des consommateurs résidentiels (CRE, 2020). On y trouve bien sûr EDF, mais également des électriciens étrangers (ENI, Vattenfall, Hyberdrola, etc.), des pétroliers (ENI, Total Direct Energie), des gaziers (Engie, ex GDF), des SCOP militantes (Enercoop, voir Annexe 2 §.c), des start-ups, des enseignes de la grande Distribution (Carrefour, Cdiscount, ...) révélant la vraie nature de l'activité. La « part de marché » des fournisseurs dits « alternatifs » (hors EDF) représente environ un quart du nombre de sites résidentiels ou industriels, mais presque la moitié de la consommation des sites non résidentiels : de très gros consommateurs d'électricité ont quitté le fournisseur EDF pour ses concurrents.

4 La multiplication des producteurs et fournisseurs impose la mise en place d'un marché absurde

4.1 Du tarif réglementé aux prix de marché

Avant la libéralisation, tous les usagers étaient facturés selon une tarification très simple, établie selon les principes suivants :

- Couvrir l'ensemble des coûts de production, de transport et de distribution du système¹³ ;
- Être identiques sur tout le territoire, y compris des zones plus coûteuses à alimenter comme les campagnes, les DOM et la Corse (notion de péréquation tarifaire) ;

¹¹ Les fournisseurs doivent notamment vendre de Certificats d'Economie d'Energie et inciter les clients à consommer moins ou mieux (c'est-à-dire dans des périodes moins tendues)

¹² Mécanisme qui oblige les fournisseurs à faire faire des installations induisant des économies d'énergie à leurs clients, sous peine de pénalité. Ces certificats peuvent également s'échanger sur un marché.

¹³ Pour un client résidentiel, la facture d'électricité se compose approximativement d'un tiers de coûts liés à la production (dont la fourniture), un tiers lié aux réseaux et un tiers de taxes. Pour un industriel, la part des coûts de production représente l'essentiel de la facture.

- Etre identiques pour tous les clients ayant les mêmes profils de consommation. Ex : pour les clients particuliers, un nombre très limité de tarifs était proposé, ne dépendant que de la puissance souscrite et des principaux usages (tarifs heures pleines / heures creuses pour les clients équipés d'un ballon d'eau chaude électrique, tarif à effacement pour les clients équipés de chauffage électrique, tarif base pour les autres).

Chaque année, l'évolution des tarifs suivait celle des coûts. Ceux-ci n'étant pas amenés à évoluer brutalement, l'évolution était toujours modérée et garantissait une stabilité des tarifs très appréciée des usagers. De plus, les tarifs en France étaient les moins chers d'Europe de l'Ouest.

Mais l'arrivée d'autres acteurs qu'EDF a imposé la mise en place d'une bourse d'échange de l'électricité, appelée marché de gros (ou plus simplement « marché »), pour permettre à chaque fournisseur de s'interposer financièrement entre les producteurs et les consommateurs.

- Les entreprises intégrant à la fois les activités de production et de fourniture, comme EDF, vendent le surplus de leur production ou achètent l'énergie manquante à certaines heures à d'autres producteurs ;
- Les producteurs n'ayant pas d'activité de fourniture vendent toute leur production ;
- Les fournisseurs purs achètent l'ensemble de leur production.

Le marché sert également à gérer les échanges entre pays : un fournisseur peut acheter de l'électricité en Allemagne pour le compte d'un consommateur français ; réciproquement un producteur français peut vendre de l'électricité à l'étranger, dans la limite de la capacité des réseaux d'interconnexion (EDF exporte ainsi fort bien sa production nucléaire excédentaire). Cette bourse d'échange est gérée à l'échelle européenne par des opérateurs de marché, privés. Pour la France, il s'agit d'Epex et NordPool, eux-mêmes en concurrence (s'il fallait une preuve de la foi dans la compétition) !

4.2 Fonctionnement et dysfonctionnements du marché

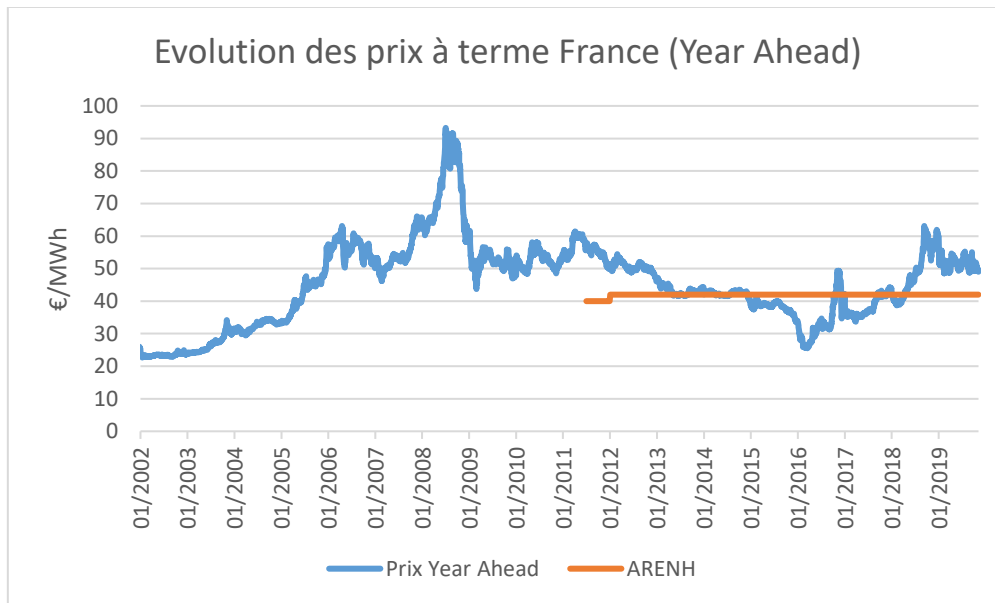
Nous parlons, dans ce chapitre, du marché de gros de l'électricité, qui fonctionne comme une bourse, sur lequel les producteurs vendent aux fournisseurs, qui revendent ensuite au client final sur le « marché de détail » (soit en « offre de marché », à un prix libre, soit au Tarif Réglementé de Vente, possible uniquement pour EDF).

4.2.1 Un marché indexé sur les cours mondiaux du gaz et du charbon

Le « prix de marché » de l'électricité correspond à ce qu'il faudrait payer si l'on augmentait la consommation d'une unité (1 MWh). Il est en général donné par le coût variable de production de la centrale la plus chère en fonctionnement à chaque instant¹⁴. Ce principe de fixation du prix repose sur une théorie dont les conditions ne sont jamais vérifiées dans la réalité, selon laquelle ce coût variable devrait être suffisant pour recouvrir non seulement les coûts variables des groupes moins chers, mais également l'ensemble des coûts fixes d'investissement et d'exploitation, qui représentent pourtant l'essentiel des coûts du système. Evidemment ça ne se passe jamais comme ça ...

¹⁴ Ce coût est également appelé coût marginal de production

La centrale la plus chère en fonctionnement est généralement une centrale thermique à charbon ou à gaz, située en France ou ailleurs en Europe¹⁵. C'est pourquoi les prix de marché fluctuent en fonction des cours mondiaux du gaz et du charbon, même si ces productions sont ultra-minoritaires en France¹⁶. Les prix de marché sont donc extrêmement volatils et incontrôlables par la puissance publique, puisque dépendant de la géopolitique mondiale. Le graphe ci-dessous montre la forte variabilité journalière des prix de l'électricité « base » (prix à terme, pour une livraison constante toute l'année suivante).



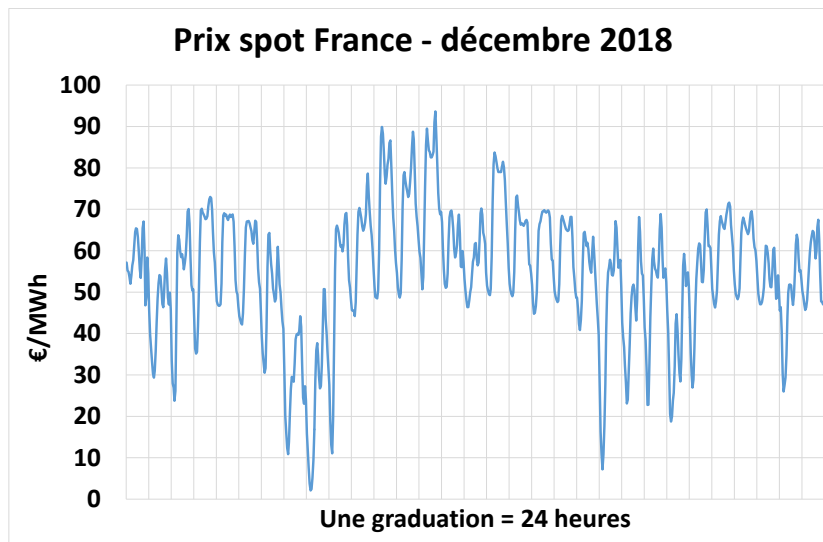
Evolution journalière des prix à terme (pour une livraison en année N+1) entre 2002 et 2019

Les prix fluctuent également beaucoup d'une heure à l'autre, au gré de l'évolution de la consommation et de la production électrique, qui déterminent la centrale la plus chère appelée à cet instant, mais également en fonction d'éléments liés aux contraintes multiples qui compliquent l'équilibre entre production et consommation. *A ces causes physiques de fluctuation s'ajoutent d'éventuels « pouvoirs de marché » des acteurs* : ceux-ci peuvent par exemple retenir leur production jusqu'au dernier moment pour faire monter les prix, ou profiter de situations de congestion locale sur les réseaux. Les prix peuvent ainsi varier entre des valeurs négatives¹⁷ et des prix de plusieurs milliers d'euros par MWh. Le graphe ci-dessous illustre une variation typique des prix spot (du jour pour le lendemain) chaque heure du mois de décembre 2018.

¹⁵ Puisque le réseau européen est interconnecté. La France est toujours, à un instant donné, soit exportatrice nette d'électricité, soit importatrice nette. La plupart du temps, on importe sur une frontière en même temps qu'on exporte sur une autre.

¹⁶ Et également des cours du marché européen de CO₂, qui pénalisent les productions émettrices de CO₂.

¹⁷ Certaines situations (consommation très faible, production non pilotable excédentaire) demanderaient d'arrêter des centrales pour une durée brève ; mais le coût de redémarrage est important et dans ce cas les producteurs sont prêts à payer des clients pour consommer et éviter l'arrêt de la centrale.



Prix spot de l'électricité en France en décembre 2018, un mois « normal »

Enfin, les cotations pour une même heure de livraison (ex : 21 janvier à 13h) varient également au cours du temps, au fur et à mesure de l'affinement des prévisions de consommation et de production pour cette heure donnée. Comme la production est transmise instantanément aux consommateurs par les réseaux, toute cette activité d'achat et vente ne peut se faire que par anticipation, avec autant de produits de marché que d'échéances : on peut acheter et vendre plusieurs années à l'avance sur le marché à terme, un jour à l'avance sur le marché spot, quelques heures à l'avance sur le marché infra-journalier ... mais toujours à l'avance ! Cela justifie l'existence de marchés sur des échéances très variées, du pluriannuel au quasi-temps réel, et de produits dérivés (marchés d'options) qui laissent une large place à la spéculation et à la manipulation de marché, contribuant encore à augmenter la volatilité des prix.

4.2.2 Incompatible avec la tarification d'un bien essentiel

Même la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) reconnaît explicitement l'inadaptation du prix de marché pour les clients et son caractère aberrant, en écrivant dans le document de concertation de 2019 sur la Nouvelle Régulation du Nucléaire Historique : **«La fin de l'ARENH, programmée en 2025, conduirait ainsi, en l'absence de nouveau mécanisme de régulation, à une exposition accrue des consommateurs établis en France à un prix de marché en pratique largement déterminé par les prix des matières fossiles et du carbone, non représentatifs de la réalité des approvisionnements du système électrique français, avec une forte volatilité et des perspectives tendanciellement à la hausse. Une telle exposition, au travers des prix de marché, aux choix énergétiques étrangers est difficilement explicable».**

Pour un bien de première nécessité comme l'électricité, les clients, particuliers comme entreprises, ont besoin de stabilité, les premiers pour maintenir leur niveau de vie, les seconds pour rester viables. Ainsi l'UNIDEN, représentant les entreprises grandes consommatrices d'électricité, indiquait dans (UE, 2012) : **« le fonctionnement imparfait du marché rend nécessaire les tarifs réglementés. La structure des tarifs répond à celle des coûts réels par catégorie de clients. Les consommateurs valoriseraient également la stabilité et la visibilité du prix qu'ils payent pour leur approvisionnement en électricité ».**

Mais par ailleurs, les prix de l'électricité doivent également garantir l'accès à tous à l'électricité, garantir une équité de traitement entre usagers, et inciter à une consommation soutenable. Autant d'objectifs qu'un prix de marché ne peut atteindre.

4.2.3 *Qui ne permet de rémunérer aucun moyen de production*

Enfin, et c'est peut-être là le problème le plus grave, **le prix de marché se révèle incapable de rémunérer le moindre moyen de production, quelle que soit la filière.**

Imaginer que le prix de marché, indexé sur les cours des matières fossiles, puisse, même en moyenne, correspondre aux coûts de production en France relève de l'escroquerie intellectuelle. Cette hypothèse part bien d'une théorie économique évoquée précédemment (§.4.2.1) et que les partisans des marchés se sont d'ailleurs bien gardés d'expliquer¹⁸. Mais cette théorie est totalement inapplicable.

Ainsi, depuis le début de l'année 2020, le prix de marché tourne en moyenne autour de 30 €/MWh sous l'effet de la faible consommation (crise COVID) ; juste avant la crise de 2008, en raison des tensions que créait la préparation des jeux olympiques chinois sur les marchés du gaz et du charbon, il approchait les 100 €/MWh. Et expliquer aux citoyens français que le prix de leur électricité dépend du cours des gaz de schiste américains ou d'une grève de dockers en Australie est une vraie gageure (ou un « effort de pédagogie », pour reprendre une formule régulièrement utilisée).

C'est pourtant à partir de la vente de l'électricité à ces prix que les producteurs seraient censés couvrir leurs coûts, dont on a vu qu'ils sont essentiellement fixes. Évidemment cela ne fonctionne pas, ce système a mis en difficulté financière nombre de producteurs européens. Mais comme on a besoin des centrales, les États sont venus à leur secours en complétant les rémunérations insuffisantes des marchés de l'électricité.

Cette incapacité des marchés de l'énergie à rémunérer les producteurs est parfaitement admise aujourd'hui, au point que toutes les nouvelles productions se développent sur des mécanismes différents : tarifs d'achat garantis pendant 20 ans pour les productions éoliennes terrestres et photovoltaïques, contrats de long terme¹⁹ ou contrats pour différence²⁰ négociés auprès des États pour les autres. Au passage, ces mécanismes donnent une place de choix au privé pour la construction et l'exploitation des groupes de production, garantissant une rémunération du capital investi sur laquelle nous revenons au §.6.1.1 et §.6.1.2.

Ces rémunérations n'étaient garanties, jusqu'à présent, que pour les nouvelles productions : éolien terrestre et offshore, photovoltaïque, centrale à gaz de Landivisiau, ... Mais il s'avère de plus en plus évident que les productions existantes (publiques) ne peuvent, elles non plus, être soumises aux aléas

¹⁸ Règle de Ramsey-Boiteux, prenant l'hypothèse d'un parc de production optimisé économiquement, ce qui est très loin de la réalité : les choix de filières de production sont en grande partie politiques ; il faudrait par ailleurs connaître, au moment de la construction d'une centrale, sa durée de vie exacte, l'évolution des cours des combustibles, des différents coûts d'exploitation, des conditions de rémunération ... Il faudrait aussi pouvoir déclasser toute centrale qui n'est plus « rentable » ; il faudrait que chaque moyen de production soit indépendant des autres, etc., etc. En résumé, une jolie théorie inapplicable.

¹⁹ En Anglais PPA (Power Purchase Agreement)

²⁰ L'Etat s'engage à verser l'écart entre un prix négocié et le prix de marché

de ces prix volatils : les rustines mises en place au fur et à mesure par les pouvoirs publics pour sauver le système, tels que les « marchés de capacités »²¹, ne suffisent pas.

Ainsi, pour le nucléaire historique comme nouveau (EPR), les négociations qui ont lieu dans le cadre du projet Hercule visent à fixer un prix garanti pour le parc historique comme pour le parc en construction (cf. §.8.5.3).

Pour le parc hydraulique, le président d'EDF, Jean-Bernard Lévy, a clairement annoncé que sans mécanismes de rémunération hors marché, les investissements dans l'hydraulique ne pourraient se faire. « *Un investissement de 400 millions d'euros pour un ouvrage hydroélectrique comme pour la nouvelle centrale enterrée de Romanche Gavet serait aujourd'hui impossible à financer [...]* » Selon lui, « faute d'instauration d'un mécanisme de soutien, à l'image de ceux appliqués aux énergies renouvelables, le potentiel de plusieurs gigawatts d'hydraulique en France, dont 2,5 gigawatts inscrits dans la programmation pluriannuelle de l'énergie, ne pourra pas être exploité. » (Usine Nouvelle, 2020).

5 Mais comment convaincre un client de changer de fournisseur ?

Comment convaincre un client de quitter son opérateur historique, qui lui vend l'électricité qu'il produit à un tarif réglementé reflétant les coûts de production, quand on est un fournisseur qui n'intervient pas sur le système électrique (ni pour produire, ni pour transporter, ni pour distribuer, ni même pour compter l'électricité) ? C'est-à-dire quand on n'a aucun levier, ni sur la qualité du produit, ni sur les coûts - si ce n'est sur une partie marginale de la facture, la fourniture (ou commercialisation), qui représente, rappelons-le, moins de 4% du coût total du système électrique ?

Simplement en développant un lobbying efficace :

- Pour obliger le producteur historique à vendre aux « concurrents » le nucléaire historique en moyenne en-dessous du coût de production (ARENH), en contournant le marché ;
- Pour obliger tous les usagers à abandonner à terme les tarifs réglementés ... en supprimant ces tarifs ;
- Pour changer, dans l'attente de leur suppression, les règles de calcul des tarifs réglementés afin de les rendre plus chers que ses propres offres.

Et en parallèle, en se livrant à un démarchage très agressif et parfois illégal, jouant de l'incompréhension des usagers devant la complexité extrême du système.

Les « concurrents » sont ainsi parvenus à imposer un système surréaliste, bien loin de la « concurrence libre et non faussée », au détriment de l'opérateur historique mais surtout des usagers.

²¹ Les marchés de capacité constituent un complément de rémunération justifié par la seule disponibilité des centrales, leur aptitude à être là « au cas où », indépendamment de leur production effective. Evidemment cette rémunération complémentaire est organisée sous forme de marché, via des mécanismes d'enchères.

5.1 Forcer le producteur à vendre le nucléaire en-dessous de son coût de production – l'ARENH

Suite à une envolée des prix de marché en 2008, les « fournisseurs alternatifs » ont obtenu²² d'une part un engagement sur la disparition des tarifs réglementés aux clients, qu'ils estimaient être une entrave à la concurrence car trop bas, et d'autre part un Accès Régulé à l'Electricité Nucléaire Historique (ARENH, mise en place en juillet 2011²³), obligeant le producteur nucléaire EDF à céder un quart de sa production (plafonné à 100 TWh/an) à prix coutant, soit 42 €/MWh.

Mais cette obligation pour EDF n'engage en rien les fournisseurs :

- si les prix de marché sont inférieurs à 42 €/MWh, ils peuvent s'approvisionner sur les marchés, et EDF, conservant ses installations nucléaires, est condamné à offrir une électricité au-dessus du prix de marché ;
- si les prix de marché sont supérieurs à 42 €/MWh, les fournisseurs se fournissent à prix coûtant (42 €/MWh) auprès d'EDF qui, de son côté, est condamné à s'approvisionner sur les marchés pour la quantité d'électricité qui lui manque pour ses propres clients.

Les fournisseurs peuvent même s'adonner à des activités de spéculation (ou « d'arbitrage »). Ils ont ainsi acheté « à terme » sur le marché de gros lorsque les prix étaient bas, en 2016, puis revendu à un prix élevé en bénéficiant de la hausse des cours en 2017, se refournissant à l'ARENH (Thomas Reverdy, 2019).

Vue du producteur, la situation est évidemment moins attrayante : si les prix de marché sont inférieurs à 42 €/MWh, il ne couvre pas ses coûts ; sinon il vend à prix coûtant ; en moyenne il est donc sûr de perdre. Ces dernières années, la faiblesse des prix de marché a ainsi conduit EDF, comme tous les producteurs, à vendre en dessous de ses coûts de production, entraînant des difficultés financières. Cette situation est invoquée pour justifier en partie le projet Hercule.

La Commission Européenne se réjouit du dispositif, ignorant sa dissymétrie et affichant la cible : « *Les concurrents d'EDF seraient ainsi en mesure de faire des offres à des prix comparables à ceux que peut proposer EDF, ce qui devrait permettre une concurrence effective et rendre superflu le maintien de tarifs réglementés.* » (UE, 2012).

²² La décision (UE, 2012) décrit comment la Commission Européenne a, en 2007, ouvert une procédure pour Aide d'Etat contre la France. Cette procédure a motivé la disparition des tarifs pour les entreprises et la création, l'ARENH a ensuite été mise en place dans le cadre de la loi NOME. L'ARENH est décrit dans (UE, 2012) comme « *un dispositif "d'accès régulé à l'énergie nucléaire historique" consistant à obliger EDF à vendre à un prix réglementé calé sur les coûts, une partie de sa production d'électricité d'origine nucléaire (de l'ordre de 25 %, avec un plafond de 100 TWh) à ses concurrents sur le marché de détail de l'électricité, afin de stimuler la concurrence sur ce marché* »

²³ Et résultant de la Loi NOME (loi sur la Nouvelle Organisation du Marché de l'Electricité) du 7 décembre 2010 (Loi NOME, 2010):

5.2 Forcer les clients à sortir du tarif, coûte que coûte

L'autre angle d'attaque des fournisseurs, pour se faire une place malgré leur absence de plus-value pour le système, a consisté à empêcher par tous les moyens les clients de bénéficier des tarifs réglementés, les contraignant ainsi à opter pour une offre de marché. On est bien loin du bénéfice annoncé pour justifier la concurrence, consistant à laisser au client le choix (de son fournisseur).

Au début de la libéralisation du secteur électrique, les grands clients – d'abord les seuls à être « éligibles », c'est-à-dire à pouvoir choisir leur fournisseur - ont pour beaucoup quitté le tarif réglementé profitant de prix de marché bas des fournisseurs alternatifs ou de l'opérateur historique, sans droit de retour au tarif réglementé. Mais dès 2003, les prix ont commencé à augmenter et ont très largement dépassé le TRV²⁴.

Invoquant des risques de faillite, ces entreprises obtiennent des députés le droit de revenir à un tarif réglementé dit « de retour », ce qu'ils obtiennent avec néanmoins une pénalité de 20 à 23% par rapport au tarif initial²⁵. Le nom de ce nouveau tarif est sans équivoque : « Tarif transitoire d'adaptation du marché » (TARTAM) ! Malgré cette pénalité, une grande partie des clients reviennent à ce tarif de retour. Ainsi, en 2009, Electrabel, plaidant avec les autres fournisseurs pour la suppression de tous les tarifs réglementés, dont le TARTAM, écrivait à la Commission Européenne : « *le tarif de retour conduit à l'élaboration d'offres uniformes par les fournisseurs d'électricité et les empêche d'être créatifs. La quasi-totalité des sites des clients d'Electrabel a demandé à bénéficier du tarif de retour. Le tarif de retour a entraîné une éviction progressive des fournisseurs alternatifs au profit d'EDF, car, à tarif égal, les clients préfèrent souvent ce dernier* » (UE, 2012).

Les fournisseurs reçoivent, eux, une compensation entre ce tarif et leur coût d'approvisionnement (généralement le prix de marché), à la charge de la collectivité. Mais trouvant encore qu'il s'agit d'une distorsion de concurrence, ils saisissent la Commission de Régulation de l'Énergie et obtiennent d'une part la création de l'ARENH, d'autre part une promesse de suppression de ces tarifs réglementés à terme (2011 pour les tarifs de retour, 2015 pour l'ensemble des tarifs aux entreprises). Et ce, alors que les clients réclament le maintien de ces tarifs.

On peut noter au passage que les fournisseurs qui prétendaient qu'EDF faisait de la subvention croisée entre tarif réglementé aux petits clients, dont le marché n'était pas encore ouvert à la concurrence, et tarif réglementé aux grands clients - prétendant que les premiers, trop élevés, servaient à financer les seconds – se plaignent aujourd'hui que ces mêmes tarifs aux petits clients, les seuls qui existent encore, sont trop bas et nuisent à la concurrence (et pourtant, ils ont beaucoup augmenté depuis, voir Annexe 3).

Aujourd'hui, seuls les « petits professionnels » et les clients particuliers peuvent encore choisir un tarif réglementé, mais leur extinction pourrait arriver très rapidement si le projet Hercule est mis en place²⁶. Tous les clients seraient alors confrontés à une offre de marché, malgré tous les risques que cela comporte et l'extrême difficulté à comprendre les paramètres de ces offres.

En attendant cette échéance, tous les moyens sont bons pour inciter les clients à quitter ce tarif réglementé, en particulier des démarchages très fréquents et pénibles. Mais également un

²⁴ Plus précisément, la part Énergie du TRV, qui comporte également une part de rémunération du réseau et des taxes

²⁵ Loi 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières

²⁶ Si EDF est sommé de devenir « un fournisseur comme les autres », on voit mal comment il pourrait continuer à se voir imposer de proposer un Tarif Réglementé de Vente

argumentaire qui, au mieux, n'explique pas au client les conséquences de son choix, et au pire le trompe directement.

Les litiges pour démarchage abusif explosent, comme le relève le Médiateur de l'Énergie : +65% en trois ans, +35% pour la seule année 2019. Dans un rapport de mai 2018, il dénonce : « *le fonctionnement du secteur reste confus pour bon nombre [de Français] et certains fournisseurs jouent sur cette méconnaissance pour conquérir des parts de marché (...) Un prétendu "service solution habitat d'EDF mandaté par l'Etat" promet une baisse des factures ; un pseudo "centre national de gestion de l'énergie" propose un bilan énergétique ; des vendeurs mentent sur l'existence d'une "loi Hulot" versant des bonus pour les habitations peu énergivores (...); un commercial annonce une hausse de 30 % des tarifs réglementés. (...) Certains se font passer pour le releveur de compteur ou usurpent l'identité de concurrents.* »

François Carlier, représentant une importante association de consommateurs (CLCV), ne mâche pas ses mots, lui non plus. Il décrit des offres sans aucune plus-value, des fournisseurs qui ne peuvent se démarquer autrement que par un démarchage agressif et malhonnête, des litiges très nombreux dont son association est régulièrement saisie (CLCV, 2020). Une grande partie des usagers qui quittent le tarif réglementé encore en vigueur n'en sont souvent pas conscients et ne comprennent pas qu'ils changent de fournisseurs. D'ailleurs, comment peut-il en être autrement dans un système tellement complexe, où la plupart des usagers ne comprennent pas la différence entre Enedis, RTE et EDF, sans même parler des autres fournisseurs (et on les comprend !).

Engie a ainsi été condamné à plusieurs reprises²⁷ pour ces pratiques. L'association Que Choisir, s'appuyant sur le Médiateur de l'Énergie, dénonce : « *Que ce soit en démarchage téléphonique ou à domicile, Engie a en effet joyeusement piétiné la réglementation destinée à protéger les consommateurs. Contrats de fourniture de gaz ou d'électricité passés « sans que la confirmation de l'offre faite par démarchage téléphonique ait été transmise au consommateur sur support durable tel que courriel ou mail », refus de prendre en compte les demandes des consommateurs voulant exercer leur droit de rétractation durant les 14 jours suivant le démarchage, non-respect de « l'obligation d'informer les consommateurs de l'existence du Médiateur national de l'énergie, dont la mission est de faciliter le règlement des litiges », les griefs sont nombreux. (Que Choisir, 2019). Engie est loin d'être le seul fournisseur en cause. Il ne s'agit pas d'un épiphénomène mais bien d'une pratique répandue. ENI se place en tête des litiges derrière ENGIE, Total Direct Energie est également bien placé. Ils rejettent souvent la faute sur leurs sous-traitants. EDF n'est pas exempt non plus de critiques (cf. §.6.7.2).*

Mais malgré des démarchages fréquents, et parfois frauduleux, des différents fournisseurs pour les faire passer à des offres de prix dérégulées²⁸, les clients qui ont encore le choix²⁹ entre un tarif réglementé et des offres de marché restent très majoritairement au tarif réglementé : 70% des clients particuliers et 60% des petits clients professionnels (dont une grande partie n'y a déjà plus accès) (CRE, 2020).

²⁷ A des dommages et intérêts d'1 M€ à EDF en mars 2019 pour avoir démarché les consommateurs en se faisant passer pour l'entreprise publique d'électricité²⁷, et à 900 000€ d'amende en octobre 2020 pour démarchage abusif

²⁸ Pointées régulièrement par le Médiateur de l'Énergie

²⁹ Les grandes entreprises tertiaires et les industries (ex tarifs vert et jaune) n'ont plus accès au tarif réglementé. Ils n'ont plus le choix. Toutes les entreprises de plus de 10 salariés seront exclues du tarif réglementé à partir du 1^{er} janvier 2021.

En revanche, les offres de marché représentent les deux tiers du volume d'énergie vendue, puisque les grands clients n'ont plus accès au tarif réglementé (cf. Annexe 2 §.a).

5.3 Changer le mode de calcul des tarifs réglementés pour les rendre non compétitifs

En attendant la suppression définitive des tarifs réglementés, qui poussera de force tous les clients vers les offres de marché, les fournisseurs alternatifs sont également parvenus à faire en sorte que les tarifs réglementés soient suffisamment hauts pour leur permettre de se faire une place.

Ainsi, en 2015, la fixation des tarifs réglementés passe des mains de l'État à ceux de la Commission de Régulation de l'Énergie³⁰, dont l'objectif est de réguler le marché, marquant un changement d'orientation.

Puis, toujours en 2015, sous la pression des fournisseurs alternatifs, la CRE modifie le mode de calcul des tarifs réglementés : désormais, **ceux-ci n'ont plus comme objectif de garantir au producteur de pouvoir couvrir au plus juste ses coûts, mais de permettre aux fournisseurs (qui ne font rien) de proposer une offre moins chère. C'est le principe de « contestabilité »,** que la CRE définit en ces termes : *c'est « la faculté pour un opérateur concurrent d'EDF présent ou entrant sur le marché de la fourniture d'électricité de proposer, sur ce marché, des offres à prix égaux ou inférieurs aux tarifs réglementés »*³¹.

Pour atteindre cet objectif, la CRE intègre dans leur calcul une indexation sur les prix de marché. Finalement, les consommateurs d'électricité ayant choisi de rester au tarif réglementé reflétant le coût de production stable en France voient leur facture évoluer au gré du marché, donc des fluctuations des cours du gaz, avec la garantie que leur tarif sera supérieur à celui proposé par les fournisseurs alternatifs ! On est bien loin de la promesse initiale d'une concurrence censée faire baisser les prix. **Maintenant, c'est écrit noir sur blanc, il faut augmenter les prix pour permettre la concurrence !**

C'est ainsi qu'en 2019, les tarifs réglementés ont fortement augmenté, non pas à cause d'une augmentation des coûts de production mais bien de l'envolée des prix de marché, comme l'a écrit la CRE dans sa délibération justifiant ces hausses de coût (CRE, 2019/02), et comme l'a souligné l'Autorité de la Concurrence elle-même, amenée à contester cette hausse au motif que ces augmentations n'avaient *« rien à voir avec l'augmentation des coûts de production d'EDF »* (communiqué du 25 mars 2019).

5.4 Les tarifs réglementés, une digue qui menace de s'écrouler

Même si ces tarifs ont été très largement poussés à la hausse et dénaturés sous la pression des fournisseurs alternatifs, ils garantissent une égalité de traitement et une certaine transparence sur l'évolution des factures de l'électricité et obligent la CRE et le Gouvernement à se justifier en cas de hausse.

³⁰ Même si la décision finale revient au gouvernement (la CRE propose)

³¹ Par exemple dans (CRE, 2019/02), cf.§.2.3

Mais ils sont appelés à disparaître³², ce qui pourrait arriver très rapidement si le projet Hercule voit le jour. En effet, si EDF devient « un fournisseur comme un autre », il est peu probable qu’il conserve une obligation de maintien de ces tarifs réglementés de vente. On constate d’ailleurs qu’EDF pousse ses clients à sortir du tarif réglementé pour opter pour une offre de marché, et que les fournisseurs alternatifs attaquent régulièrement ces tarifs comme une entrave à la concurrence³³. Cela ouvrirait la porte à la négociation individuelle des offres, dans un système excessivement complexe et opaque qui fait déjà l’objet d’innombrables plaintes, recensées par le Médiateur de l’Énergie. À ce jeu, les plus précaires, les moins aguerris à la négociation seront les grands perdants. Le principe d’équité, essentiel pour ce bien de première nécessité, disparaîtra.

6 Le bilan indéfendable de vingt ans de libéralisation des marchés de l’électricité

Avant même de se livrer à un retour d’expérience, « sur le papier », le système mis en place était voué à l’échec. La prétendue mise en concurrence d’un monopole naturel s’est traduite par une concurrence confinée à une activité marginale et factice – la fourniture – et par une délégation de service public sur des moyens de production stratégiques et exigeant des investissements de très long terme. Même sur un plan théorique, cela ne pouvait conduire qu’à une augmentation massive des coûts, donc des prix, une dégradation du service public, une fragilisation du système électrique, une perte de contrôle démocratique sur ce secteur essentiel.

Le retour d’expérience, qui confirme cet échec, ne peut être que partiel : la quasi-totalité des investissements actuels a été faite par la Puissance Publique, les tarifs réglementés existent encore tant bien que mal pour les particuliers, mais ne représentent plus qu’un tiers de la consommation nationale, les deux autres tiers sont directement exposés à la volatilité des marchés. Qu’en sera-t-il si la libéralisation se poursuit, en particulier avec le projet Hercule ?

6.1 Sur le plan économique, un système beaucoup plus coûteux

6.1.1 Des coûts financiers qui font flamber la facture

Rappelons tout d’abord que le coût de production de l’électricité est composé à près de 90% de coûts fixes³⁴, dont en grande partie des coûts d’investissements sur une très longue durée.

Les couts d’investissement (ou de construction) représentent environ 80% du coût total de production pour l’éolien et le solaire³⁵ et représenteraient environ 70% pour le nouveau nucléaire si la décision de renouvellement de la filière était prise. Dans ces conditions, le taux de financement, ou

³². « [Le droit européen] n’admet la poursuite de la vente à tarifs réglementés, pour une période transitoire dont la directive ne fixe pas le terme, que pour les clients finals domestiques et les micro-entreprises », cf. le dernier avis du Conseil d’Etat (Conseil d’Etat, 2019). Pour le gaziers TRV prendront fin le 30 juin 2023

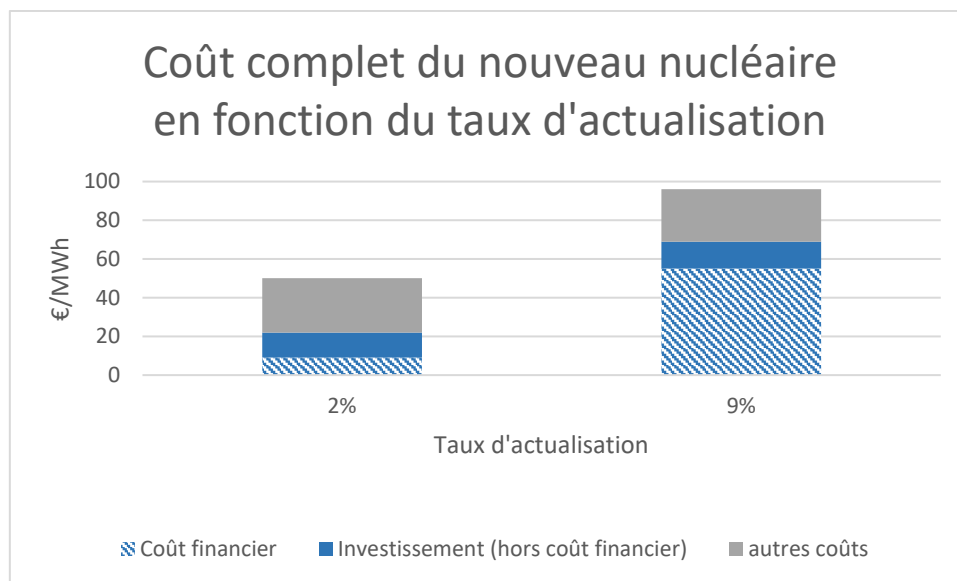
³³ Voir (Conseil d’Etat, 2019), point n°10

³⁴ C’est-à-dire indépendants de la quantité d’électricité vendue

³⁵ Avec des hypothèses de financement à 9%, proches de celles généralement retenues.

coût du capital, ou encore taux de rémunération du capital³⁶ (taux d'emprunt bancaire et/ou taux de rémunération des actionnaires) **est déterminant dans le coût global de production de l'électricité**. Ce paramètre, longtemps passé sous silence, fait désormais l'objet de nombreuses analyses et débats.

Ainsi, pour des hypothèses publiques de coût et de durée de vie des nouvelles centrales de production³⁷, **en faisant simplement varier ce taux de financement de 2% (largement plus élevé que les taux d'emprunt d'État aujourd'hui) à 9% (taux généralement demandé par un investisseur privé), les coût total de production double, que ce soit pour le solaire, l'éolien ou le nucléaire, c'est-à-dire pour les filières envisageables car décarbonées.**



La Cour des Comptes anglaise a estimé l'influence de ce taux sur le coût de production de la future centrale nucléaire de Hinkley Point. Comme le rapportaient François Dauphin et Basile Bouquet dans (Les Echos, 2019/06), « *Dans une étude de 2017, la Cour des comptes anglaise [NDLR (NAO, 2017)] a estimé le coût complet à 140 euros par mégawattheure (MWh) pour un taux de rémunération de 12 % (soit celui attendu par certains fonds privés d'investissement), il chute à 100 € / MWh pour une rémunération de 9 % (taux minimum pour une entreprise introduite en Bourse), 70 € / MWh pour 6 % (soit le taux habituel des investissements publics) et à seulement 30 € / MWh en cas de retour attendu de 2 % (le taux où l'État français pourrait emprunter actuellement sur les marchés pour un investissement à 50 ans).* » Soit un facteur 3 sur le coût de production entre un financement à 2% et un financement à 9% (et un facteur 5 entre 2% et 12%), uniquement imputable à cette rémunération ! (cf. Annexe 4 §.c)

RTE, dans ses documents de concertation liés aux scénarios à l'horizon 2050, évoque également l'impact de ce taux de financement (cf. Annexe 4 §.b).

L'Agence Internationale de l'Énergie, dans un rapport de 2015 sur les coûts futurs de l'énergie (AIE, 2015), donne des facteurs multiplicatifs allant de 1,5 à 2,5 pour les nouvelles filières de production.

³⁶ On parle de taux d'actualisation, ou CMPC (coût moyen pondéré du capital) ou encore de WACC (weighted average cost of capital) en anglais, défini comme le taux de rentabilité annuel moyen attendu par les actionnaires et les créanciers, en retour de leur investissement.

³⁷ IRENA, AIE, JRC

Pour l'hydraulique, pour lesquels les chiffres sont difficiles à obtenir en France et qui sont spécifiques à chaque ouvrage, la facture est multipliée par 2 à 3 en fonction du type d'ouvrage, sur la moyenne des pays retenus (cf. Annexe 4 § a).

Pour tous ces organismes, le taux de financement apparaît ainsi clairement comme un facteur déterminant du coût total de production de l'électricité, donc du prix.

Or ce taux dépend essentiellement de deux paramètres :

- Le niveau de risque de l'investissement ;
- Le type de structure de l'entreprise en charge des investissements, déterminant les taux auxquels elle peut emprunter et le niveau de rémunération exigée par les actionnaires.

Le niveau de risque de l'investissement est très sensible à la garantie des revenus sur la très longue durée. Il est clairement minimal dans un système public dans lequel tous les actifs de production sont rémunérés par un tarif construit pour couvrir l'ensemble des coûts du système, avec des règles stables. Un système en concurrence offre une bien moindre visibilité aux acteurs. Les acteurs privés doivent répondre à des appels d'offre sur des échéances très longues, à des horizons bien supérieurs à tous les produits de marché, à la durée de vie de bien des entreprises, dans un système électrique appelé à fortement évoluer. Et même si, in fine, des mécanismes hors marché (types tarif d'achat, par exemple) leur garantissent un retour sur investissement, les fluctuations de cette réglementation représentent également un risque.

Les acteurs privés se couvrent donc financièrement, en « prenant des marges ».

Quant au type de structure, **une entreprise privée** présente un risque relatif à sa pérennité sans comparaison à une structure publique adossée à l'État. Elle **ne dispose donc pas des mêmes conditions de financement bancaires et ses actionnaires exigent un taux de rentabilité de leur investissement important**. Ce point est d'ailleurs régulièrement pointé. Ainsi, en 2004, l'un des arguments en faveur du changement de statut d'EDF était que son statut public lui conférait des conditions de financement avantageuses, représentant une distorsion de concurrence. La Direction de la Concurrence de l'UE ne dit pas autre chose lorsqu'elle réclame l'éclatement d'EDF en échange de la nationalisation de l'activité nucléaire : *« Le fait qu'Azur [Ndlr : filiale regroupant les activités hydrauliques] soit une filiale de Bleu [Ndlr regroupant les activités nucléaires] lui permettrait d'accéder à des financements à des taux plus bas liés à la stabilité du nucléaire régulé et donc de ce fait, Azur ne serait pas à égalité avec ses concurrents »* (Reporterre, 2020/10).

Finalement, une structure publique investissant dans un secteur hors concurrence bénéficierait de taux de financement très faibles, en-deçà de 2%, en ayant recours à l'épargne populaire (avec des produits de type livret développement durable et solidaire ou livret A, actuellement rémunérés à moins de 1%) ou en se refinançant auprès de la BCE, pour peu que le système financier soit remis au service de la collectivité. Les taux directeurs, auxquels la BCE prête aux banques, sont aujourd'hui négatifs.

Une entreprise privée, en revanche, exigera un taux de rentabilité des investissements conforme à celui du marché, autour 7,5 à 9%³⁸.

Ainsi, le choix d'un recours aux investisseurs privés plutôt qu'à des investissements publics pourrait conduire, s'il était étendu à l'ensemble des investissements, à doubler le coût total de production

³⁸ Taux retenu dans la plupart des études prospectives, notamment dans les scénarios prospectifs de l'Union Européenne.

d'électricité et donc la facture pour l'utilisateur. Et cela sans même prendre en compte les autres surcoûts de la libéralisation.

6.1.2 Une délégation de service public par appel d'offre qui se révèle très coûteuse

A ces surcoûts financiers liés à l'écart de conditions de financement et d'exigence de rémunération entre un investisseur public et privé s'ajoutent, pour la collectivité, des coûts et des risques spécifiques à la délégation de service public par appels d'offre.

C'est en effet ainsi que se développent les nouveaux moyens de production, éoliens et photovoltaïque (sauf pour les plus petites installations en toiture, financées par des tarifs d'achat), mais également des centrales à gaz, comme la future centrale de Landivisiau.

Ce mécanisme est tout à fait comparable à la délégation de service public, via des PPP (Partenariats Public Privé) des autoroutes, de certains aéroports, de la distribution d'eau potable, ou de manière plus locale, des Vélib et Autolib à Paris. Les effets sont donc connus, ils concluent à des surcoûts importants pour la collectivité, une dégradation de la qualité de service liée à des sous-investissements.

Partout, la même promesse justifiait ce choix : les appels d'offre devaient permettre une baisse des prix en sélectionnant la meilleure offre. Partout, on constate les mêmes résultats : il n'est pas possible de tout prévoir dans les appels d'offre et une fois le contrat mis en place, la puissance publique se retrouve dépendante de l'entreprise concessionnaire : celui-ci peut imposer des avenants très coûteux pour prendre en compte les évolutions contractuelles.

Ce qui est vrai dans les domaines précités l'est encore bien plus pour l'électricité : il s'agit d'un secteur complexe et très fortement évolutif sur le plan technologique comme organisationnel. Il est donc impossible de prévoir l'évolution des coûts et des contraintes à long terme. Et les risques liés à des sous-investissements sur des ouvrages sensibles sur le plan de la sûreté sont élevés.

Le développement de la production photovoltaïque et éolienne s'est heurté à ces difficultés : les tarifs d'achat auxquels la puissance publique s'engage à racheter toute la production de ces installations durant leur durée d'amortissement de 20 ans (et qui constituent donc une garantie de revenu) ont été calés à un niveau beaucoup trop haut, occasionnant des surcoûts très importants pour la collectivité dénoncés à maintes reprises, par la Commission de régulation de l'énergie (CRE, 2014) et par la Cour des Comptes notamment : « *Les soutiens octroyés par l'État se sont aussi avérés disproportionnés par rapport à la contribution de certaines filières aux objectifs de développement des énergies renouvelables : pour le photovoltaïque par exemple, les garanties accordées avant 2011 représenteront 2 Md€ par an jusqu'en 2030 (soit 38,4 Md€ en cumulé) pour un volume de production équivalent à 0,7 % du mix électrique.* » (Cour des comptes, 2018)

Beaucoup d'acteurs ont profité du principe des tarifs d'achat et de la baisse des coûts des installations photovoltaïque et éolienne pour obtenir des taux de rémunération énormes (souvent au-delà de 10% par an parfois au-delà de 20% par an). Le hold-up est tellement gros que le gouvernement a déposé récemment un amendement visant à « *réviser pour l'avenir le tarif des contrats en cause afin de ramener leur rentabilité à un niveau correspondant à une rémunération raisonnable des capitaux* » (Gouv., 2020). Sous la pression de la filière, le Sénat a rejeté cet amendement en raison des risques d'insolvabilité qu'il entraînerait ... La filière photovoltaïque se félicite de ce rejet : « *On ne peut renier un engagement pris auprès d'une filière industrielle, et au-delà fragiliser durablement la dynamique de*

développement des énergies renouvelables en France, qui favorise l'activité et l'emploi local dans tous les territoires ».

Le financement des énergies renouvelables échappe aujourd'hui en grande partie à la facture d'électricité. Initialement financé par la CSPE (Contribution au Service Public de l'Electricité), les pouvoirs publics ont voulu éviter de faire apparaître son explosion dans la facture d'électricité. Ils ont donc plafonné cette taxe de la facture d'électricité qui alimente désormais les caisses de l'Etat ; en contrepartie l'Etat finance directement les énergies renouvelables via un fonds dédié qui devait être alimenté également par la taxe carbone qui a mis le feu aux poudres, entraînant la mobilisation des gilets jaunes.

De telles dérives ne sont pas des erreurs de jeunesse. Le tarif d'achat de la centrale de production éolienne en mer dans la baie de Saint-Brieuc, établi à 155€/MWh, apparaît très excessif alors que le projet a pris des années de retard, durant lesquels les coûts se sont effondrés³⁹. Mais un contrat signé avec des entreprises privées (ici un consortium Total – Siemens) est un contrat ! Les élus locaux s'émeuvent de ce qu'ils considèrent comme un racket.

Dans tous les cas, la rentabilité des investissements est calculée par les acteurs privés sur une durée d'amortissement des ouvrages calée pour être sûr de ne pas être perdant. Si l'ouvrage est finalement exploité plus longtemps, ce qui est très fréquent, l'acteur privé empoche une rente sur la fin de vie de l'ouvrage.

Par ailleurs, la mise en place et le suivi de ces appels d'offre mobilisent des équipes administratives et de juristes là encore coûteuses, augmentant encore les « coûts de transaction ».

6.1.3 Les surcoûts liés à la mise en concurrence de la fourniture et la multiplication des acteurs

Rappelons à nouveau que la fourniture, seule activité mise en concurrence via un marché, représente aujourd'hui moins de 4% des coûts totaux du système électrique (5% des coûts de production)⁴⁰, dont moins de 2% de frais de personnel (CRE, 2019/06).

Par ailleurs, la multiplication des acteurs induit une duplication des équipes administratives, juridiques, de R&D, d'ingénierie. La contractualisation remplace les échanges autrefois internes, les coûts de transaction s'envolent. Les marges prises par chaque maillon intermédiaire - fournisseur, traders, agrégateurs responsables d'équilibre, etc. s'accumulent. Chaque acteur réalise sa prévision de consommation, son optimisation, son trading. Il doit connaître et anticiper le comportement des concurrents, et développe des systèmes d'information nécessaire pour les interfaces avec les marchés de l'électricité, les gestionnaires de réseaux, leurs services juridiques pour traiter les litiges non seulement avec les usagers, mais également avec les autres acteurs. Il faut également monter des équipes pour répondre à des appels d'offre extrêmement complexes. De plus, des équipes doivent être mises en place du côté des opérateurs de marché, de la commission de régulation pour contrôler le fonctionnement du marché, du côté de la puissance publique pour mettre en place et suivre les appels d'offre, etc.

³⁹ Le dernier appel d'offre au large de Dunkerque se situe autour de 50€/MWh, même si les contraintes du site ne sont pas les mêmes

⁴⁰ Hors vente de Certificats d'Economie d'Energie (CEE), qui sont souvent intégrés de manière abusive dans les coûts de fourniture

Cette explosion d'activités nouvelles directement liées à la complexité introduite par la mise en concurrence a un coût, qui se retrouve lui aussi dans la facture des client-usagers. Et tous ces acteurs prennent leur marge.

6.1.4 Les surcoûts liés à la désoptimisation de la gestion du système électrique

Parce que le système électrique est par nature intégré, que les moyens de production sont fortement interdépendants, que des contraintes techniques multiples pèsent sur ces moyens, que production et consommation sont soumis à de forts aléas, la recherche du programme d'appel⁴¹ optimal, définissant la meilleure façon d'exploiter le parc de production en respectant toutes ces contraintes, est le résultat de programmes d'une complexité telle qu'il nécessite des simplifications⁴².

En situation de monopole, un seul acteur effectue cette optimisation à la maille française. En situation de concurrence, chaque acteur ne dispose que d'une partie de l'information et se coordonne via un prix de marché. **Or il est démontré que cette multiplication des acteurs dégrade systématiquement le programme d'appel et fait augmenter les coûts**, même dans une situation idéale dans laquelle le prix de marché serait « parfait » et tous les acteurs joueraient un jeu parfaitement vertueux pour la collectivité, c'est-à-dire chercheraient à minimiser le coût global de l'électricité. Cela fait l'objet d'un consensus scientifique.⁴³

De plus, dans la réalité, les producteurs ne cherchent pas à minimiser le coût global du système, mais à maximiser leur profit. Cela a été également démontré par des études et par les retours d'expérience⁴⁴. Pour cela, les producteurs cherchent à faire artificiellement monter les prix, bien au-delà des coûts de production, et dégagent des marges aux dépens des usagers. C'est ce qu'on appelle le pouvoir de marché, particulièrement important pour le secteur électrique puisqu'en période de forte consommation, tous les moyens de production sont nécessaires et qu'il faut réagir très vite pour maintenir l'équilibre du système coûte que coûte : si un acteur refuse de produire, il existe un risque de black-out et les prix flambent.

Donc même l'exploitation à court terme du système électrique est plus coûteuse lorsque le nombre d'acteurs augmente, indépendamment des surcoûts liés à la multiplication des équipes des systèmes d'information, des interfaces et de la création de l'activité inutile de fourniture.

⁴¹ Le programme d'appel détermine, à un instant donné, la liste des centrales en fonctionnement et leur niveau de production

⁴² On ne parvient pas à trouver « le » programme parfait

⁴³ Les prix de marché ne permettent pas d'obtenir le programme d'appel optimal. C'est d'ailleurs pourquoi la décomposition par les prix, qui simule un prix de marché, ne représente dans les outils d'optimisation d'un parc intégré qu'une phase d'initialisation. La deuxième phase, intégrant une coordination fine des différentes unités de production, améliore significativement les programmes d'appel.

⁴⁴ Dans tous les pays ayant libéralisé leur secteur électrique, des cas de manipulation ont été constatés : Californie bien sûr, mais également Brésil, Nouvelle-Zélande, Australie, NordPool, Pays-Bas, Grande-Bretagne, Espagne ...cf. (François Soutte, 2003), p165.

6.1.5 Dans les faits : une promesse de baisse des coûts désormais oubliée

La promesse initiale de baisse des coûts n'a évidemment pas pu être tenue, et plus personne ne la revendique. Même le président de la CRE, Jean-François Carencu, le reconnaissait dans *Le monde Économie* du 26.10.2018 : « La concurrence par les prix reste marginale sur le marché de l'électricité. Elle ne sert pas à faire baisser les tarifs ».

En moyenne, les factures ont flambé. Ainsi, d'après (INSEE, 2019) et l'Enquête Annuelle Transparence des prix du gaz et de l'électricité reprise par le Ministère de la transition écologique et solidaire (MTES, 2020) reprise par Capital (Capital, 2019), les prix de l'électricité ont augmenté de 44% entre 2006 et 2016. En intégrant les hausses récentes, on obtient une augmentation de plus de 60% entre 2006 et 2020. Durant cette même période, les prix à la consommation (mesurant l'inflation) augmentaient de moins de 20% (cf. Annexe 3).

Cette démonstration par les faits est toujours contestable. Une partie de l'augmentation des factures est indépendante de la libéralisation du secteur électrique et peut être imputée aux investissements faits pour renforcer le réseau, prolonger les centrales nucléaires, investir dans les énergies renouvelables (dont une partie des coûts est néanmoins exclue de la facture électrique depuis 2016⁴⁵).

Néanmoins, il est indéniable qu'en partie au moins, cette hausse est directement imputable au marché, comme le démontre la forte hausse de 2019 (+7.7%). La CRE en donne la cause principale, dans sa délibération (CRE, 2019/02) : il s'agit de « l'augmentation importante des prix sur le marché de gros de l'énergie ». L'Autorité de la concurrence a rendu un avis très défavorable sur cette hausse, qui, selon elle « n'a rien à voir avec les coûts de production d'EDF ou de l'électricité nucléaire, qui restent stables » (Autorité de la Concurrence, 2019).

Mais surtout, ce retour d'expérience, qui laisse peu de place au doute, se double d'une démonstration par l'analyse : les surcoûts incontestables engendrés par la libéralisation, tels que décrits précédemment, se retrouvent nécessairement dans la facture : celle-ci ne pouvaient qu'augmenter et continuera à s'envoler si le recours aux investissements privés se généralise et si le système électrique intégré par nature continue à être découpé en morceaux.

6.1.6 Une économie de 5% sur la facture ? Non, une pénalisation des usagers restés au TRV

De nombreux acteurs - fournisseurs alternatifs bien sûr mais également économistes⁴⁶ - continuent à colporter une **fausse information**, de bonne ou de mauvaise foi, relayées par une partie de la Presse : la mise en concurrence aurait permis une baisse des prix aux clients, certes très modeste, de l'ordre de 5%, mais une baisse quand même. Ils s'appuient pour cela sur une étude du cabinet CAPGEMINI (qui n'est pas publique). Ainsi, le comparateur d'offres LeLynx affirme : « Une étude menée par Capgemini démontre que changer de fournisseur d'électricité permettrait d'alléger sa facture de 5%, soit 44€ par an » (LeLynx, 2020). Ce qui donne, en titre d'un article du « Parisien » (Le Parisien, 2020) : « Ainsi, Selon un rapport de Capgemini sur les tarifs du gaz et de l'électricité en Europe, que nous

⁴⁵ La CSPE a été réformée en 2015 : elle est intégrée à la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE) et ne couvre plus les charges dues aux EnR au-delà de 2015, qui sont désormais financées par la contribution climat-énergie

⁴⁶ Par exemple Jacques Percebois sur (France Culture, 2020)

révélons [...] avec une baisse inférieure à 5% de la facture, la libéralisation du marché a eu moins d'effet chez nous que chez certains de nos voisins. »

Si mettre en concurrence une activité qui représente à peine 4% du coût total du système – la fourniture – pouvait permettre d'économiser 5% de la facture, cela relèverait du miracle ! Sans même parler de la compensation nécessaire aux nombreux surcoûts engendrés par la libéralisation, décrits ci-dessus.

En réalité, si certains usagers ont pu bénéficier d'une baisse de facture en changeant de fournisseur, **ce n'est pas que la concurrence fait baisser les prix : c'est qu'elle a justifié une hausse des tarifs réglementés** qui les conduits mécaniquement à être supérieurs aux offres de marché, en introduisant le principe de contestabilité décrit au §.5.3. Donc les clients « optimiseurs » qui changent de fournisseurs peuvent espérer un gain ... sur le dos des autres usagers restés au tarif, dont les plus précaires (car le tarif réglementé est le seul proposé, par exemple, aux clients ayant eu des difficultés de paiement).

6.2 Sur le plan social, un système inadapté aux objectifs de service public

6.2.1 Une égalité de traitement menacée

La tarification selon une grille unique définie par l'opérateur public et l'État laissent progressivement la place à des offres de marché à la main des fournisseurs. Ces offres font l'objet de négociations individuelles, comme dans la téléphonie, et ne visent qu'un seul objectif : maximiser la marge du fournisseur. Il n'y a pas de place pour des objectifs pourtant essentiels tels que l'égalité de traitement des usagers, les économies d'énergie, ou la stabilité à long terme du prix.

Pourtant, la demande de stabilité est régulièrement rappelée par les clients eux-mêmes, des particuliers aux grands industriels, via leurs organisations (notamment Uniden⁴⁷ ou CLCV).

Quant à l'égalité de traitement des usagers, elle est mise à mal par la capacité de négociation individuelle de chaque usager devenu client, et on en voit déjà les premiers signes. Ainsi, certains clients ont-ils réussi à gagner quelques pourcents⁴⁸ en sortant du tarif réglementé de vente, mais directement aux dépens des usagers restés au tarif, dont les fournisseurs ont fait changer le mode de calcul pour qu'il soit mécaniquement plus haut (cf. § 5.3). A ce jeu, quand certains clients y gagnent, d'autres y perdent nécessairement puisqu'il faut payer le coût global du système (en augmentation qui plus est). La « valeur refuge » que constitue le tarif réglementé est appelée à disparaître d'ici peu, exposant encore plus les clients les moins aptes à négocier.

L'égalité territoriale a, elle aussi, été écornée, suite à la libéralisation, comme l'a dénoncé la FNCCR (cf.6.3). Son premier vice-président, Guy Hourcabie, résumait ainsi cette évolution en 2011 à l'occasion de la sortie d'un Livre Blanc : « *Dans le temps, la relation entre les autorités concédantes et leur concessionnaire était un long fleuve tranquille. Les temps changent* ». « On n'est plus traité de la même façon selon que l'on habite à Bordeaux ou dans le Cantal [...] ». »

Et comment croire qu'en privatisant la distribution de l'électricité, on favorisera les réparations de lignes ne desservant parfois qu'un hameau isolé. Ou alors, elle sera assurée au prix fort, et tant pis pour nos campagnes ... La FNCCR a d'ailleurs exprimé ses craintes quant aux effets sur l'égalité

⁴⁷ Union des industries utilisatrices d'énergie, représentant les plus grands consommateurs d'électricité

⁴⁸ Environ 5% d'après une étude de Capgeminy de 2019

territoriale d'une nouvelle ouverture aux capitaux privés d'Enedis prévue par le projet Hercule, et d'une potentielle mise en concurrence des concessions (cf. §.8.4.4).

6.2.2 Des clients confrontés à un système opaque et complexe, des démarchages agressifs et trompeurs, de la vente forcée

Avant la libéralisation, l'utilisateur se trouvait face à un interlocuteur unique, accessible par téléphone ou dans des agences physiques. Il se voyait appliquer une grille tarifaire unique, en fonction de son type de consommation.

Aujourd'hui, il doit s'adresser à Enedis pour les questions techniques, à son fournisseur pour les questions commerciales, ce qui crée une confusion et permet à chacun de se renvoyer la balle.

Mais surtout, il doit sélectionner son fournisseur parmi une multitude de candidats : EDF, Engie (ancien GDF), Total, Cdiscount, Leclerc, des énergéticiens étrangers, des start-up, des SCOPs etc., chacun lui proposant généralement plusieurs offres. Un client particulier a ainsi le choix entre une centaine d'offres, dont les paramètres sont très compliqués à comprendre, avec des promotions, des prix variables ou fixes, etc. pour un produit, l'électricité, qui est pourtant le même pour tout le monde.

Les fournisseurs se livrent à des démarchages agressifs et frauduleux, comme décrits au §.0, qui constituent une vraie nuisance pour les usagers.

La libéralisation a également fait évoluer dans le mauvais sens les pratiques d'EDF même si le comportement frauduleux n'est pas « au niveau » de certains concurrents (cf. §.6.7.2). Comme dans la téléphonie, l'utilisateur ne peut plus compter sur un conseil neutre.

6.2.3 Moindre accompagnement des clients les plus fragiles / précaires

L'accompagnement des clients précaires s'est détérioré lui aussi, comme le révèle du Médiateur de l'Énergie⁴⁹. Leur nombre a d'ailleurs fortement augmenté (il s'élève à environ 7 millions) et les interventions pour impayés (coupure ou baisse de puissance) explosent. Ainsi, on pouvait lire dans (Le Monde, 2020) :

« En 2019, le médiateur national de l'énergie a observé une hausse historique du nombre de foyers dans l'incapacité de régulariser leurs factures d'électricité. Près de 672 400 interventions pour des impayés ont été comptabilisées, contre 572 440 en 2018. Une croissance importante qui inquiète l'autorité publique.

Sans pointer du doigt une entreprise du secteur en particulier, le médiateur national de l'énergie dénonce la préférence de certaines d'entre elles à résilier purement et simplement les contrats de leurs clients en cas d'impayés. Ce qui entraîne une coupure d'énergie, plutôt que d'interrompre ou réduire provisoirement la fourniture. »

Les coupures pour impayés sont facilitées par la dilution des responsabilités : avant la libéralisation du secteur, l'agent des réseaux de distribution qui venait suite à des impayés représentait l'ensemble de l'entreprise intégrée, et pouvait tenir compte des circonstances, des conditions de vie des usagers. Aujourd'hui, il représente un acteur parfaitement indépendant de celui qui a émis la demande

⁴⁹ AFP, 8/10/2019 « "L'augmentation des interventions pour impayés depuis le début de l'année m'inquiète. J'appelle les fournisseurs à un meilleur accompagnement de leurs clients en difficultés, en les informant sur les aides disponibles et leurs recours", a indiqué Jean Gaubert, le médiateur national de l'énergie »

d'interruption, sans la moindre possibilité d'interférer ; alors il coupe. Des agents témoignent de situations parfois douloureuses qui les choquent et les conduisent à effectuer des actes qu'ils réprouvent (couper une famille avec un bébé, des personnes visiblement en difficulté qui venaient de régulariser ... mais trop tard, etc.) :

Les agences de proximité, essentielles pour les clients les plus fragiles, ont aussi disparu avec la libéralisation. La relation à l'utilisateur s'est déshumanisée et transformée en relation commerciale téléphonique, usante et à visée lucrative.

6.3 Sur le plan technique, un système fragilisé

6.3.1 Un équilibre plus difficile à maintenir au quotidien

La multiplication des acteurs, les produits simplifiés imposés par le marché ainsi que les risques de manipulation (pouvoir de marché) fragilisent l'équilibre en temps réel du système électrique, au risque de déclencher des coupures.

- **Une multiplication du nombre d'acteurs**

A court terme, l'équilibre en temps réel du système électrique, sous la responsabilité de RTE, **est bien plus complexe à garantir lorsque le nombre d'acteurs se multiplie**, que les échanges, exclusivement techniques et internes du temps du monopole, prennent une dimension contractuelle, et que chaque acteur ne dispose que d'une partie des données, l'obligeant à tenter de deviner ou prévoir les données qui lui manquent.

- **Les simplifications imposées par le marché sont également sources de fragilité :**

Alors que l'équilibre doit être maintenu en temps réel, et que la consommation évolue de façon continue, l'énergie s'échange sous forme de « blocs » généralement horaires. Cela rend difficiles, voire impossibles, la prise en compte de certains types de contraintes¹ et crée des perturbations (instabilité de fréquence) aux changements d'heures (les graphes illustrant ce phénomène ainsi que l'analyse de l'association européenne des gestionnaires de réseaux électrique (ENTSOE) sont donnés en Annexe 5).

L'ENTSOE pointe une augmentation de ces instabilités:

« Les déviations de fréquence ont augmenté dans le système interconnecté européen durant les dernières années, comme dans d'autres systèmes électriques qui ont introduit les marchés de l'énergie. »

L'ENTSOE en indique les causes, directement imputables au marché, notamment une inadéquation des produits de marché (blocs horaires) à la consommation, et un défaut de synchronisation entre acteurs.

Pour la seule année 2019, ces simplifications de marché ont conduit à deux épisodes d'interruptibilité, avec délestage automatique (coupure ciblée) de clients industriels, en janvier et en octobre, aux changements d'heure.

Pour éliminer ces problèmes, il est question que les bourses d'électricité passent à la demi-heure, voire au quart d'heure ; mais la contrepartie de cette accélération des échanges sera une augmentation de la volatilité des prix, notamment sur les journées tendues (production proche de la production maximale du jour) sur le réseau. L'électricité est la seule commodité au monde dont le cours en bourse

évolue toutes les heures ! Alors que les fournisseurs doivent pouvoir garantir à leurs clients un prix fixe et garanti pour plusieurs années (équation impossible !?). Par ailleurs l'accélération de la cadence des marchés compliquera encore la tâche des gestionnaires de réseaux de transport qui tentent de corriger les écarts pour maintenir l'équilibre en permanence.

- **Des jeux d'acteurs**

Enfin et surtout, la multiplication d'acteurs privés, intervenant sur un marché d'une complexité n'ayant rien à envier aux marchés financiers les plus sophistiqués, favorise des jeux d'acteurs impossibles à contrôler totalement, et qui sont susceptibles de menacer l'équilibre du système. C'est ce qui s'est passé par exemple en Californie en 2001, exposant le pays à des coupures tournantes massives et longues, et conduisant à la faillite de l'Etat Californien (cf. Annexe 1).

6.3.2 *Des sous-investissements qui menacent la sûreté et la transition écologique*

À long terme, le système est également fragilisé par les sous-investissements dans les moyens de production, par une diminution des moyens de la Recherche et de l'ingénierie (bien loin de la promesse de favoriser l'innovation), par une fragilisation des producteurs, une focalisation sur des objectifs financiers qui nuisent à la sûreté des installations.

Les sous-investissements dans les moyens de production sont un travers qui a été reconnu dès le départ, même par les plus fervents partisans du marché. Ils reconnaissent que « le marché est myope » et qu'il ne donne pas « les bons signaux » pour investir sur des échéances très longues. Les sous-investissements ont d'ailleurs été constatés dans tous les systèmes électriques libéralisés. L'exemple le plus flagrant et le plus documenté étant, à nouveau, celui de la Californie.

- **Des sous-investissements dans la maintenance qui dégradent la qualité de service et la sûreté**

En France, préparant puis accompagnant la libéralisation du secteur électrique et son changement de statut, EDF a sous-investi dans le service public pour améliorer ses résultats financiers et favoriser son développement à l'international. Ces sous-investissements dans la maintenance ont concerné tant le parc de production que le réseau de distribution, géré par une filiale (ErDF puis Enedis) qui, bien qu'étant restées en situation de monopole, s'est trouvée « au service » d'un groupe soumis à la concurrence.

Ainsi, **pour les réseaux**, les collectivités territoriales, par la voix de la FNCCR⁵⁰, dénonçaient en 2011, dans le livre blanc précédemment évoqué, des sous-investissements dans les réseaux conduisant à une forte augmentation des temps de coupure par usager [la moyenne nationale se situant à près de deux heures]. Elles imputaient directement ces sous-investissements à la « dérive commerciale » d'ERDF (actuel Enedis), tout en défendant l'idée de monopole (FNCCR, 2011), et critiquaient une entreprise coupable d'avoir négligé le réseau dont elle avait la charge, « notamment afin de financer son développement international ».

⁵⁰ Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies. Regroupe plus de 800 collectivités locales en France qui organisent les services publics locaux en réseau (énergie, cycle de l'eau, numérique, déchets)

Sur les ouvrages hydrauliques, les salariés d'EDF rappellent également des périodes de sous-investissement mettant en danger la sûreté, et directement liés au contexte de libéralisation du secteur électrique puis de risques de mise en concurrence des concessions sur les barrages :

« Du milieu des années 1990 au milieu des années 2000, le budget de maintenance a été réduit à peau de chagrin, rendant les exploitants malades et inquiets, et faisant progressivement apparaître des accidents de plus en plus graves, jusqu'à la rupture de la conduite forcée de Pragnières, et surtout, la rupture nocturne et hivernale d'une vanne du barrage de Tuilières, sur la Dordogne » (SUD-Energie, 2018)(p97 à 10) . « Si [cette rupture] s'était produite en journée, en plein été, avec des touristes à l'aval, elle aurait probablement fait de nombreuses victimes et la "une" du journal de 20h ... On a donc déjà les prémises de ce que peut provoquer une baisse des budgets de maintenance quand les raisons économiques (austérité) l'emportent sur les préoccupations de sûreté. »⁵¹

Sur l'ensemble du parc : A EDF toujours, cette libéralisation a entraîné une succession de plans d'austérité. Le dernier en date, baptisé Mimosa, a été présenté au même moment que le plan de relance de 100 Md€, dont 30% pour la transition énergétique. EDF, acteur incontournable d'un secteur clé de la transition énergétique, annonçait un plan d'économie de 2 à 3 Md €, impliquant de repousser pendant trois ans encore embauches et investissements. Le précédent, d'une durée de 4 ans, avait conduit à des économies d'1 Md€ par an et 10% de baisse d'effectif (davantage dans la Recherche, pas assez rentable à court terme ...).

Et ce malgré des besoins immenses et urgents (cf. §7.1). Les raisons invoquées parlent d'elles-mêmes : difficultés financières liées à un prix trop bas sur le marché de l'électricité et une menace de dégradation de la note financière de l'entreprise à BBB+ par l'agence Standard & Poor's. La responsabilité de la libéralisation dans ces sous-investissements n'est plus à démontrer.

- **Des sous-investissements dans le renouvellement du parc**

Ces sous-investissements concernent aussi les nouveaux ouvrages, comme les stations de pompage, entravant la réussite de la transition énergétique le développement de la production solaire et éolienne, les investissements relatifs à la maîtrise de la demande (cf. §.6.6).

Le président d'EDF, Jean-Bernard Lévy, invoque d'ailleurs ces difficultés⁵² *« Ce qui a fait la grandeur d'EDF, c'est d'avoir bâti et assuré depuis 75 ans un service public de l'électricité performant et innovant, fondé sur nos installations de production, nos réseaux et notre modèle intégré. Au cours du temps, nous avons su prendre les bons virages technologiques : hydraulique, thermique, nucléaire et plus récemment ENR. Dans les années qui viennent, des milliards vont être investis pour développer les énergies renouvelables, l'hydrogène, les services énergétiques, le stockage... **dans l'état actuel des choses, et pour la première fois de notre histoire, nous ne sommes pas en mesure d'être pionniers dans ces domaines, ni même de développer nos métiers historiques comme le nucléaire, l'hydraulique ou les réseaux.** »*

⁵¹ Jean-François ASTOLFI, Patron de l'Hydraulique d'EDF de 2005 à 2014 (SUD-Energie, 2018)

⁵² « 9 questions sur le projet Hercule », communication de JB.Lévy aux salariés d'EDF, décembre 2020

6.3.3 Une Recherche et développement (R&D) et une ingénierie mises en danger

C'est, là-encore, un point qui fait assez peu débat. En Europe, la libéralisation s'est accompagnée partout de la baisse significative, et même le plus souvent de la disparition de la R&D des entreprises productrices d'énergie⁵³.

La mise en concurrence des acteurs ne favorise pas la mutualisation des données ni le partage de connaissances pourtant essentiels à la Recherche. De très nombreuses recherches nécessitent une taille critique des équipes et des compétences transverses, des moyens d'essai importants (grands laboratoires expérimentaux permettant par exemple de modéliser l'écoulement d'un fleuve, laboratoires permettant l'étude et la qualification des matériels électriques, etc.). Il en est de même pour l'ingénierie, par exemple : les équipes en charge de la prévision des crues et des événements extrêmes, essentielles à la bonne exploitation des barrages, sont déjà à l'effectif minimum pour assurer un roulement 24H sur 24.

Dans les pays où les grands opérateurs publics n'existent pas ou plus, ce sont généralement des organismes publics avec peu de moyens qui se chargent de cette R&D, financés par une multitude d'acteurs privés aux intérêts divergents, souvent au coup par coup sur la base d'appels à projets⁵⁴. Cette organisation, très chronophage, ne permet pas d'obtenir une cohérence et une complétude des programmes de recherche.

Par ailleurs, il n'est pas du ressort des R&D et des ingénieries d'entreprises privées, pour celles qui en ont gardé, d'étudier des sujets qui ne seraient pas potentiellement valorisables à court ou moyen terme. Or la recherche de long terme est essentielle pour permettre des avancées significatives, et des pans de recherche et d'ingénierie importants pour le service public mais difficilement valorisables financièrement ne seront pas faits par des entreprises privées ... ni par aucune structure.

En France, EDF jouait – et joue encore - une place centrale dans la R&D sur l'électricité, faisant le lien entre la recherche académique et les besoins des entités opérationnelles. Elle couvre de nombreux domaines, sur toutes les filières de production, les réseaux, les usages. La libéralisation du secteur électrique a fragilisé cette R&D à plusieurs égards :

- Elle a vu, comme partout, ses budgets et ses effectifs décroître (passant de 2700 au début de la libéralisation à moins de 1900 aujourd'hui, sans que cette baisse ne semble s'arrêter ;
- Elle a modifié son objectif : la R&D de service public a fait place à une R&D « au service de la valeur de l'entreprise », comme cela est très régulièrement rappelé aux chercheurs. Cela signifie que la recherche jugée insuffisamment rentable à court terme est la première attaquée : recherche sur l'efficacité énergétique et l'isolation des bâtiments, pourtant essentielle, robotique, sciences sociales (malgré les très nombreuses questions posées par la transition énergétique et relevant de ce domaine comme l'acceptabilité des ouvrages, les changements de comportement, la précarité énergétique, l'implication citoyenne dans les décisions, etc.). Or cette R&D de service public qu'EDF abandonne ne semble pas reprise par un organisme public, d'autant moins que la Recherche Publique se heurte, elle aussi, à de graves difficultés liées, notamment, aux baisses de moyens et à un pilotage par projet.

⁵³ Ce point est régulièrement rappelé aux représentants du personnel par la Direction de la R&D d'EDF : lorsque ceux-ci se plaignent des baisses d'effectifs et de budget, ils se voient répondre « on a de la chance d'exister encore, quand on voit ce qui se passe dans les autres pays. Une R&D avec 2000 salariés [dans un secteur libéralisé], c'est une exception ».

⁵⁴ EX : université ou organismes dédiés, comme l'EPRI (Electric Power Research Institute) aux États-Unis

- Elle a soumis cette R&D aux contraintes de confidentialité inhérentes à la mise en concurrence et au secret commercial. Plus de partage de données possible, des résultats d'étude moins partagés⁵⁵.

Par exemple, il a été interdit aux ingénieurs-chercheurs de continuer à exploiter des panels de consommation, pourtant essentiels à la compréhension des comportements, sous prétexte qu'ils avaient été constitués du temps du monopole. Ces panels sont donc perdus pour tout le monde.

Le secteur de l'éolien illustre également ces difficultés : compte tenu de l'éclatement du secteur en une multitude d'acteurs difficiles à lister, aucune structure ne peut prendre en charge une R&D sur des problèmes généraux. Sur la maintenance, par exemple, il existe des tentatives d'organisation, autour d'une structure fédérant environ 600 acteurs, correspondant à des structures juridiques distinctes... et concurrentes ! On imagine aisément la complexité de la tâche. Et les données concernant l'éolien semblent encore plus secrètes que les données sur le nucléaire !

La filialisation des réseaux de transport (RTE) puis de distribution (ErDF devenue Enedis) a déjà laissé entrevoir les problèmes soulevés par l'éclatement de l'entreprise. Les équipes de R&D qui travaillaient sur les réseaux se sont vus progressivement séparés de leurs collègues ou imposés des clauses de confidentialité très sévères. Chaque équipe a ainsi perdu les avantages liés à la transversalité des compétences, beaucoup de travaux ont été dédoublés.

L'ingénierie souffre également de la libéralisation du secteur. Ainsi, dans l'hydraulique « Il est admis dans la profession qu'une ingénierie intégrée permet de mieux optimiser le coût de la maintenance et des travaux, car elle assume les risques de ses choix de conception, mais aussi parce qu'elle connaît mieux les problématiques d'exploitation, les enjeux stratégiques et l'historique des ouvrages de son parc. C'est notamment possible parce qu'elle emploie des ingénieurs qui évoluent dans l'entreprise en passant parfois de l'exploitation à l'ingénierie ou aux services économiques. Ainsi les enjeux sont partagés, ce qui permet de concevoir des solutions plus optimales. À l'inverse, il s'est plusieurs fois avéré qu'un bureau d'étude externe propose des travaux de confortement très conservatifs, donc bien plus coûteux que nécessaire, sans forcément prendre en compte globalement toutes les problématiques. »⁵⁶

6.3.4 La pression d'objectifs de rentabilité de court terme

Les difficultés à investir et à maintenir des équipes de Recherche et d'ingénierie de haut niveau, mais également la prédominance d'indicateurs financiers de court terme aux dépens des objectifs de sûreté sont autant de facteurs de risque.

Cette évolution inquiète de nombreux salariés, sur le parc nucléaire comme hydraulique. Dans un rapport sur l'hydraulique (SUD-Energie, 2018), ils témoignent : « *La garantie d'une maintenance préventive suffisante ne peut se faire que par des indicateurs ou des inspections : la sûreté doit être au cœur des préoccupations de l'opérateur. Par ailleurs, il doit avoir les capacités financières et techniques pour y répondre, accepter de former les salariés sur le long terme et de savoir les garder.* » [...] « *Il sera difficile d'assumer des coûts importants liés à la sûreté (comme de grosses modifications d'ouvrages) sur des parcs réduits et en concurrence directe. Sur des ouvrages concédés sur 30 ou 40 ans, il sera*

⁵⁵ Des règles sont progressivement mises en place pour imposer la mise à disposition de certaines données (voir par exemple ENTSO Transparency), mais cela reste très parcellaire et ne peut en aucun cas remplacer l'accès qu'a une entreprise sur ses propres données.

⁵⁶ Emmanuel Paquet, Expert sur la sûreté des barrages (SUD-Energie, 2018)

tentant « d'enterrer » un problème coûteux de sûreté pour ne pas pénaliser le bilan économique de la concession. La contrainte de performance économique, notamment sur le temps court, est peu favorable aux politiques de sûreté ambitieuse. »

Dans le nucléaire, les salariés pointent une sous-traitance devenue largement majoritaire⁵⁷, souvent sélectionnée sur le prix, avec des conséquences sur les niveaux de salaire et les conditions de travail des sous-traitants, mais également leur formation. Avec des conséquences sur la formation de salariés d'EDF qui doivent encadrer sans jamais avoir exécuté les gestes qu'ils sont censés contrôler, contrairement à leurs prédécesseurs.

Ils pointent également un changement de profil de l'encadrement, devenu plus gestionnaire que technique, avec un fort turn-over sur les postes, ainsi qu'une casse des collectifs de travail et du compagnonnage, nécessaires pour permettre une formation de qualité, et une perte progressive de « l'esprit de service public » qui était omniprésent avant la libéralisation.

6.4 Le mythe du choix du consommateur et de la stimulation de l'innovation

La promesse de baisse des prix enterrée, les défenseurs de la libéralisation avancent un nouvel argument, tout aussi peu étoffée : la concurrence permettrait au client de choisir son fournisseur et favoriserait l'innovation, à défaut de faire baisser les prix.

Or l'ouverture à la concurrence concerne essentiellement le marché de **fourniture**, c'est-à-dire un service purement financier et commercial d'achat-vente et de packaging d'offre. Quel type d'innovation espérer, dans ces conditions ?

Le produit technique délivré dans les prises électriques est le même qu'avant la libéralisation du secteur : une onde calibrée à 50 Hz avec un niveau de tension normalisé. Il n'est donc pas possible de promettre une meilleure qualité du produit. La route est donc étroite. Restent d'éventuels « services », tels que le suivi et la maîtrise de la consommation.

Remarquons d'abord que les clients ne demandent pas à avoir le choix ou à bénéficier d'innovations contractuelles, ils veulent avant tout une électricité peu chère et une stabilité des prix. Comme l'exprimait clairement un représentant d'association de consommateurs californiens (Gilles Ballastre, 2005) : *« Les politiciens et les entreprises énergétiques diront que les consommateurs veulent avoir le choix, en ce qui concerne l'électricité. On ne veut pas avoir le choix ; on veut de la fiabilité. On ne veut pas avoir le choix ; on veut un prix raisonnable et constant. On ne veut pas avoir le choix ; on veut la sécurité »*

Ainsi, il a été relevé maintes fois qu'à prix égal, les clients préféreraient l'opérateur historique. Electrabel se plaignait ainsi que le tarif de retour (réglementé) conduisait à *« l'élaboration d'offres uniformes par les fournisseurs d'électricité et les empêchait d'être créatifs [...] car, à tarif égal, les clients préfèrent souvent ce dernier »* (UE, 2012).

La prépondérance du critère de prix sur tout autre critère apparaît d'ailleurs dans le comparateur d'offres d'électricité mis à disposition par le Médiateur de l'énergie (Médiateur de l'Energie, 2020). Celui-ci ne permet à l'utilisateur, pour s'orienter parmi la centaine d'offres disponibles (selon les régions), de saisir seulement trois critères : le prix avant promotion, le prix après promotion et le taux d'énergie verte de l'offre (ce dernier critère étant de pur affichage comme nous le décrivons plus loin). Pas de

⁵⁷ Environ 80% des activités de maintenance sont sous-traitées, contre 20 à 30% dans les années 90

place, donc, pour une quelconque innovation. Et quelle lecture les consommateurs peuvent-ils faire d'offres à prix garanti sur 1, 2 ou 3 ans, à prix fixe ou variable. Sur quelles connaissances tangibles peuvent-ils s'appuyer pour choisir parmi la centaine d'offre que chacun reçoit désormais ?

Quant aux services de suivi de consommation et d'accompagnement dans la maîtrise de la demande, puisqu'il ne reste plus que cela, là encore, la concurrence n'a non seulement pas amélioré les choses, mais elle les a dégradées. Ainsi, EDF, monopole public, disposait d'ingénieurs et de chercheurs spécialisés dans les procédés des clients industriels électro-intensifs (fours à arc, machines rotatives, électrolyseurs, etc. utilisés dans la papeterie, la chimie, la sidérurgie, etc.). Ils pouvaient aider ces clients à améliorer leurs procédés pour les rendre moins énergivores ou déplacer leurs consommations aux heures creuses (moins tendues). Ces équipes tendent à disparaître.

Edouard Oberthur, d'ArcelorMittal, représentant de l'Uniden, résumait ainsi la situation : « *Aujourd'hui, la capacité d'effacement est moitié moindre que ce qu'avait EDF avec les EJP⁵⁸. Ça fonctionne mal, les industriels qui font de l'effacement, on les compte sur les doigts d'une main. Il n'y a pas d'outil de marché novateur qui a permis de créer de l'effacement.* » (Mines Paris Tech, 2019) Même si l'on peut trouver des justifications à la suppression d'anciens mécanismes qui constituaient parfois des niches inefficaces sur le plan écologique, force est de constater que les fournisseurs alternatifs ne peuvent se prévaloir d'un accompagnement des clients sur ce sujet.

Revenons sur la promesse d'une énergie verte. À en croire le comparateur d'offre du Gouvernement, Engie (un gazier) ou Cdiscount (qui ne produit pas d'électricité) auraient une électricité 100% verte tandis qu'EDF régulé offrirait une électricité 0% verte (véridique !) ! Pourtant, la même électricité circule dans le réseau, pour tout le monde.

Acheter au fournisseur Cdiscount ou Engie plutôt qu'à EDF favoriserait-il la production verte ? Pas du tout. Les producteurs d'énergie renouvelable – éolienne, solaire ou hydraulique – sont assurés d'écouler toute leur production à un prix garanti. Et les investissements sont favorisés non pas par les prix de marché mais par des mécanismes de subvention hors marché (cf. 6.6).

La CLCV, grande association de consommateur, déclare d'ailleurs qu'il n'y a aucune innovation sur la fourniture, si ce n'est en matière de démarchage agressif.

Côté Production, les acteurs privés qui développent des installations éoliennes ou photovoltaïques principalement, et un peu thermiques, n'ont pas amené de ruptures technologiques majeures, sans surprise... De telles ruptures impliquent le développement de filières de taille suffisante, de la formation jusqu'à la production en passant par la R&D. L'innovation n'est que le dernier maillon d'une chaîne de Recherche mise à mal par l'éclatement en une multitude d'acteurs du secteur, tel que décrit au §6.3.

Il est assez révélateur de constater que le terme innovation semble supplanter celui de recherche. Pourtant, la deuxième est nécessaire à la première. Mais surtout, dans un secteur comme l'énergie, a-t-on davantage besoin de « bonnes idées » capables d'amener un gain financier, ou d'une recherche indépendante capable de lancer l'alerte en cas de dangers pour la santé et l'environnement, de traiter des sujets essentiels mais difficiles à valoriser à court terme comme la minimisation de l'impact environnemental des installations, ou la prévention des risques extrêmes improbables mais potentiellement gravissimes ?

⁵⁸ Effacements Jour de Pointe : tarification incitant les clients à ne pas consommer les jours de forte demande

6.5 Pour les salariés du secteur, également une dégradation sociale

Alors que les salariés d'EDF bénéficiaient d'un statut de haut niveau (la convention collective des électriciens et des gaziers - IEG), la vague de libéralisation a conduit d'une part à affaiblir ce statut, et d'autre part à en exclure un nombre croissant de salariés. Cela s'est fait de deux manières :

- En sous-traitant une part importante des activités ;
- En appliquant d'autres conventions collectives aux salariés travaillant dans les filières renouvelables⁵⁹) ainsi que chez les fournisseurs.

La sous-traitance, notamment dans la maintenance nucléaire est ainsi devenue prépondérante dans les années 90, précédant la libéralisation du secteur. Le taux est passé de 20-30% à près de 80% aujourd'hui. Cela signifie des contrats précaires⁶⁰, donc des salariés moins en situation d'exercer leur droit d'alerte, moins suivis médicalement⁶¹.

EDF a dispersé son activité renouvelable dans différentes filiales : l'éolien et le photovoltaïque dans EDF Renouvelables, la petite hydraulique dans SHEMA et l'ingénierie correspondante dans Hydrostadium. Les salariés de ces filiales sont exclus du statut des IEG et rattachés à différentes conventions collectives⁶², avec des niveaux de rémunération et de protection bien moindres que leurs collègues des filières historiques.

Par ailleurs, l'essentiel de la pose des panneaux photovoltaïques comme des travaux d'isolation repose sur de très petites structures, fragiles, ou sur des entreprises du bâtiment avec des niveaux de rémunération et une stabilité de l'emploi très faibles.

Ainsi, alors que le secteur de l'électricité et du gaz s'était construit autour d'une structure publique en monopole, associée à un statut de haut niveau pour ses salariés qui les fidélisait et permettait de construire des compétences sur la durée, on a observé au cours des dernières décennies une précarisation, dégradation et surtout une « hétérogénéisation » des conditions de travail des salariés du secteur : les conventions collectives se multiplient, les écarts de salaire augmentent, les métiers les moins qualifiés sont exclus du statut tandis que les plus hautes rémunérations explosent.

6.6 Sur le plan écologique, un système incapable de faire face à l'urgence et aux enjeux de la transition énergétique

Alors que le monopole public avait su développer en peu de temps un parc thermique, hydraulique puis nucléaire, l'organisation du secteur en marché s'est avéré jusqu'à présent incapable de relever les enjeux de la transition énergétique, tant sur le développement des filières renouvelables que sur la maîtrise de la consommation, et en particulier le vaste chantier de la rénovation énergétique des bâtiments.

⁵⁹ Convention Syntec, de faible qualité

⁶⁰ Avec des conventions collectives hétéroclites (nettoyage, transport, métallurgie, etc. pour des salariés intervenant sur des installations nucléaires

⁶¹ Régulièrement dénoncé, notamment, par les salariés de MaZoneContrôlée (MaZoneContrôlée, s.d.)

⁶² Convention de la Métallurgie pour la première, SYNTEC pour les deux autres

- **L'hydroélectricité, première énergie renouvelable, entravée par le marché**

La première énergie renouvelable à ce jour, l'hydroélectricité, n'aurait probablement pas pu être développée en univers concurrentiel, tant les durées d'amortissement sont longues. Depuis des années, les menaces de mises en concurrence des concessions sur les ouvrages existants dégradent la sûreté (cf. §.6.3).et entravent la construction de nouveaux ouvrages.

Ainsi, alors que les besoins de moyens de stockage seront de plus en plus importants avec le développement d'énergies intermittentes (solaire et éolien), les projets de nouvelles stations de pompage restent dans les cartons, comme celles de Montézic (sur la Dordogne) et Redénat (sur la Truyère).

La page (Wikipedia, s.d.) sur ces stations de pompage essentielles indique qu'en France, il existe un potentiel disponible d'environ 6 GW (soit l'équivalent de la capacité existante), « mais l'imminente mise en concurrence des concessions freine les investissements d'EDF ». Le président d'EDF, Jean-Bernard Levy, alertait récemment « *faute d'instauration d'un mécanisme de soutien, à l'image de ceux appliqués aux énergies renouvelables, le potentiel de plusieurs gigawatts d'hydraulique en France, dont 2,5 gigawatts inscrits dans la programmation pluriannuelle de l'énergie, ne pourra pas être exploité.* » (Usine Nouvelle, 2020). Sans prendre pour argent comptant ses prises de positions, il est indéniable que le marché ne peut permettre des investissements de si long terme.

- **Les nouvelles filières, éolienne et solaire, ne parviennent pas à décoller**

Le développement des nouvelles filières éolienne et solaire reste fortement entravé par l'absence de filière publique intégrée.

Le mécanisme, faisant reposer leur développement par l'appel aux investisseurs privés via des appels d'offre, puis par un soutien via des tarifs d'achat garantis de l'énergie produite, a non seulement été très coûteux mais également peu efficace, comme le soulignait la Cour des Comptes dans son rapport de 2018 (Cour des comptes, 2018) (p8) : « *[La Cour] note également que, faute d'avoir établi une stratégie claire et des dispositifs de soutien stables et cohérents, le tissu industriel français a peu profité du développement des EnR.* »

Plusieurs problèmes se sont posés :

Tout d'abord l'absence de mise en place d'une filière française ou même européenne de construction de panneaux photovoltaïques et d'éoliennes implique un recours massif aux importations asiatiques, moins chères à court terme, mais créant une dépendance vis-à-vis de ces pays et pénalisant l'emploi local comme le financement des systèmes sociaux (via les cotisations).

Par ailleurs, le bilan carbone de production de ces panneaux et éoliennes dans des pays ayant un parc électrique plus carboné que le nôtre est moins bon qu'une production française ou européenne.

Pour l'installation de panneaux photovoltaïques de toiture, la structure extrêmement éclatée du tissu industriel sur lequel reposent ces filières, avec une multitude de petites entreprises, crée une vraie difficulté pour organiser le secteur. Les structures sont fragiles, et les emplois, précaires. Il est difficile, dans ces conditions, d'organiser une vraie formation et une qualification sur le long terme, ainsi qu'une Recherche et développement et une ingénierie disposant d'un espace insuffisant pour être efficace.

À cela s'est ajoutée une réglementation qui ne peut que fonctionner par essais-erreurs, essayant de s'adapter au comportement des acteurs et à l'évolution rapide du contexte technique. Ainsi, jusqu'en

2009, les subventions⁶³ ont été beaucoup trop généreuses et pèsent encore lourdement sur la facture et les impôts (voir § 6.1). Puis le gouvernement a réagi à ces coûts très forts par un arrêt brutal de ces subventions, entraînant des faillites en cascade : en à peine deux ans, le secteur a perdu les deux tiers des effectifs, soit 20 000 salariés sur 30 000, malgré des perspectives de croissance indéniables, entraînant des difficultés voire des drames sociaux pour les entrepreneurs et les salariés perdant leur travail, mais également un gâchis de compétences. Cela a mis un coup d'arrêt au développement de la filière, dont elle peine toujours à se relever.

Ces difficultés ont entraîné des malfaçons massives dans la pose de panneaux photovoltaïques, entraînant notamment des problèmes d'étanchéité. De nombreuses arnaques ont été relevées et documentées : prix exorbitants par rapport à la réalité du travail à faire, des chantiers abandonnés en cours de route, des entreprises fantômes, démarchages frauduleux, avec des arguments commerciaux faux ou abusifs. Autant d'éléments qui ne peuvent que décourager les propriétaires.

Même si la qualité s'améliore, que des labels commencent à apparaître, cela reste largement insuffisant pour faire redémarrer le secteur de la pose de panneaux en toiture.

- **L'échec de la politique de maîtrise de la demande**

Alors que la maîtrise de la demande (ou réduction de la consommation, ou encore économies d'énergie) apparaît comme le levier essentiel de la réussite de la transition écologique, la politique actuelle, reposant là encore sur de très nombreux acteurs en concurrence, s'avère très largement inefficace.

L'isolation (ou rénovation énergétique) des bâtiments, en particulier, représente un objectif prioritaire puisque le bâtiment est responsable de près du quart des émissions nationales de gaz à effet de serre (MTES, 2017). L'organisation actuelle n'a pas permis d'atteindre les cibles, loin de là, tant en nombre de logements qu'en performance des logements isolés. En 2019, seulement 28 000 logements étaient engagés dans une rénovation basse consommation, à comparer avec une cible fixée par la loi à 700 000. De plus 75% des rénovations n'ont pas abouti à un changement d'étiquette dans le diagnostic énergétique de performance énergétique. Les performances sont en moyenne deux fois moindres qu'attendu. L'argent a donc été jeté par les fenêtres.

Ces difficultés sont liées en grande partie à l'organisation de la rénovation :

- D'un côté, la décision, la sélection de l'entreprise, le suivi des travaux et le financement partiel (ou tout au moins la recherche de financement) sont laissés à la charge des particuliers qui ne disposent d'aucune compétence en la matière, n'ont souvent pas de temps à y consacrer et sont, pour certains, en situation financière précaire ;
- De l'autre, un tissu industriel et artisanal là encore extrêmement éclaté, reposant sur une multitude d'entreprises souvent éphémères, avec des conditions de travail de bas niveau, sans garantie réelle quant à leur compétence et la qualité des travaux réalisés, sans contrôle final sur la qualité des travaux.

De nombreuses aides existent, mais elles continuent à exposer les particuliers à un risque important et à des démarches lourdes.

⁶³ Sous forme de tarif d'achat de l'énergie produite

Olivier Sidler, spécialiste en rénovation et cofondateur de l'association négaWatt, résumait ainsi la situation : « *La stratégie du gouvernement repose sur deux principes. Les citoyens sont incités à rénover, mais chacun peut agir à sa vitesse, en espérant qu'en 2050 on aura fini par tout isoler. Cela ne fonctionne pas. [...] Tous les experts du secteur en conviennent : les aides à la rénovation s'apparentent à un épais maquis. [...] la moitié des gens abandonnent en cours de route* » (Le Monde, 2020).

Une note de l'Inspection des Finances et du Conseil général de l'environnement et du Développement Durable (IGF, 2017) reconnaissait d'ailleurs des résultats « *modestes* » au regard de l'effort financier engagé.

Enfin, le Haut Conseil pour le Climat résumait ainsi cet échec : « *Le retard observé en France pour la décarbonation du secteur des bâtiments peut s'expliquer par les nombreux blocages liés à la rénovation énergétique : politiques et mesures inadaptées aux besoins de rénovation profonde, temps long nécessaire à la rénovation des bâtiments et à la structuration de la filière, faible capacité de financement des ménages, manque d'incitation et d'accompagnement dans le résidentiel mais aussi le tertiaire, défaut de maîtrise des solutions techniques, ou encore déficit d'information.* » (Haut Conseil pour le Climat, 2020).

- **Une incitation par les prix à la réduction de consommation devenue plus difficile**

L'Etat perd la main sur la tarification avec la disparition progressive des tarifs réglementés de vente. La mise en place, par exemple, d'une grille de tarification rendant gratuit l'usage indispensable et prohibitif le mésusage devient impossible.

6.7 Qui est garant de l'intérêt général ?

L'objet social de l'ancien monopole public faisait des missions de service public un objectif central d'EDF. Dans le système tel qu'il est organisé aujourd'hui, avec des acteurs sous statut privé en concurrence (quelle que soit la réalité de cette concurrence), plus aucun acteur ne se sent responsable de ces missions pourtant essentielles : ni les fournisseurs alternatifs, ni même l'ex monopole public.

6.7.1 Ni les fournisseurs alternatifs

Leurs pratiques commerciales agressives et souvent frauduleuses, décrites comme massives par les associations de consommateur (cf. §.0 et §.6.2.2) sont aux antipodes de la recherche de l'intérêt général, tout comme leur lobbying intensif pour faire augmenter les tarifs réglementés de vente et les faire disparaître à terme.

Dans un autre domaine, l'invocation de la clause de force majeure par Total Direct Energie et d'autres fournisseurs alternatifs pour se dédire de contrats d'achat d'électricité au producteur historique à l'ARENH en raison du Covid, démontre un positionnement très opportuniste de ces entreprises et dénué de toute participation au risque collectif. En effet l'essentiel des coûts de production sont fixes donc doivent être payés : si ce n'est par les clients de Total, ce sera par les usagers restés au Tarif Réglementé de Vente !

6.7.2 Ni EDF, déjà profondément transformé par la libéralisation du secteur électrique

Les salariés d'EDF ont vécu une réorientation complète des priorités de l'entreprise quand celle-ci a abandonné son statut public d'EPIC⁶⁴ pour devenir société anonyme de droit privé.

Les objectifs financiers de court terme, pourtant totalement inadaptés à un secteur comme l'électricité, sont devenu prépondérants. Ils sont présents au quotidien, dans l'activité des agents. Les critères financiers tels que la nécessité d'un retour rapide (sous 3 ans) à un « cash-flow positif », les ratios d'endettement, eux aussi inadaptés aux caractéristiques du secteur, et la notation par les agences ont conduit à une succession de plans d'austérité, dont le dernier date de juillet 2020, en décalage total avec les besoins du secteur électrique.

La stratégie de l'entreprise a consisté à se développer « là où sont les relais de croissance », c'est-à-dire à l'international (avec un objectif rapidement fixé à 50% du chiffre d'affaire à l'international). Ainsi, par exemple, le développement d'EDF dans les énergies renouvelables s'est effectué essentiellement hors de France. Depuis des années, les dirigeants d'EDF cherchent à en faire « une entreprise comme les autres », faisant disparaître de leur matrice le terme même de service public, au profit du terme omniprésent de « valeur pour l'entreprise ».

Le profil des dirigeants a également évolué, moins techniques et plus financiers, et ne faisant pas toute leur carrière dans l'entreprise.

Cette réorientation profonde a déjà des conséquences, décrits au §. 6, notamment :

- Des sous-investissements, dans la maintenance des réseaux et du parc, la recherche et développement ;
- Des investissements insuffisants dans la transition énergétique – énergies renouvelables et maîtrise de la demande – et priorisation de l'international pour son activité renouvelable ;
- La fermeture des agences de proximité
- Une R&D réorientée vers la recherche de « valeur pour l'entreprise », à court terme, aux dépens d'une R&D de service public et de plus long terme ;
- Des pratiques commerciales critiquables, l'objectif d'accompagnement des usagers faisant place à un objectif de rentabilité et de maintien de parts de marché face à une concurrence agressive. EDF pousse ainsi les usagers à quitter les tarifs réglementés, souvent sans bien les conseiller : en oubliant par exemple de mentionner l'existence de ces tarifs réglementés en cas d'aménagement dans un nouveau logement ou en leur vendant des offres « vertes », ou « locales », qui n'ont de vertes ou de locales que le nom, puisque tous les clients sont alimentés par le même réseau, avec la même électricité.

EDF-fournisseur pousse également les clients à acheter des assurances et des services inutiles. Ainsi, dans (Gilles Ballastre, 2005), une conseillère clientèle rapporte comment EDF leur demande de vendre des assurances couvrant l'interruption d'emploi à des retraités. « Aujourd'hui, on fait de la vente forcée sur des choses dont les gens n'ont pas besoin. Et en plus, on nous dit : "il faut vendre ce service-là, parce que c'est le seul service qui va rapporter beaucoup à l'entreprise". »

- Une confidentialité sur les données, les études et la stratégie de l'entreprise, au nom de ses intérêts commerciaux. Cette confidentialité est très préjudiciable tant à la qualité des études

⁶⁴ Etablissement Public à Caractère Industriel et Commercial, imposant notamment de réinvestir tous ses bénéfices

qu'au contrôle démocratique sur une entreprise qui reste un pilier de la politique énergétique du pays. Ainsi, par exemple, alors que RTE élabore des scénarios prospectifs d'évolution du parc et du réseau à l'horizon 2050, de manière publique et concertée, EDF refuse, depuis des années de rendre public les scénarios sur lesquels elle travaille.

- Un recours massif à la sous-traitance⁶⁵, aux dépens des salariés mais également de la sûreté et de l'efficacité de l'organisation. Le meilleur exemple de l'incapacité de ces nouveaux modes d'organisation à répondre efficacement à un enjeu industriel est sans doute l'échec de l'EPR : alors que le monopole public avait été capable de construire 54 réacteurs en 14 ans (de 1978 à 1992), il semble aujourd'hui impossible d'en construire deux nouveaux. Et la faute ne peut pas être imputée qu'au seul durcissement des normes de sûreté : la cascade de sous-traitants qui travaillent, parlant des langues différentes, complique à l'évidence l'organisation et dilue les responsabilités.
- Là encore, malgré sa position de monopole, Enedis est touché par cette évolution par le biais de sa maison-mère. Dans le documentaire de Gilles Balbastres, des salariés décrivent des services de l'ex monopole devenus payants ou dont les prix ont beaucoup augmenté (mise en service, modification de contrat, facture impayée), dans un souci de rentabilité.

7 Une urgence : investir et planifier pour répondre à la crise climatique

7.1 Un besoin d'investissement massif dans les prochaines années

L'urgence climatique n'est plus contestable aujourd'hui. Selon le GIEC, dont les rapports sont de plus en plus alarmistes, « *le réchauffement menace notre civilisation et la vie sur Terre* », et « *nous devons réduire immédiatement les émissions de carbone pour notre survie* » (Hoesung Lee, Président du GIEC, 2019). Certaines conséquences, comme la fonte du Groenland, ou la fragilisation du permafrost sont déjà irréversibles. À cela s'ajoutent d'autres menaces écologiques majeures : érosion de la biodiversité⁶⁶, appauvrissement des sols, raréfaction des ressources, pollutions de l'air, de l'eau etc.

La situation appelle une réaction rapide et radicale de la société dans de nombreux domaines, dont l'énergie.

Pour assurer cette transition, la stratégie nationale bas carbone (MTES, 2020-SNBC) définie par les pouvoirs publics pour permettre à la France d'atteindre la neutralité carbone en 2050 repose sur une très forte diminution de nos consommations d'énergie (environ un facteur 2) et des transferts massifs d'usages vers des productions d'énergie non carbonées : l'électricité et la biomasse.

Cette transition passera donc par une augmentation de la part de l'électricité pour remplacer les énergies fossiles (pétrole et gaz notamment) en s'appuyant sur les énergies renouvelables et peut-être en partie sur le nucléaire⁶⁷. Il s'agit également de remplacer le gaz naturel fossile importé par du biogaz et de la biomasse produites en France. **Il faut donc, en 30 ans, renouveler notre système énergétique : le parc de production d'électricité sera entièrement à reconstruire quel que soit le mix énergétique choisi, le parc de production de biogaz doit être inventé et les réseaux devront s'adapter à ces**

⁶⁵ Qui a commencé avant même l'ouverture des marchés, avec la vague libérale qui a touché l'Europe.

⁶⁶ La Terre aurait vu disparaître près de 60% de ses espèces entre 1970 et 2014, un rythme estimé cent à mille fois supérieur au taux d'extinction naturelle

⁶⁷ Selon les décisions qui seront prises sur la sortie ou non du nucléaire

profondes évolutions. De même, en matière de réduction de la consommation, les besoins sont colossaux. Pour la seule question de la rénovation énergétique des bâtiments, « *selon le ministère de la transition écologique, le coût pour traiter 4,8 millions de passoires thermiques entre 2020 et 2030 s'élèverait à 25 milliards d'euros par an (argent public et privé), tandis que la transformation des autres logements (classés D et E) atteindrait 40 milliards d'euros annuels entre 2030 et 2040. La route est donc particulièrement pentue* » (Le Monde, 2020).

Tous les spécialistes s'accordent sur ce besoin énorme d'investissement dans la transition énergétique, de l'ordre de 50 Mds par an supplémentaires en France, qui devraient se rajouter aux 20 Mds € par an actuels (Olivier Sidler , 2019).

7.2 Une conclusion qui s'impose : ces investissements peuvent et doivent être publics

Comme cela a été décrit au §2, les lourds investissements nécessaires au système énergétique nécessitent une planification de long terme pour garantir son équilibre. Cette planification ne peut être assurée que par la puissance publique. Le marché est incapable de donner les bons signaux d'investissement sur ces horizons de temps et sur de pareils montants. Ce point fait consensus même auprès des plus ardents défenseurs des marchés de l'électricité.

Les investisseurs privés n'étant pas des entreprises philanthropiques, que l'investissement soit public ou privé, au bout du compte, c'est toujours la collectivité qui paie, soit via la facture d'énergie, soit via l'impôt reversé sous forme de subventions. Le plus souvent, les revenus des investissements sont garantis, notamment par des tarifs d'achat ou des Contrats pour Différence⁶⁸. u-delà, ces investissements revêtant un caractère stratégique essentiel pour l'équilibre du système énergétique, la Puissance Publique se retrouve pieds et poings liés avec les investisseurs, obligée de voler à leur secours en cas de manquement de leur part ou de difficultés financières. Là encore, les exemples sont nombreux : mise en place de l'ARENH, modification du mode de calcul des Tarifs Régulés de Vente, mise en place d'un mécanisme de capacité pour pallier le manque de rentabilité des centrales thermiques, voire renationalisations (comme ce que prévoir partiellement le projet Hercule en France), etc.

Dans ces conditions, le recours à l'investissement privé n'apparaît que comme un intermédiaire extrêmement coûteux, imposant notamment une rémunération du capital qui fait exploser le coût total des investissements. Par ailleurs, le recours au privé impose des procédures longues, complexes, et coûteuses. Il entraîne une perte de contrôle public de ce bien essentiel et stratégique qu'est l'énergie. Enfin, il soumet l'investissement à des conditions de gestion financière de court terme, comme la notation financière de l'entreprise. Une gestion privée d'entreprise impose généralement des ratios financiers (dette / Ebitda) incompatibles avec des investissements de très long terme. C'est ainsi que, depuis la libéralisation, on voit EDF confronté régulièrement à un endettement jugé beaucoup trop lourd, et qui justifie des plans d'austérité orthogonaux aux besoins. Des objectifs de cash-flow positif à court terme sont également avancés, alors que la dette d'EDF a été bien supérieure au moment de la construction du programme nucléaire, sans refléter de difficultés financières (François Dos Santos , 2020).

⁶⁸ CFD (Contract For Difference) en anglais, l'Etat s'engage à verser l'écart entre un prix négocié et le prix de marché

Le seul argument en faveur de l'investissement privé serait l'absence de ressources financières publiques disponibles dans des délais suffisamment courts (mais in fine, cela coûtera plus cher). Or les retours d'expérience des grandes crises récentes – crise financière de 2008 et crise sanitaire de 2020 – ont fait voler en éclat cet argument : il est possible de financer, par la création monétaire ou la redirection de l'épargne privée, des investissements qui sont nécessaires à la collectivité, comme ceux liés à la transition énergétique.

D'ailleurs, l'une des motivations du projet Hercule est bien d'acter de l'incapacité du privé à financer le parc nucléaire, hydraulique et thermique et donc de les renationaliser. Les mêmes arguments sont applicables à l'ensemble du parc électrique, à l'ensemble des réseaux (transport et distribution, gaz et électricité) et à l'isolation des logements.

7.3 Nos propositions : un service 100% public sous contrôle des citoyens

7.3.1 *Une planification et des financements publics, pour réussir la transition énergétique*

Les caractéristiques propres à l'énergie nécessitent planification de long terme (cible de neutralité carbone à 2050, durée de vie des infrastructures de production de plusieurs dizaines d'années, voire le siècle), Recherche et Développement, investissements massifs.

L'investissement privé est une impasse coûteuse, incapable de relever le défi de la transition énergétique qui nécessite un effort comparable à celui de la construction du système énergétique durant l'après-guerre, et qui avait justifié la nationalisation de toutes les entreprises du secteur. Tant pour des questions d'efficacité que de coût, les investissements publics sont nécessaires.

7.3.2 *Une filière publique intégrée avec des conditions sociales de haut niveau*

Tous les succès industriels français dans des secteurs techniquement complexes ont reposé sur une filière publique intégrée : ferroviaire, énergie, aérospatiale... Elles nécessitent une formation de haut niveau, des perspectives de carrière qui fidélisent les salariés, une industrie capable d'investir et adossée à une Recherche publique.

Il faut reconstruire de telles filières dans l'énergie, garantissant aux salariés des conditions de travail de haut niveau et mettant fin à la sous-traitance utilisée comme moyen de dumping social.

7.3.3 *Des entités décisionnaires élues et informées*

Le nécessaire contrôle citoyen implique de garantir un processus démocratique dans la prise de décisions : l'entité décisionnaire doit être élue et rendre des comptes ; elle doit être suffisamment informée pour pouvoir prendre des décisions éclairées.

Cette organisation doit faire l'objet de débats. A titre d'exemple, on pourrait envisager :

- Une ou plusieurs entité(s) décisionnaire(s) élue(s) chargée(s) de définir les grandes orientations et de fixer les objectifs par un processus de concertation démocratique, puis de suivre la réalisation des objectifs ;

- Des entités techniques fournissant les études alimentant la concertation (au côté d'autres acteurs comme les associations), et mettant en œuvre les systèmes techniques permettant d'atteindre les objectifs ;
- Un recours au référendum sur les choix essentiels (par exemple sur le scénario énergétique définissant les grandes caractéristiques du parc de production), avec animation d'un débat contradictoire.
- Des contre-pouvoirs contribuant à garantir la transparence sur les décisions, un regard critique et un contrôle sur l'application des décisions

7.3.4 Des niveaux de décision décentralisés pour favoriser l'implication citoyenne et salariale

Le système énergétique est soumis à une double contrainte :

- **Une demande de relocalisation de certaines décisions**, pour impliquer plus fortement les citoyens et prendre en compte les « externalités » des décisions : il est toujours plus facile de décider, de loin, d'implanter une centrale, une éolienne, une ligne ou un méthaniseur, loin de chez soi ! ;
- **Une nécessité de faire jouer la solidarité et le « foisonnement » entre régions, voire entre pays**, afin d'utiliser au mieux des ressources inégalement réparties (ex : hydraulique, offshore, déchets agricoles, ...), de réduire le parc global nécessaire⁶⁹, d'assurer l'équilibre global du système en tenant compte des résistances locales.

Un établissement public avec des formes de décentralisations garantirait cette solidarité et ce foisonnement à la maille nationale de manière optimale.

Cet établissement public serait également impliqué dans la nécessaire coordination européenne, au-delà des choix propres à chaque pays dans la transition énergétique, pour assurer un fonctionnement optimal du système et mutualiser tous les moyens qui peuvent l'être. Une telle coordination est possible entre acteurs nationaux intégrés, plus optimale que le fonctionnement actuel, sans qu'elle soit un prétexte à l'ouverture du « marché intérieur » européen à l'énergie.

7.3.5 Un périmètre élargi à toutes les énergies

À rebours de la séparation d'EDF et GDF imposée par la libéralisation du secteur électrique et gazier, l'élaboration d'une politique énergétique cohérente nécessite une complémentarité des différentes filières et non une concurrence entre elles, comme c'est le cas actuellement. De plus, la transition énergétique va accroître les interactions entre ces filières : fabrication d'hydrogène ou de gaz de synthèse à partir de l'électricité, réutilisation de ces gaz pour la production d'électricité, ressources à partager entre plusieurs filières énergétiques (ex : biomasse), transferts d'usage (notamment du pétrole vers l'électricité ou l'hydrogène, de l'électricité ou gaz vers les réseaux de chaleur, etc.), ...

⁶⁹ À titre illustratif, si on devait construire des moyens de production pour répondre à la pointe de consommation de chaque usager, individuellement, il faudrait quatre à sept fois plus de capacités de production qu'en mutualisant ces consommations (car les pointes de consommation ne sont pas toutes aux mêmes heures, c'est ce qu'on appelle le foisonnement)

De plus en plus, les différentes énergies seront interdépendantes. Il faut donc les planifier et les exploiter de manière coordonnée, et non les mettre en concurrence.

Les collectivités locales, propriétaires des réseaux de distribution d'électricité, de gaz, des réseaux de chaleur, etc. sont bien conscientes des enjeux de cette planification d'ensemble, tenant compte des spécificités locales et des schémas d'aménagement urbain. Cette coordination ne doit pas s'arrêter au niveau local, mais intégrer les problématiques régionales et nationales ; elle ne doit pas non plus se cantonner aux réseaux, mais prendre en compte la production et l'efficacité énergétique.

C'est donc bien d'un véritable « service public des énergies » intégrant les différents maillons d'une chaîne complexe dont nous avons besoin pour mener à bien la transition énergétique.

7.3.6 Un service public de la maîtrise de la consommation

La transition énergétique doit s'appuyer avant tout sur une réduction de la consommation énergétique. Celle-ci passe d'une part par l'efficacité énergétique, qui s'appuie sur l'amélioration des procédés et appareils pour réduire la consommation sans modifier le service aux usagers (ex : isolation des bâtiments, utilisation d'appareils moins consommateurs, changement de processus industriels, etc.). Elle passe également par la sobriété, qui représente un changement de comportement des individus : prendre moins l'avion et la voiture, baisser sa température de consigne dans les logements, etc.

Dans ces deux cas, un accompagnement et des investissements massifs sont nécessaires (cf. §. 7.1).

Le cas particulier de la rénovation des bâtiments : nécessité d'un financement public et d'une planification des travaux

Nous l'avons vu, la rénovation des bâtiments constitue un levier majeur de la réduction de la consommation et des émissions de gaz à effet de serre, et l'organisation actuelle reposant sur une multitude d'acteurs privés a montré son échec (cf. §6.6). La complexité de l'organisation, l'absence de garantie pour les usagers, le manque de formation et de labellisation des entreprises ont abouti à des résultats très largement en dessous des objectifs, tant en quantité (nombre de logements isolés) qu'en qualité (effet des travaux d'isolation).

Un service public, en charge du financement et du suivi des travaux, voire de sa réalisation serait infiniment plus simple, plus efficace et moins coûteux.

La structure publique en charge de ce service public pourrait investir à des taux très bas. Ces investissements sont en moyenne systématiquement rentables à long terme. Elle se rémunérerait par exemple sur l'économie de facture d'énergie induite par les travaux⁷⁰. L'opération deviendrait neutre (gratuite et sans risque) pour les ménages, il serait donc possible de la rendre obligatoire. Cela comporterait également l'avantage de ne pas faire dépendre les opérations de gestes individuels : la structure publique pourrait prioriser les investissements comme elle le souhaite, en commençant par les logements les moins bien isolés. Elle sélectionnerait les entreprises effectuant les travaux ou les effectuerait elle-même, porterait les risques et garantirait le bon achèvement des travaux. Elle pourrait mener des travaux de R&D nécessaires (ex : utilisation de matériaux biosourcés) et d'industrialisation des processus.

⁷⁰ Même si les occupants du logement changent en cours de route, l'investissement étant attaché au logement lui-même

Une récente étude de France Stratégie propose également un recours plus important au public pour la rénovation énergétique des bâtiments : « *Des opérateurs sélectionnés par la puissance publique conduiraient les opérations de rénovation en portant eux-mêmes le financement. Ils se rembourseraient en partageant les économies réalisées sur la facture énergétique avec les ménages bénéficiaires. Une garantie publique interviendrait pour couvrir en partie les éventuels défauts de rentabilité des opérations. Les ménages n'auraient à avancer aucun frais, ni à supporter aucun risque lié aux malfaçons et à la maîtrise d'ouvrage. Les opérateurs couverts par la garantie publique seraient sélectionnés par appel d'offres public et bénéficieraient ainsi d'une visibilité et d'une confiance accrues auprès du grand public.* » (France Stratégies, 2020).

7.3.7 *Le développement de filières de production renouvelables*

L'abandon par le public du secteur des énergies renouvelables a conduit à faire reposer cette filière presque entièrement sur des importations, en grande partie en provenance d'Asie, malgré de timides tentatives.

Il est essentiel de reprendre la main sur ce secteur, comme sur celui du stockage, éventuellement en coopération avec d'autres pays, européens ou non. Cela nécessite une fois de plus investissements de long terme et de la R&D, donc une organisation publique.

7.3.8 *Une tarification simple, prévisible, équitable répondant à des objectifs sociaux et rendant effectif le droit à l'énergie*

Le meilleur moyen de garantir un droit effectif à l'énergie (et en particulier à l'électricité) est de **rendre gratuits les usages de base**. Sinon, comme cela a été constaté par le passé, la complexité des mécanismes, la difficulté psychologique pour certaines personnes en précarité à « réclamer » de l'aide, la mauvaise volonté de certains acteurs rendent ce droit caduc. Ainsi, beaucoup souffrent encore du froid (14% en 2020, malgré un hiver doux) et subissent des coupures pour impayés.

En complément, on peut envisager un tarif progressif, ou pénalisant les surconsommations, pour les clients particuliers comme pour les entreprises.

La tarification doit également garantir une égalité de traitement entre usagers ayant les mêmes caractéristiques de consommation, quel que soit leur « pouvoir de négociation » et où qu'ils se trouvent sur le territoire. La péréquation tarifaire est une très belle idée politique. Elle doit être réaffirmée.

Elle doit aussi être lisible et stable dans le temps, les clients particuliers comme les entreprises insistant sur la nécessité de bénéficier de prix prévisibles.

La tarification est par ailleurs un outil pour orienter la consommation vers des heures où la production disponible est plus abondante et moins polluante, en affinant les systèmes historiques d'heures pleines – heures creuses, de jours chers (EJP⁷¹)...

La tarification n'a donc pas un objectif unique de recherche de marge maximale pour chaque client. Une raison de plus qui rend les prix de marché inadaptés à l'énergie. Elle doit être conçue de manière

⁷¹ Effacement Jour de Pointe : Tarif avec des prix très élevés 22 jours par ans.

globale, pour répondre aux objectifs multiples énoncés : garantie d'accès à l'énergie, couverture des coûts, égalité de traitement, incitation à la maîtrise de la demande, stabilité, etc.

7.3.9 Un service de proximité, un accompagnement des usagers les plus fragiles

Beaucoup d'usagers, notamment parmi les plus précaires, ont besoin de pouvoir se tourner vers des services de proximité pour être informés sur leurs droits, conseillés, accompagnés. Il est également nécessaire d'éviter la multiplication des interlocuteurs, comme cela est aujourd'hui le cas (notamment avec la séparation entre gestionnaire de réseau et producteurs).

Des services d'accueil, traitant des questions énergétiques et de maîtrise de la consommation, doivent être créés et éventuellement regroupés avec d'autres services publics de proximité.

7.3.10 Une présence à l'international basée sur la coopération et non l'expansionnisme économique

La libéralisation du secteur électrique et le passage sous statut privé d'EDF a parfois été présenté comme une chance, pour l'entreprise, de conquérir de nouveaux marchés, de se développer à l'international.

Cette stratégie a donné lieu à des investissements hasardeux, se soldant parfois par de lourdes pertes, comme par exemple en Argentine, au Brésil, en Italie, aux États-Unis, Mais elle a surtout servi de justification au développement de la concurrence dans le secteur électrique en France. En effet, pourquoi refuser aux autres entreprises ce qu'EDF fait à l'international ?

Le droit définit d'ailleurs un principe de spécialité pour les entreprises exerçant un monopole : elles doivent réaliser plus de 80% de leur activité dans le domaine réglementé (ici, l'électricité, en France), pour ne pas utiliser leur situation monopolistique à des fins de concurrence faussée (principe d'interdiction des subventions croisées).

Une structure publique en monopole devra se consacrer à sa mission de service public, en France. Elle peut également aider d'autres pays à rendre effectif le droit à l'énergie et à effectuer une transition énergétique dont l'enjeu dépasse les frontières. Elle peut et doit nouer des partenariats scientifiques internationaux. Mais ces partenariats, et plus généralement les activités internationales doivent être basés sur des principes de coopération scientifique, technique et humanitaire, pas sur un expansionnisme économique dans un objectif de profit.

8 Le projet Hercule : la certitude de ne pas répondre à cette urgence

Le projet Hercule s'inscrit dans un contexte déjà très dégradé. Mais en proposant de poursuivre dans la voie de la libéralisation qui est manifestement une impasse, il offre une mauvaise réponse à un vrai problème.

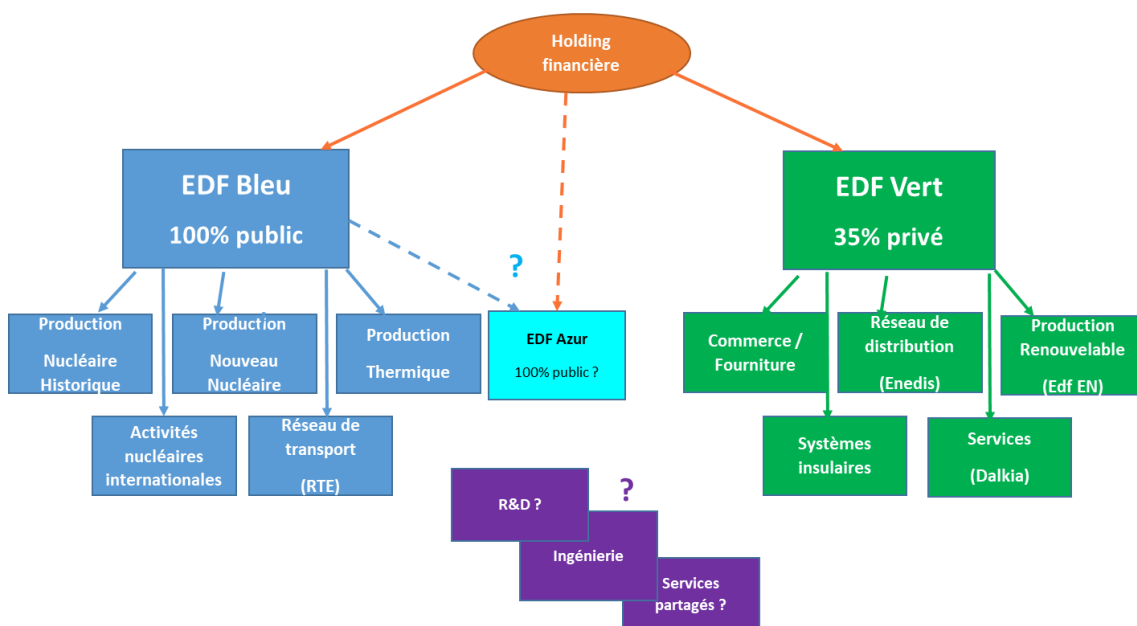
8.1 La poursuite du démantèlement d'EDF et de la libéralisation du secteur

Loin de revenir à un système stable, garantissant des conditions financières optimales pour les investissements de long terme, une planification nécessaire et un outil efficace à la main de la puissance publique, pour s'engager réellement dans une transition énergétique chaque jour plus urgente, le projet Hercule propose de corriger à la marge certains dysfonctionnements actuels tout en généralisant le marché de gros, la concurrence sur l'activité de fourniture et le recours aux capitaux privés pour les activités potentiellement lucratives et appelées à se développer. Ce faisant, il acte d'un nouveau découpage de ce qu'il restait de l'ancien groupe public, EDF.

Synthétiquement, le groupe EDF serait séparé en trois pôles, eux-mêmes organisés en filiales très indépendantes entre elles :

- Un pôle 100% public, dit « Bleu », hébergeant la production nucléaire, et probablement la production thermique fossile et le réseau de transport haute tension (RTE) dans deux autres filiales
- Une entité indépendante, 100% publique également (quasi-régie) pour le parc hydraulique, lui permettant ainsi d'éviter la mise en concurrence des concessions (même si ce point reste en suspens, tout comme un éventuel rattachement au pôle « Bleu »);
- Un pôle plus largement ouvert aux capitaux privés, dit « Vert », à hauteur de 35% au départ, regroupant les autres activités : fourniture (ou commercialisation), production solaire et éolienne, réseau de distribution moyenne et basse tension (Enedis), les services (Dalkia), les activités internationales hors nucléaire et les systèmes insulaires.

Le sort des fonctions transverses, comme la R&D, reste inconnu, mais il est clair qu'elles sont menacées et que la transversalité des compétences serait perdue dans un groupe désintégré.



8.2 Une contradiction intrinsèque : reconnaître l'échec du marché mais s'y accrocher

L'inadaptation du marché au secteur électrique a poussé ceux qui l'avaient mis en place et promu, y compris la Direction de la Concurrence de l'UE, à placer la production nucléaire historique dans une entité publique, et à mettre en place de manière définitive une rémunération régulée.

Ils ont pour cela invoqué le caractère de Service d'Intérêt Économique Général (SIEG) de la production nucléaire, bien commun financé avec des investissements publics.

Cette qualification paraît effectivement adaptée. Mais pourquoi n'en est-il pas de même pour le **système électrique dans son ensemble, alors qu'il fournit un bien de première nécessité et que chaque brique du système, c'est-à-dire chaque ligne du réseau, chaque moyen de production est essentielle à son fonctionnement ?**

8.3 La méthode : hors de tout contrôle démocratique et sans s'abaisser à justifier ces choix

La libéralisation du secteur électrique et gazier a été imposée sans débat, au nom d'une directive européenne, en 1996. Les citoyens français n'ont été consultés qu'une fois sur cette politique, mais parmi bien d'autres sujets, au moment du Traité Constitutionnel Européen en 2005. Depuis, les gouvernements successifs expliquent aux citoyens qu'il n'y a pas d'alternative possible, que le retour à un secteur public de l'électricité est impossible car interdit par la Commission Européenne ... au nom d'une Directive de 1996 intégrée à un Traité qu'ils avaient rejeté.

Malgré l'échec constaté de cette politique, largement décrite précédemment, malgré son incapacité à faire face à l'urgence et aux enjeux de la transition écologique, nous serions condamnés à « faire avec » et à tenter de modifier à la marge un système dont les principes-mêmes conduisent à l'impuissance. Le débat ne pourrait que se résumer à des questions techniques, sur le type de réglementation le mieux adapté ou le « moins pire ».

Il s'agit donc d'imposer un nouveau projet dans ce cadre, qui sous prétexte de réparer une petite partie des incohérences actuelles, accentuerait la libéralisation du secteur électrique et la privatisation des énergies de demain, sans rien résoudre des problèmes de fond

Ce projet, une fois de plus, est négocié entre le gouvernement, la Direction d'EDF et la Direction de la concurrence de l'Union Européenne hors de tout contrôle démocratique, comme le montre le compte-rendu de négociations révélé par le site Reporterre (Reporterre, 2020/10). En mai 2020. Alors que dans ses discours télévisés, Emmanuel Macron rappelait la nécessité de revenir au temps long, à la planification, à l'indépendance stratégique⁷² ; de sortir les biens et services essentiels du marché quitte à rompre avec les politiques passées⁷³, l'Agence des Participations de l'Etat négociait la

⁷² « Il nous faudra rebâtir une indépendance agricole, sanitaire, industrielle et technologique française et plus d'autonomie stratégique [...]. Il nous faudra bâtir une stratégie où nous retrouverons le temps long, la possibilité de planifier, la sobriété carbone, la prévention, la résilience qui seules peuvent permettre de faire face aux crises à venir [...] »

⁷³ « Ce que révèle cette pandémie, c'est qu'il est des biens et des services qui doivent être placés en dehors des lois du marché. Déléguer notre alimentation, notre protection, notre capacité à soigner notre cadre de vie au fond à d'autres est une folie. Nous devons en reprendre le contrôle, construire plus encore que nous ne le faisons déjà une France, une Europe souveraine, une France et une Europe qui tiennent fermement leur destin

poursuite de la politique de libéralisation d'un secteur essentiel et stratégique. Au moment où M. Macron invoquait les « Jours Heureux » en référence au programme du Conseil National de la Résistance qui, en 1946, avait décidé la nationalisation du secteur de l'électricité et du gaz, se négociait la poursuite du démantèlement de ce monopole.

Ce compte-rendu de négociation met à jour une position de la Direction de la concurrence de l'UE exclusivement guidée par un objectif de préservation de la concurrence, sans que jamais les contraintes techniques, l'intérêt général, le service public, ou l'urgence climatique et écologique ne soient mentionnés. Le projet arrivera entièrement ficelé devant les organisations syndicales et l'Assemblée Nationale, pour un vote qui pourrait être en procédure accélérée ou dans un projet de loi fourre-tout au printemps 2021 (Reporterre, 2020/12).

Il n'est toujours pas question de faire le bilan de vingt ans de libéralisation des marchés de l'électricité, ni d'explicitier les objectifs recherchés par la poursuite dans cette voie, alors que la promesse initiale de baisse des prix est définitivement enterrée et que même les partisans de la libéralisation ne croient même plus en une concurrence possible dans la production.

Aucune réponse n'est apportée aux très nombreux arguments qui pointent les dysfonctionnements et les lourdes menaces de cette politique. Elles viennent pourtant de tous bords : ensemble des organisations syndicales, associations d'usagers, collectivités territoriales, experts, élus de toutes sensibilités.

Au-delà de l'aberration et des dangers que porte ce projet et le modèle dans lequel il s'inscrit, cette absence de démocratie sur un sujet pourtant essentiel devrait nous interpeler.

8.4 Les conséquences attendues

Le projet Hercule, à revers de l'intérêt commun, prévoit :

- De maintenir sous perfusion une activité de « fourniture » au mieux inutile (hélas, très coûteuse en réalité) ;
- De maintenir un marché qui, manifestement, n'est capable de rémunérer aucun investissement – ni le nucléaire, ni l'hydraulique, ni le solaire, ni l'éolien, ni le thermique ;
- D'ouvrir aux capitaux privés une activité aussi stratégique et sensible que la gestion des réseaux de distribution, déjà fragilisés par le changement de statut de leur maison mère ;
- D'abandonner au privé les activités les plus rentables, en particulier les énergies renouvelables éoliennes et solaires, appelées à la plus forte croissance et qui deviendront elles-aussi de plus en plus stratégiques.

8.4.1 Un éclatement du groupe en filiales multiples

La production a déjà été séparée du réseau, lui-même éclaté entre RTE (transport) et Enedis (distribution). Les salariés ont pu constater les difficultés et la désoptimisation que cela créait, avec des duplications d'équipes et de systèmes d'information, un accès restreint aux données, un démantèlement des équipes de recherche, la multiplication des interfaces, etc.

en main. Les prochaines semaines et les prochains mois nécessiteront des décisions de rupture en ce sens. Je les assumerai. »

Ce nouvel éclatement aggravera les choses, redécoupant, dupliquant équipes et systèmes d'information, multipliant les interfaces. Il mettra en péril les activités support d'ingénierie et de recherche, éclatera les compétences transverses nombreuses, entravera des parcours professionnels passant par différents métiers de l'électricité et permettant de croiser les compétences et de favoriser les échanges.

Il aggravera la désoptimisation du système électrique, obligeant chaque filiale de production et de commerce à effectuer sa propre optimisation, son trading, sa gestion de portefeuille pour un résultat plus coûteux, et nécessairement moins bon. Comment, par exemple, coordonner la maintenance des centrales nucléaires et la gestion des stocks d'eau, qui se planifient sur plus d'un an, si les filiales nucléaire historique, nouveau nucléaire et hydraulique sont séparées, voire si les barrages sont mis en concurrence ?

8.4.2 Une généralisation de l'activité de fourniture et du marché, mettant fin au tarif réglementé

En imposant une séparation structurelle entre activités commerciales d'EDF, dans le pôle Vert, et activités de production, essentiellement dans les pôles Bleu et Azur, en imposant que les commerciaux d'EDF se fournissent sur le marché dans les mêmes conditions que ses concurrents, le projet généralise un marché totalement dysfonctionnel, incapable d'inciter à l'investissement ni de garantir des prix stables et bas aux clients. Toute la consommation serait ainsi soumise au marché de gros alors que, jusqu'à présent, une partie des volumes commercialisés y échappait, passant directement de la production à la vente aux clients d'EDF.

Si les commerciaux d'EDF sont considérés comme « des fournisseurs comme les autres », il est à craindre qu'ils n'aient plus à proposer le tarif réglementé de vente, qui bien qu'ayant été largement affaibli, restait un repère pour une majorité de clients. Ceux-ci se trouveraient alors exposés de force à la jungle des offres de marché et la volatilité des prix.

8.4.3 Une privatisation plus importante des énergies renouvelables, solaire et éolien

La situation des énergies renouvelables est déjà très insatisfaisante (cf. §6.6) : très faible développement pour un coût bien trop élevé, recours massif aux importations pour la production (modules et panneaux photovoltaïques, éoliennes), problèmes de qualité des installations lié à un tissu artisanal très dispersé et fragile, etc.

Dans ces filières qui sont apparues après la libéralisation du secteur, EDF s'est comportée comme n'importe quel groupe privé, cherchant la rentabilité maximale de ses investissements, au lieu d'accompagner et d'impulser la transition énergétique. En 2019, il ne détenait ainsi que 3% de la capacité installée dans le solaire et 9% dans l'éolien en France, préférant investir à l'étranger (à moins qu'il lui ait été interdit d'investir en France pour faire de la place à la concurrence ?). De plus, l'entreprise n'a pas fait en R&D d'efforts comparables aux filières historiques, elle ne s'est pas attachée à développer des filières de production, se contentant souvent « d'acheter sur étagère » en ayant recours à l'importation.

Le rattachement de ces trop faibles activités renouvelables d'EDF⁷⁴ dans le pôle Vert plus largement ouvert à la concurrence revient à abandonner toute velléité de développer et de structurer une filiale publique dans ces énergies, appelées à prendre une place majeure. Cela conduirait également à faire exploser les coûts, donc la facture, comme décrit précédemment.

Quelle autre justification à une telle décision que d'offrir aux intérêts privés un secteur en croissance, potentiellement fortement rémunérateur, d'autant plus que les prix sont garantis par l'État ?

8.4.4 Une privatisation du réseau de distribution, partielle et potentiellement totale

Le réseau de transport (Haute et très haute tension gérée par RTE) a été séparé de la production (principalement EDF) et de la distribution (Moyenne et Basse tension gérée par Enedis, ex ERDF). Cela créé des redondances, des interfaces inutiles, une coordination plus complexe. Un contrôle très strict est appliqué sur les informations échangées entre EDF, Enedis et RTE alors qu'il s'agit de faire fonctionner un système intégré.

Hercule ajoute une nouvelle difficulté : il propose d'ouvrir aux capitaux privés Enedis, ce qui conduirait nécessairement à augmenter les coûts de financements des investissements de réseau (eux aussi de très long terme), avec des exigences de rentabilité du privé. De plus, cette privatisation partielle aggraverait le risque de mise en concurrence des concessions. En effet, à la différence de RTE, Enedis n'est pas propriétaire de ses réseaux, qui appartiennent aux collectivités locales, mais en est l'exploitant quasi-unique⁷⁵ via des concessions, à l'image des concessions hydroélectriques, autoroutières, portuaires, aéroportuaires ou de distribution d'eau. Si Enedis renforce son actionnariat privé, on voit mal comment la France échapperait à la mise en concurrence de ces réseaux, qui pourraient tomber aux mains de grands groupes privés, français (ex : Véolia) ou étrangers (la Chine a par exemple des vues sur les réseaux européens). Cela induirait là encore des surcoûts énormes (cf. autoroutes). Mais surtout, il s'agirait de donner les clés de ce bien hautement stratégique et aux revenus garantis (véritable rente) à des acteurs pouvant avoir des intérêts différents de l'intérêt général, leur conférant le pouvoir politique ou commercial de priver d'électricité toute une région comme cela a été vu en Californie au début des années 2000.

Ces risques sont bien compris par les collectivités locales qui s'opposent à cette éventualité. Ainsi, la Fédération Nationale des Collectivités Concédantes des Réseaux, par la voix de son directeur général, Pascal Sokoloff, s'inquiétait récemment (Les Echos, 2019/10): « *Si l'évolution du capital de la maison mère d'Enedis va vers une privatisation, on risque de se heurter au droit de la concurrence* ». *Autrement dit, il craint que les collectivités ne soient contraintes d'ouvrir de véritables appels d'offres pour choisir l'opérateur chargé de distribuer leur électricité. Un cas de figure qui empêcherait de fait d'amortir les coûts de distribution de l'électricité sur l'ensemble du territoire.* ». Au jeu de la rentabilité, ce sont les territoires ruraux qui auront le plus à perdre : rapportés aux nombres de consommateurs, leurs réseaux moins denses sont bien plus chers que les réseaux urbains...

8.4.5 Une nationalisation de la seule production nucléaire ?

La nationalisation de la filière nucléaire est une décision salubre, tant le recours à l'investissement privé et la rémunération par un prix de marché se sont avérés inadaptés. Le sort des productions thermiques fossiles est malheureusement moins clair (cf.§.8.5.2).

⁷⁴ A la fois du fait du retard de la France dans ce domaine, et de l'absence d'EDF dans ces filières

⁷⁵ 95% du territoire métropolitain, les 5% restant étant gérés par des régies locales publiques

Mais le cloisonnement entre les différents modes de production, sans même parler de la séparation des activités de réseau, fragilise le système, surtout dans un contexte de forte évolution du mix énergétique, alors que la production thermique fossile est appelée à disparaître et que la production nucléaire est appelée à diminuer fortement ou à disparaître. Les reconversions des salariés vers les nouvelles filières seraient rendues beaucoup plus complexes.

Tous les scénarios prospectifs montrent une forte croissance de la part des énergies renouvelables dans la production électrique. La décision de renouvellement du parc électronucléaire français n'est pas prise à ce jour, l'option du tout renouvelable est sur la table. Quel que soit le scénario énergétique retenu, le projet Hercule dessine donc, pour 2050, un système électrique dont une large part, voire la quasi-totalité du parc de production et des réseaux de distribution seraient soumis aux capitaux privés.

8.5 Des questions qui restent en suspens

8.5.1 L'avenir de l'hydraulique

Le travail militant de mise en lumière des enjeux et des risques de l'ouverture à la concurrence des concessions sur les ouvrages hydroélectriques (voir notamment (SUD-Energie, 2020)) a permis de créer un consensus politique et citoyen contre cette perspective. La protection du parc hydroélectrique contre cette menace apparaît maintenant comme l'un des objectifs affichés du projet Hercule. Néanmoins, le spectre de cette mise en concurrence plane toujours et la multiplicité des acteurs actuels (SHEM, CNR, et EDF) n'est pas remise en cause.

8.5.2 La place du thermique

Le parc thermique fossile, qui apparaissait initialement dans le pôle Bleu, n'est plus jamais évoqué dans les présentations du projet Hercule.

8.5.3 La rémunération des moyens de production existants et du nouveau nucléaire

Pour le nucléaire historique : S'il est clair que la régulation actuelle du nucléaire historique (ARENH) ne peut perdurer en l'état puisqu'il ne permet pas au producteur EDF de couvrir ses coûts, on peut se demander pourquoi la nouvelle régulation envisagée, dite « NORENE »⁷⁶ a donné lieu à des débats sans fin autour d'une proposition compliquée basée sur un corridor de prix, qui semble en voie d'abandon. Et on peut s'inquiéter du risque de détourner le débat de fond sur des questions techniques. L'objectif est pourtant simple : garantir les prix sur la durée pour donner au producteur une visibilité sur ses revenus et une garantie de couverture des coûts. Il suffit pour cela de mettre en place une rémunération fixe, au coût complet, comme ce serait le cas en monopole public.

Au passage, on peut se demander comment ceux qui ont mis en place le mécanisme de l'ARENH, qui ne pouvait pas rémunérer correctement le producteur, continuent à avoir voix au chapitre et à imaginer des mécanismes saugrenus dans le seul but de justifier le marché.

Le nouveau nucléaire devrait être lui aussi rémunéré à prix fixe pour permettre au producteur de recouvrer l'ensemble de ses coûts, en minimisant les risques économiques. C'est ce qui semble prévu, révélant un nouvel aveu d'échec pour le marché. Mais là encore, plutôt que de faire simple, le régulateur envisage d'introduire un « Contract For Difference » (CFD) dans lequel le producteur vend au prix de marché, mais celui-ci est complété par l'État pour garantir le prix cible, et inversement, si le prix de marché est supérieur au prix cible, le producteur reverse la différence. On a du mal à percevoir

⁷⁶ cf. consultation publique (MTES, 2019) et contribution de SUD-Energie (SUD-Energie, 2020)

l'intérêt d'un tel mécanisme par rapport à un prix fixe, si ce n'est pour maintenir artificiellement un marché de gros côté fournisseur.

La rémunération de l'hydraulique est passée sous silence. L'existence d'un opérateur unique gérant 80% de l'ensemble de la production française permettait jusqu'à présent de moyenniser les coûts, sachant que la rentabilité économique des différents ouvrages hydroélectriques est très variable. EDF annonce ainsi qu'un tiers des ouvrages ne seraient pas « rentables » dans les conditions actuelles de rémunération (qui sont par ailleurs fort éloignées de la valeur réelle de l'ouvrage pour la collectivité, difficile à chiffrer, et couvrant les différents usages de l'eau). Il est évident que, là encore, des mécanismes hors marché seront nécessaires pour permettre les investissements (cf. §.6.6).

8.5.4 L'avenir des fonctions transverses : R&D, ingénierie, etc.

L'avenir des fonctions transverses aux différents métiers et essentielles à la gestion du parc existant et à la transition énergétique, dont la Recherche & Développement et ses grands laboratoires ou l'ingénierie, reste toujours en suspens à quelques semaines de la finalisation du projet Hercule.

8.6 Les fausses justifications

Le démantèlement d'EDF, la généralisation du marché et la cession au privé d'activités aussi stratégiques que les énergies renouvelables ou le réseau de distribution seraient le prix à payer pour revoir la régulation du nucléaire. Un jeu de « donnant-donnant » avec la Commission Européenne, comme s'il fallait sacrifier une partie du système électrique pour avoir le droit de réparer leurs précédentes erreurs. « On vous a cassé la jambe ? Si vous voulez le droit de mettre un plâtre, il faut vous couper un bras ». Mais que défend la Commission Européenne dans ce deal ? N'est-elle pas censée représenter l'intérêt des citoyens, qui est à l'évidence contraire à ses exigences ? .

Le PDG d'EDF, Jean-Bernard Lévy, annonce maintenant poursuivre deux objectifs principaux:

- 1) Donner à EDF les moyens d'investir, tant sur le parc historique que dans la transition énergétique ;
- 2) Sauver les barrages hydroélectriques de la mise en concurrence.

Par ailleurs, il maintient, dans son discours, l'exigence de préserver un groupe intégré.

8.6.1 Donner à EDF les moyens d'investir

Le PDG d'EDF reconnaît que le groupe est entravé par sa situation financière, qui l'empêche d'investir tant sur le parc existant que dans la transition énergétique, malgré des besoins très importants. Rien d'étonnant, cette situation n'est que la conséquence de la libéralisation du secteur électrique, décrite précédemment.

Il existe une solution simple : revenir à un monopole public régulé : Il sera alors possible de réaliser des investissements publics importants, de manière bien plus efficace et surtout beaucoup moins coûteuse que par appel aux capitaux privés (cf. §.6.1.1 et §.7.2). Le ratio d'endettement mis en avant comme un problème incontournable n'est pas un critère adapté à une entreprise qui investit sur des décennies. D'ailleurs, EDF a été bien plus endettée qu'aujourd'hui lorsqu'elle a développé le parc nucléaire : pourtant, ces investissements ont été intégralement remboursés au travers de la facture des usagers, comme le décrit la CGT (François Dos Santos , 2020). La régulation au travers d'un tarif prévisible sur le long terme permet de garantir ces remboursements.

Mais JB.Lévy, avec le gouvernement, préfère une fois encore composer avec le marché en proposant de mettre dans une structure publique ce qui n'intéresse pas le privé, de revoir la régulation du nucléaire pour mieux garantir les revenus du parc historique et futur tout en préservant une marge aux fournisseurs privés, et d'accéder aux capitaux privés en leur ouvrant plus largement le capital des activités placées dans EDF Vert.

Il est au passage incertain que cette réorganisation dégage des capitaux supplémentaires au périmètre du groupe, puisque d'un côté l'Etat reprend totalement à sa charge le pôle Bleu (dans lequel on trouvait des capitaux privés) et de l'autre, il se retire partiellement du pôle Vert : on passe d'une participation de l'Etat à 84% sur l'ensemble d'EDF à une participation de 100% au pôle Bleu et de 65 ou 70% au pôle Vert.

S'il n'est pas contestable que le nucléaire relève d'un Service d'Intérêt Economique Général (SIEG, notion du Droit Européenne correspondant à un service public), il est inexplicable que ce qualificatif de Service d'Intérêt Economique Général ne s'applique pas à l'ensemble du système électrique. En effet, l'électricité est un bien public stratégique et essentiel à la vie de chacun ainsi qu'à l'économie, à la décarbonation de l'énergie et donc à la transition énergétique. Or chaque brique du système, de la production au réseau, est nécessaire à son équilibre (cf. §.2) et fait donc partie de ce SIEG.

8.6.2 La garantie d'un groupe intégré

Tout comme Martin Vial, commissaire aux participations de l'Etat, JB Lévy maintient, en dépit de l'évidence, que le groupe restera intégré alors que le principe du projet Hercule est de séparer les activités en filiales multiples, qui devront être étanches, avec interdiction d'échanger de l'information et mutualiser les financements. L'expérience de la séparation de RTE a montré que même en restant filiale d'EDF, la loi lui impose de traiter EDF comme n'importe quel autre fournisseur ou producteur, l'échange d'informations est impossible, le partage des équipes de recherche également (EDF R&D n'a plus le droit de faire de la recherche pour RTE, et l'inverse encore moins), etc.

Resteraient alors la garantie, pour les salariés, de garder leur statut des Industries électriques et gazières (IEG) et de bénéficier d'une mobilité au sein du groupe. Mais la conservation du statut n'est déjà pas liée au groupe EDF : GRT Gaz, GRDF, la CNR ou la CPCU, propriétés d'ENGIE, par exemple, l'appliquent. En revanche, EDF Renouvelables ou Dalkia (Services), pourtant filiales d'EDF, ne sont déjà pas au statut des IEG, ce qui est par ailleurs très contestable. Le statut des IEG est un statut de branche, pas de groupe.

Les Echos ne manquent pas d'humour lorsqu'ils écrivent : « *ce schéma pourrait aussi rendre plus ardu le travail de pédagogie nécessaire pour convaincre que cette réforme n'altère pas l'unité du groupe EDF* ». A ce stade, les termes de « mauvaise foi », ou de « malhonnêteté » ne seraient-ils pas plus adaptés que celui de « pédagogie » ?

9 La solution : ni Hercule, ni le statu quo, mais un service public

Il est plus que temps de tirer les conclusions de cet échec de la libéralisation du secteur électrique, et d'arrêter de multiplier les rustines.

L'urgence climatique, qui « *menace notre civilisation et la vie sur Terre* » selon le GIEC, appelle une réaction rapide et radicale de la société. Le secteur électrique, dont la place dans la transition énergétique est incontestée, vit une étape comparable aux périodes de reconstruction d'après-guerre : cela nécessite des investissements massifs, chiffrés autour de 70 Md€ par an, contre 20 actuellement (Olivier Sidler , 2019) et une planification, que seul un système public peut fournir.

Il est inexplicable de penser avoir recours à des capitaux privés, notamment pour le développement des énergies renouvelables et pour le réseau de distribution, alors qu'in fine, ils seront payés par la collectivité, beaucoup plus cher.

Il est injustifiable de laisser des oligopoles privés prendre le contrôle de ce secteur si stratégique et de leur donner un pouvoir supérieur à ceux des Etats.

Il est inexplicable que la mise en concurrence des concessions hydroélectriques puisse encore faire débat.

Il est inexplicable d'envisager un éclatement supplémentaire d'EDF.

Il est inexplicable de maintenir sous perfusion une concurrence sur une activité de fourniture artificielle et coûteuse.

Nous n'avons plus le temps pour les errements du marché. Il est urgent de passer au Monde d'Après !

Lexique

ARENH : Accès Régulé à l'Electricité Nucléaire Historique ». Mécanisme imposant à EDF de mettre à disposition de tous les fournisseurs un quart de sa production nucléaire à un prix fixe (42€/MWh). Les fournisseurs peuvent, eux, choisir de s'approvisionner au prix de l'ARENH ou sur le marché. La Commission Européenne définit l'ARENH ainsi, dans sa décision du 12.06.2012 : « *un dispositif "d'accès régulé à l'énergie nucléaire historique" consistant à obliger EDF à vendre à un prix réglementé calé sur les coûts, une partie de sa production d'électricité d'origine nucléaire (de l'ordre de 25 %, avec un plafond de 100 TWh) à ses concurrents sur le marché de détail de l'électricité, afin de stimuler la concurrence sur ce marché* »

CLCV : Association Nationale des Consommateurs et Usagers.

CMPC : Coût moyen pondéré du capital (équivalent français du WACC - weighted average cost of capital) se définit comme le taux de rentabilité annuel moyen attendu par les actionnaires et les créanciers, en retour de leur investissement

Coût Marginal : Coût variable de production de la centrale en fonctionnement la plus chère, à un instant donné. Représente ce que coûterait la production d'1 MWh supplémentaire. En théorie, le prix de marché est égal à ce coût marginal, heure par heure.

CRE : Commission de Régulation de l'Energie, autorité administrative indépendante française, créée en 2000 et chargée de veiller au bon fonctionnement du marché de l'énergie

ENEDIS : Gestionnaire de réseau de distribution (moyenne et basse tension). Historiquement partie intégrante d'EDF, elle a été filialisée en 2008, sous le nom d'ErDF, avant de prendre son nom actuel en 2016. A la différence de RTE, elle n'est pas propriétaire du réseau mais l'exploite en concession de service public pour le compte des collectivités locales, sur 95% du territoire, les 5 % restants revenant à 160 entreprises locales de distribution (ou régies publiques).

ENTSOE : Association européenne des gestionnaires de réseaux électrique

FNCCR : Fédération nationale des collectivités concédantes et régies. Regroupe plus de 800 collectivités locales en France qui organisent les services publics locaux en réseau (énergie, cycle de l'eau, numérique, déchets)

MTES : Ministère de la Transition Energétique et Solidaire

R&D : Recherche et Développement (ou Recherche appliquée)

RTE : Propriété et gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité français (Haute tension). Historiquement partie intégrante d'EDF, elle a été séparée du groupe (filialisée) en 2000 par une loi transposant la directive européenne de libéralisation du secteur électrique pour devenir une filiale à 100% d'EDF, avant d'ouvrir 49.9% à la Caisse des Dépôts et CNP Assurance. RTE a aujourd'hui le statut de société anonyme mais assure une mission de service public.

TRV : Tarifs Réglementés de Vente

WACC : Weighted Average Cost of Capital, cf. CMPC

Références

- AIE. (2015). *Projected Costs of Generating Electricit*. Récupéré sur https://www.oecd-neo.org/jcms/pl_14756: https://www.oecd-neo.org/jcms/pl_14756
- Autorité de la Concurrence. (2019, 03 25). *Avis relation à la fixation des TRV*. Récupéré sur <https://www.autoritedelaconcurrence.fr/fr/avis/relatif-la-fixation-des-tarifs-reglementes-de-vente-deelectricite>
- Capital. (2019, 04 06). *Le prix de l'électricité a bondi en 10 ans*. Récupéré sur <https://www.capital.fr/economie-politique/le-prix-de-lelectricite-a-bondi-en-dix-ans-1334388>
- CLCV. (2020, 06 22). *Démarchage abusif des fournisseurs 'énergie : des litiges en forte hausse*. Récupéré sur <https://www.clcv.org/energies/demarchage-abusif-des-fournisseurs-denergie-des-litiges-en-forte-hausse>
- Conseil d'Etat. (2019, 06 06). *Avis du Conseil d'Etat*. Récupéré sur <https://www.conseil-etat.fr/ressources/avis-aux-pouvoirs-publics/derniers-avis-publies/avis-sur-une-lettre-rectificative-au-projet-de-loi-relatif-a-l-energie-et-au-climat>
- Cour des comptes. (2018, 04 18). *Le soutien au énergies renouvelables*. Récupéré sur <https://www.ccomptes.fr/fr/publications/le-soutien-aux-energies-renouvelables>
- CRE. (2014). *Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine - Éolien terrestre, biomasse, solaire photovoltaïque*.
- CRE. (2019/02, 02 07). *Délibération 7 fev 2019 sur les TRV - n°2019-028*. Récupéré sur <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Proposition/Proposition-des-tarifs-reglementes-de-vente-d-electricite>
- CRE. (2019/06, 06 25). *Délibération 25 juin 2019 sur TRV, n°2019-139*. Récupéré sur <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Proposition/Proposition-des-tarifs-reglementes-de-vente-d-electricite2>
- CRE. (2020). *Observatoire des marchés de détail 2ème Trim. 2020*. Récupéré sur <https://www.cre.fr/Documents/Publications/Observatoire-des-marches/observatoire-des-marches-de-detail-du-2e-trimestre-2020>
- EDF. (2019). *Facts & Figures*. Récupéré sur <https://www.edf.fr/sites/default/files/contrib/groupe-edf/espaces-dedies/espace-finance-en/financial-information/publications/facts-figures/facts-and-figures-2019.pdf>
- FNCCR. (2011, 11 25). *La FNCCR dénonce la "dérive commerciale" d'ERDF tout en défendant l'idée de monopole*. Récupéré sur SIED70: <https://www.sied70.fr/espaceadherents/documentation/detail/0ef38b2b-17e7-4486-914e-c046555737b4>
- France Culture. (2020, 12 11). *Entendez-vous l'éco : Hercule ou le démantèlement d'EDF ?* Récupéré sur France Culture: <https://www.franceculture.fr/emissions/entendez-vous-leco/entendez-vous-leco-emission-du-vendredi-11-decembre-2020>

- France Stratégies. (2020, octobre). *Comment accélérer la rénovation énergétique des logements*. Récupéré sur <https://www.strategie.gouv.fr/publications/accelerer-renovation-energetique-logements>
- François Dos Santos . (2020, 07 11). *Blog Mediapart - EDF et le spectre de l'endettement, dépasser la finance de court-terme*. Récupéré sur Blog Mediapart: <https://blogs.mediapart.fr/francois-dos-santos/blog/110720/edf-et-le-spectre-de-l-endettement-depasser-la-finance-de-court-terme?userid=f7aab781-a628-4e07-b3f6-e89660e7139d>
- François Soutle. (2003). *EDF Chronique d'un désastre inéluctable*. Calmann-Lévy.
- Gilles Ballastre (Réalisateur). (2005). *Les apprentis sorciers* [Film].
- Gouv. (2020). *Amendement au projet de loi de finance pour 2021 - révision des contrats photovoltaïques*. Récupéré sur <http://www.senat.fr/rap/a20-142-4/a20-142-42.html>
- Haut Conseil pour le Climat. (2020, 11). *Rénover mieux : leçons d'Europe*. Récupéré sur https://www.hautconseilclimat.fr/wp-content/uploads/2020/11/hcc_rapport_renover_mieux_lecons_deurope.pdf
- Hoesung Lee, Président du GIEC. (2019, 12). *Discours d'ouverture de la COP 25*. Récupéré sur <https://www.youtube.com/watch?v=YxNNE-5mmek>
- IGF. (2017, 04). *Aides à la rénovation énergétique des logements privés*. Récupéré sur Inspectin Générale des Finances: https://cgedd.documentation.developpement-durable.gouv.fr/documents/Affaires-0009660/010867-01_rapport.pdf
- INSEE. (2019, 04 04). *Les dépenses des Français en électricité depuis 1960*. Récupéré sur Données, figure 3: <https://www.insee.fr/fr/statistiques/3973175#tableau-figure3>
- Le Monde. (2020, 10 05). *Le chantier sans fi de la rénovation thermique*. Récupéré sur https://www.lemonde.fr/economie/article/2020/10/05/le-chantier-sans-fin-de-la-renovation-thermique_6054748_3234.html
- Le Monde. (2020, 06 04). *Précarité énergétique, une hausse historique des interventions des fournisseurs d'énergie pour facture impayée*. Récupéré sur https://www.lemonde.fr/economie/article/2020/06/04/precarite-energetique-une-hausse-historique-des-interventions-des-fournisseurs-d-energie-pour-facture-impayee_6041686_3234.html
- Le Parisien. (2020, 11 02). *Pourquoi l'électricité reste trop chère en France*. Récupéré sur <https://www.leparisien.fr/economie/pourquoi-l-electricite-reste-trop-chere-en-france-02-11-2020-8406292.php>
- LeLynx. (2020, 11 05). *Les français gagnent en moyenne 44€/an en changeant de fournisseur*. Récupéré sur Comparateur d'offres d'Electricité: <https://www.lelynx.fr/energie/comparaison-electricite/changement-fournisseur/gain-moyen-france/>
- Les Echos. (2019/06, 06 24). *Tribune Basile Bouquet & François Dauphin - Nucléaire et libéralisation : une équation insoluble ?* Récupéré sur Les Echos: <https://www.lesechos.fr/idees-debats/cercle/nucleaire-et-liberalisation-une-equation-insoluble-1040232>

- Les Echos. (2019/10, 10 04). *Les élus s'inquiètent de l'avenir d'Enedis, le gestionnaire de leurs réseaux électriques*. Récupéré sur <https://www.lesechos.fr/industrie-services/energie-environnement/les-elus-sinquietent-de-lavenir-denedis-le-gestionnaire-de-leurs-reseaux-electriques-1137204>
- LesEchos. (2004, 07 01). *La déréglementation a fait monter les prix pour les entreprises*. Récupéré sur LesEchos: <https://www.lesechos.fr/2004/07/la-dereglementation-a-fait-monter-les-prix-pour-les-entreprises-642342>
- L'Obs. (2006, 10 3). *Quand Sarkozy promettait de ne pas privatiser GDF*. Récupéré sur L'Obs: <https://www.nouvelobs.com/politique/20060920.OBS2627/quand-sarkozy-promettait-de-ne-pas-privatiser-gdf.html>
- Loi NOME. (2010, 12 07). *Légifrance*. Récupéré sur <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000023174854/>
- L'Usine Nouvelle. (2020, 10 20). *L'avenir compliqué de l'activité hydroélectrique d'EDF*. Récupéré sur <https://www.usinenouvelle.com/article/l-avenir-complique-d-un-eventuel-edf-azur-sanctuarisant-l-hydro.N1018094>
- MaZoneContrôlée. (s.d.). *Association visant à informer sur la situation des salariés des secueurs sensibles (nucléaire, chimique et pétrochimique)*. Récupéré sur <http://www.ma-zone-controlee.com/>
- Mediateur de l'Energie. (2020). *Comparateur d'offres d'électricité et de gaz du médiateur national de l'énergie*. Récupéré sur <https://comparateur-offres.energie-info.fr/compte/profil?profil=particulier>
- Médiateur de l'Energie. (2020-Baromètre Info Energie). *Baromètre Energie-Info*. Récupéré sur <https://www.energie-mediateur.fr/publication/barometre-energie-info-2020-louverture-du-marche-est-mieux-connue-et-lenergie-reste-un-sujet-dinquietude/>
- Mines Paris Tech. (2019, 12 03). *Journée d'étude : la politique européenne de l'électricité*. Récupéré sur <https://legrandcontinent.eu/fr/evenements/paris-journee-detudes-la-politique-europeenne-de-lelectricite/>
- MTES. (2017, 06 08). *Energie dans les bâtiments*. Récupéré sur <https://www.ecologie.gouv.fr/energie-dans-batiments>
- MTES. (2019, 08 01). *Consultation publique NORENE*. Récupéré sur Ministère Transition Energétique: https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/190801_consultation%20régulation%20éco%20nucléaire.pdf
- MTES. (2020). *Enquête "transparence des prix du gaz et de l'électricité"*. Récupéré sur <https://energie.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/transparenceprix/>
- MTES. (2020-SNBC, 10 29). *Stratégie Nationale Bas Carbone (SNBC)*. Récupéré sur Ministère de la Transition Ecologique et Solidaire: <https://www.ecologie.gouv.fr/strategie-nationale-bas-carbone-snbc>
- NAO. (2017, 06 23). *Hinckley Point C - Fig20 p68*. Récupéré sur National Audit Office: <https://www.nao.org.uk/wp-content/uploads/2017/06/Hinkley-Point-C.pdf>

- Olivier Sidler . (2019, 02 24). *Connaissance des Energies*. Récupéré sur Transition énergétique : quel coût et quelles mesures prioritaires: <https://www.connaissancedesenergies.org/tribune-actualite-energies/transition-energetique-quel-cout-et-queelles-mesures-prioritaires>
- Préfecture Bretagne. (2012, 04). *Informations complémentaires au projet de CCG*. Récupéré sur Informations complémentaires au projet de CCG: http://pref29.alkante.com/sit_1_ALK/upload/actu/1301/document_reponse_AE.pdf
- Que Choisir. (2019, 10 18). *Engie condamné pour démarchage agressif*. Récupéré sur <https://www.quechoisir.org/actualite-gaz-et-electricite-engie-condamne-pour-demarchage-agressif-n71987/>
- Reporterre. (2020/10, octobre 19). *Exclusif — Le projet fou de Bruxelles pour démanteler EDF, Thierry Gadault*. Récupéré sur Reporterre: [https://reporterre.net/Exclusif-Le-projet-fou-de-Bruxelles-pour-demanteler-EDF - Fuite du compte-rendu de réunion entre l'agence des participations de l'Etat et la Direction de la concurrence de l'Union européenne](https://reporterre.net/Exclusif-Le-projet-fou-de-Bruxelles-pour-demanteler-EDF-Fuite-du-compte-rendu-de-reunion-entre-l-agence-des-participations-de-l-Etat-et-la-Direction-de-la-concurrence-de-l-Union-europeenne)
- Reporterre. (2020/12, 12 01). *Le gouvernement voudrait intégrer la restructuration d'EDF et la réforme du Code minier au projet de loi Convention citoyenne*. Récupéré sur <https://reporterre.net/Le-gouvernement-voudrait-integrer-la-restructuration-d-EDF-et-la-reforme-du-Code-minier>
- RTE. (2018). *Bilan électrique*. Récupéré sur RTE: <https://bilan-electrique-2018.rte-france.com/sensibilite-a-la-temperature-et-aux-usages/#3>
- RTE. (2019). *Bilan Electrique*. Récupéré sur RTE: <https://bilan-electrique-2019.rte-france.com/production-totale/#>
- RTE. (2020, 02 15). *Groupe de travail « Coûts » du Bilan prévisionnel, cadrage de l'évaluation économique des scénarios de long terme*. Récupéré sur RTE-Site Concertation: (https://www.concerte.fr/system/files/document_travail/2020-02-26%20-%20Document%20de%20concertation%20-%20GT%20couts.pdf)
- RTE-BilanElectrique. (2019). *Bilan Electrique 2019*. Récupéré sur <https://bilan-electrique-2019.rte-france.com/#>
- SUD-Energie. (2018, 05). *Rapport « Paroles d'expert.e.s d'EDF Hydraulique »*. Récupéré sur SUD-Energie: <http://www.sudenergie.org/site/wp-content/uploads/2018/06/2018-05-30%20-%20RAPPORT%20BARRAGES%20SUD%20ENERGIE.pdf>
- SUD-Energie. (2020, 10 01). *Barrages*. Récupéré sur SUD-Energie: <http://www.sudenergie.org/site/barrages/>
- SUD-Energie. (2020, 03 17). *Contribution consultation NORENE*. Récupéré sur SUD-Energie: <http://www.sudenergie.org/site/2020/03/contribution-sud-energie-a-la-consultation-publique-sur-la-regulation-economique-du-nucleaire-existant/>
- Thomas Reverdy. (2019, 06 19). *Comprendre les mécanismes derrière la hausse de 6% du prix de l'électricité*. Récupéré sur La Tribune: <https://www.latribune.fr/opinions/tribunes/comprendre-les-mecanismes-derriere-la-hausse-de-6-du-prix-de-l-electricite-820775.html>

Tracfin. (2018). *Tendances et analyses des risques de blanchiment de capitaux et de financement du terrorisme*. Récupéré sur https://www.economie.gouv.fr/files/TRACFIN_Rapport_Analyse_2017_2018_Web.pdf

UE. (2012, 06 12). *Décision de la Commission Européenne du 12.06.2012 concernant l'Aide d'Etat (n°SA.21918)*. Récupéré sur <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:C:2012:398:0010:0030:FR:PDF>

Usine Nouvelle. (2020, 10 20). *L'avenir compliqué de l'activité hydroélectrique d'EDF*. Récupéré sur <https://www.usinenouvelle.com/article/l-avenir-complique-d-un-eventuel-edf-azur-sanctuarisant-l-hydro.N1018094>

Wikipedia. (s.d.). *Pompage-Turbinage*. Récupéré sur https://fr.wikipedia.org/wiki/Pompage-turbinage#Potentiels_et_perspectives

Annexes

Annexe 1 *Californie : la catastrophe provoquée par la libéralisation*

Sources : (François Soutle, 2003) **et** (Gilles Ballastre, 2005)

Contexte :

En Californie, la libéralisation a été mise en œuvre à partir de 1996 : les deux producteurs historiques doivent vendre leurs moyens de production de manière à faire émerger 7 producteurs privés. Des entreprises se spécialisant dans le trading d'énergie (achat pour revente sur les marchés et spéculation sur les cours de bourse) voient le jour, telles Enron.

L'arrêt quasi-total des investissements qui s'en est suivi, mais surtout les manipulations des cours du marché par les producteurs, qui « retenaient » leur production en « inventant » des indisponibilités, ont créé des pénuries artificielles, faisant flamber les cours et mettant les distributeurs en difficulté. Cette crise entraîna 38 jours de coupures tournantes, une augmentation de 40% des tarifs de l'électricité, une réduction de 35% des effectifs de salariés de l'industrie électrique, une perte de 45 Md\$ pour l'Etat Californien entre 2000 et 2001, et le placement de cet Etat, le plus riche des Etats-Unis, sous surveillance de la communauté financière, traitement généralement réservé aux pays en développement. Et pour clore le tout, l'Etat californien fut contraint de se substituer aux distributeurs menacés de faillite et d'acheter l'électricité à des prix exorbitants dans le cadre de contrats long terme allant jusqu'en 2011, Cette expérience malheureuse a mis un coup d'arrêt à l'expérience de libéralisation dans 23 Etats aux USA.⁷⁷

Interviews de responsables californiens :

Extraits du documentaire « EDF – Les Apprentis sorciers » (Gilles Balbastre)

CW : Carl Wood (commissaire de la régulation service public de Californie 1999-2004)

DH : Doug Heller (association de consommateurs californiens)

GD : Gray Davis (gouverneur démocrate de la Californie en 2001)

JLD : Joseph L. Dunn (sénateur démocrate de Californie 1998-2005)

LL: Loretta Lynch (présidente de la régulation service public de Californie – 1999-2004)

DH : L'Etat de Californie a mis la main au porte-monnaie. Et Gray Davis a dit : nous allons payer ce qu'il faut. Et brusquement, les lumières se sont rallumées. Ces entreprises énergétiques nous ont mis un pistolet sur la tempe. C'était du chantage. Elles ont dit : nous éteignons les lumières jusqu'à ce que vous nous payiez ce que nous exigeons. C'est une déclaration de guerre économique de la part de ces entreprises.

CW : En réalité, il y avait très peu de choix parce que l'alternative était que l'électricité soit coupée. Non seulement l'économie de la Californie se serait effondrée, mais de nombreuses fonctions d'une société civilisée auraient disparu. Il est très difficile d'imaginer que la Californie, dont l'économie est l'une des plus riches du monde, et qui est l'une des régions les plus avancées technologiquement, puisse fonctionner sans électricité, ne serait-ce qu'un jour. Cela aurait signifié la destruction de notre société.

⁷⁷ Carl Wood, membre de la commission de régulation de l'électricité californienne, forum EDF-GDF du 1^{er} Mars 2002.

LL : En fin de compte, c'était le seul choix qui restait à Gray Levis, parce que les manipulateurs le menaient par le bout du nez. En définitive, si vous n'agissez pas avec force pour arrêter le crime, alors, vous devez en payer le prix. Donc, soit vous les arrêtez par l'intermédiaire des tribunaux, vous réquisitionnez leurs centrales, ou vous déclarez l'état d'urgence, soit vous payez les pots cassés. Et en définitive, comme rien n'a été fait pour arrêter les criminels, c'est à nous de payer pour leurs crimes. Et la Californie va encore payer pendant 20 ans !

JLD : J'ai demandé plus tard, pendant l'enquête, à un des dirigeants d'Enron : "Comment pouvez-vous faire cela à la Californie ? Ne parlons pas du fait de savoir si vous avez violé ou pas la loi. Comment pouvez-vous faire cela ? à des enseignants, aux hôpitaux, aux citoyens ?". Il a répondu : "Sénateur Dull, vous devez comprendre quelque chose. La seule obligation légale que nous avons envers qui que ce soit concerne nos actionnaires. Nous devons leur assurer le meilleur retour possible sur leurs investissements."

DH : Nous avons vu des entreprises fermer, des hôpitaux ont dû affronter des augmentations exorbitantes, et des écoles ont été obligées de payer des centaines de milliers de dollars supplémentaires par rapport à leur budget prévisionnel d'électricité. Parce que dès que ces entreprises énergétiques ont mis la main sur le système, elles ont fait pression jusqu'à l'étranglement.

CW : Ces sociétés privées sont des entreprises qui cherchent à maximiser les profits. Elles sont obligées de rechercher le profit le plus élevé possible pour leurs actionnaires. Et c'est ce qu'elles font, et elles le font très bien. Mais s'attendre à ce qu'elles se comportent différemment, c'est comme attendre d'un tigre qu'il devienne végétarien !

LL : La première fois qu'ils vous dupent, honte à eux. La deuxième fois, honte à vous ! Vous avez déjà vu un excellent exemple de ce qui arrive lorsqu'on dérégule le marché de l'énergie. Parce que l'électricité, ce n'est pas comme les bananes : on en a besoin à chaque minute. Et si les prix ne sont pas régulés, seuls les riches pourront acheter l'électricité. Pensez à ce que cela va impliquer pour votre économie !

L'affaire Enron

Cette entreprise, qui s'est progressivement spécialisée dans le trading d'électricité a manipulé ses comptes et le marché de l'électricité qu'elle a contribué à déstabiliser. Après avoir été portée aux nues par la presse financière et les économistes⁷⁸, elle fait faillite après en laissant une énorme ardoise à la collectivité, entraînant dans sa chute l'un des plus grands cabinets d'audit financier et comptable, Arthur Andersen. Son, principal concurrent, Dynegy, a fait de même peu de temps après.

⁷⁸ Elue « première entreprise mondiale », « figure de l'entreprise de demain »

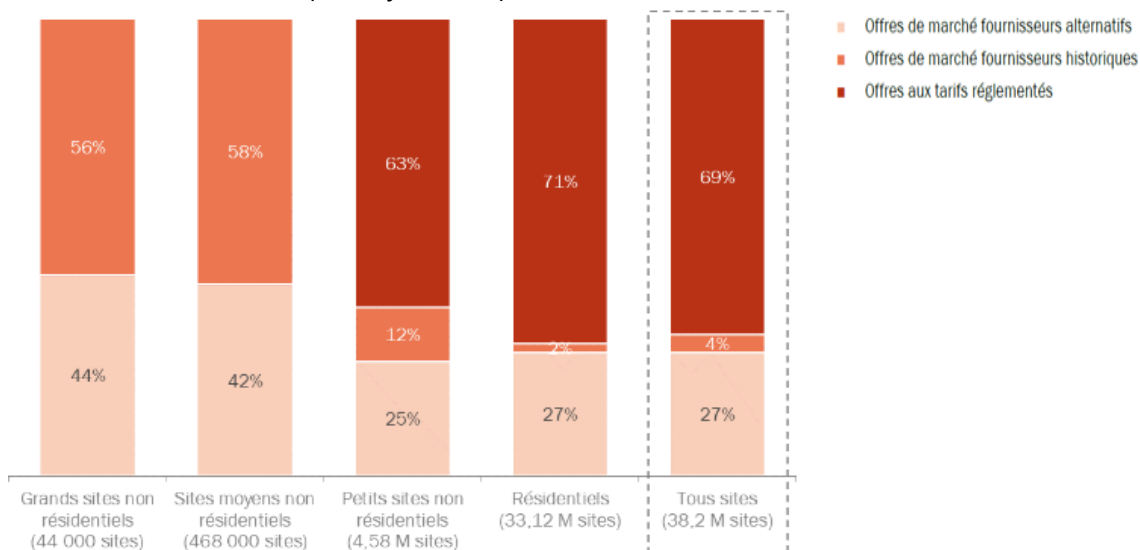
Annexe 2 Etat de la concurrence

a. Les parts de marché de la fourniture (clients)

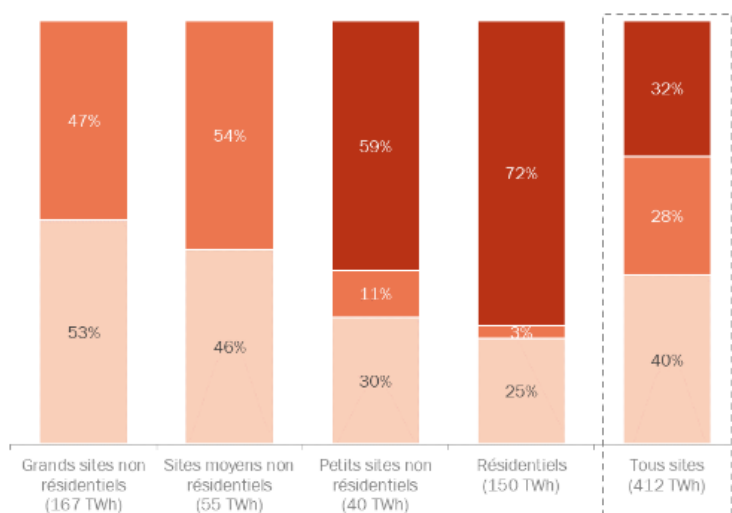
Au 30 juin 2020, 69% des sites, représentant 32% du volume d'électricité consommée, étaient restés au tarif réglementé de vente. Seuls les clients résidentiels et les entreprises de moins de 10 salariés ont encore le droit aux tarifs réglementés de vente (TRV).

Répartition des sites par type d'offre -_Source : (CRE, 2020)

- En nombre de sites (au 30 juin 2020)



- En volume d'électricité consommée



b. Les parts de marché sur la production

Source : (RTE, 2019) et (EDF, 2019)

EDF détient toujours 85% environ de la production française. Parmi les 15% restants :

- 4% correspondent à la production hydraulique qui n'a pas été développée mais récupérée par la CNR et la SHEM, devenus ENGIE.
- 5% correspondent à des centrales thermiques, développées ou rachetées
- 7% correspondent au développement de moyens de production dans les nouvelles énergies, solaire, éolien et bioénergies.

- Production d'électricité française en 2019 par filière et par producteur

PRODUCTION (TWh)	EDF SA	EDF Filiale Energie Renouvelable	Concurrence	TOTAL	Poids de la filière	% EDF SA	% EDF EN	% Concurrence
Nucléaire	380	0	0	380	71%	100%	0%	0%
Solaire	0	0	11	12	2%	0%	2%	98%
Eolien	0	3	31	34	6%	0%	9%	91%
Thermique	14	3	25	43	8%	34%	8%	58%
Bioénergie	0	2	8	10	2%	0%	16%	84%
Hydraulique	41	0	19	60	11%	69%	0%	31%
TOTAL	435	8	94	538	100%	81%	2%	17%

- Puissance installée en France (état du parc à fin 2019) par filière et par producteur

PUISSANCE INSTALLEE (GW)	EDF SA	EDF Filiale Energie Renouvelable	Concurrence	TOTAL	Poids de la filière	% EDF SA	% EDF EN	% Concurrence
Nucléaire	63	0	0	63	47%	100%	0%	0%
Solaire	0	0	9	9	7%	0%	3%	97%
Eolien	0	2	15	16	12%	0%	9%	91%
Thermique	7	3	8	19	14%	39%	18%	43%
Bioénergie	0	0	2	2	2%	0%	23%	77%
Hydraulique	21	0	5	26	19%	80%	0%	20%
TOTAL	91	6	39	135	100%	67%	4%	29%

c. Le cas particulier d'Enercoop : des intentions louables dans un contexte indéfendable

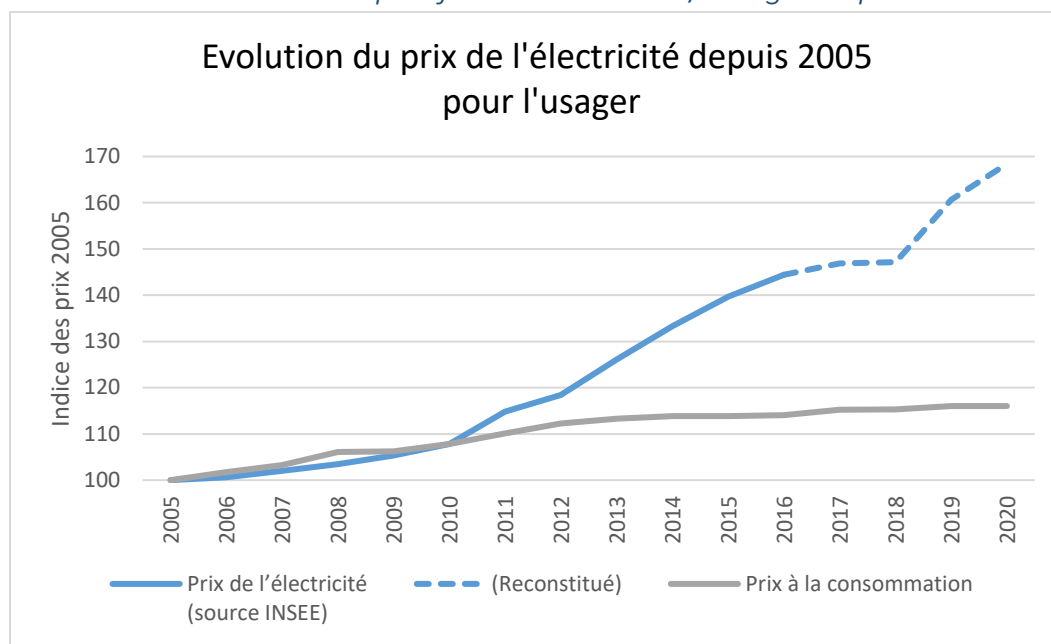
La coopérative Enercoop a été créée dans une démarche militante, tranchant avec la quasi-totalité des autres fournisseurs. Son objectif est d'accompagner les projets de développement de production renouvelable (éolienne, solaire, petite hydraulique), mais également d'accompagner les clients dans une démarche de sobriété et les citoyens dans l'appropriation des questions énergétiques.

Le contexte de concurrence les place néanmoins, dans une situation difficile, les confrontant à des fournisseurs aux méthodes très agressives. Des membres d'Enercoop témoignent de cette difficulté, des contradictions auxquelles ils doivent faire face dans leur positionnement.

Le choix d'un modèle coopératif décentralisé, un réseau de 11 SCIC (Société Coopérative d'Intérêt Collectif) réparties sur tout le territoire français, dans lequel les collectivités publiques sont parties prenantes, est une façon de lutter contre un système libéralisé rongé par la privatisation et la mise en concurrence. Il pourrait ouvrir la voie au retour à un monopole public repensé, objet d'un contrôle démocratique de la part des citoyens et des salariés, dans lequel les pouvoirs publics seraient au

service des intérêts de la collectivité et non d'intérêts financiers privés (multinationales, fond d'investissements). Cf. §.7.3

Annexe 3 Evolution du prix facturé au client / usager depuis 2005



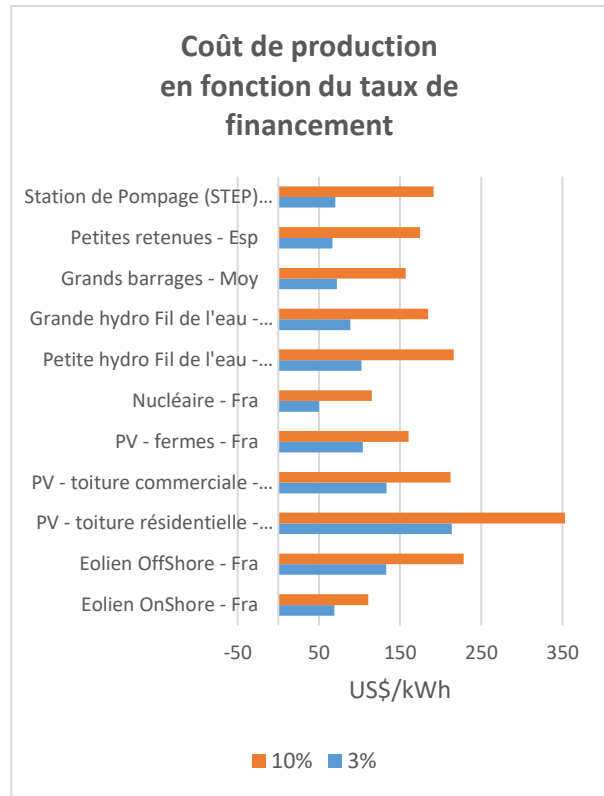
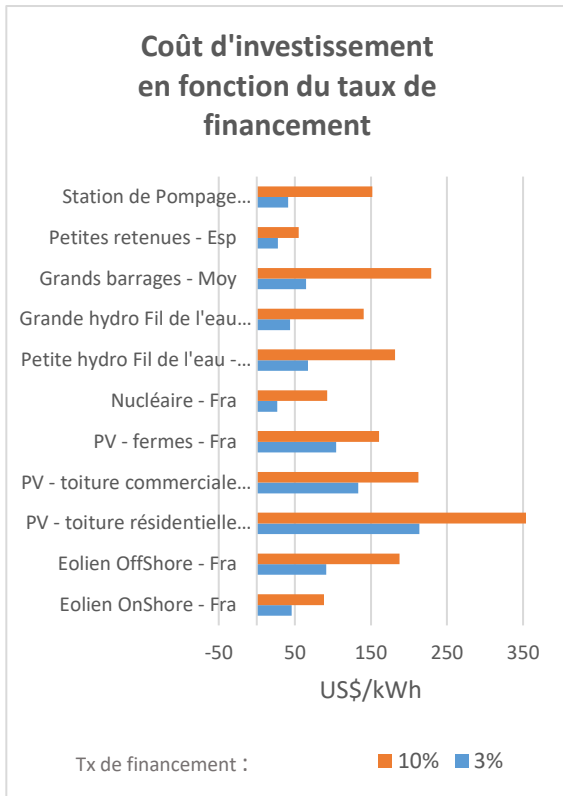
Source : INSEE jusqu'à 2016 pour l'électricité et 2019 pour le prix⁷⁹

Annexe 4 Impact du taux de financement sur les coûts de l'électricité

a. Analyse de l'AIE

Filière	Coût d'investissement (US\$/kWh)			LCOE (US\$/kWh)			
	Tx Finant 3%	Tx Finant 10%	Ratio 10% / 3%	Tx Finant 3%	Tx Finant 10%	Tx Finant 10% / 3%	Augmentation (%)
Turbines à Combustion Gaz - All	40	79	2.0	197	235	1.2	20%
Cycles Combinés Gaz - Fra	7	15	2.2	93	101	1.1	9%
Eolien OnShore - Fra	46	88	1.9	69	111	1.6	61%
Eolien OffShore - Fra	91	188	2.1	133	228	1.7	72%
PV - toiture résidentielle - Fra	214	362	1.7	214	362	1.7	69%
PV - toiture commerciale - Fra	133	212	1.6	133	212	1.6	59%
PV - fermes - Fra	104	161	1.5	104	161	1.5	54%
Nucléaire - Fra	27	93	3.4	50	115	2.3	131%
Petite hydro Fil de l'eau - Moy	67	182	2.7	102	216	2.1	111%
Grande hydro Fil de l'eau - Moy	44	140	3.2	89	185	2.1	108%
Grands barrages - Moy	65	229	3.5	72	157	2.2	118%
Petites retenues - Esp	28	55	2.0	67	175	2.6	163%
Station de Pompage (STEP) - Moy	41	152	3.7	70	191	2.7	172%

⁷⁹ <https://www.insee.fr/fr/statistiques/3973175#tableau-figure3>



Coût d'investissement et coût moyen de production de l'électricité (LCOE) en fonction de deux taux de financement des investissements (taux d'actualisation) : 3% et 10%

Source : AIE, 2015 – *Projected Costs of Generating Electricity*

<https://www.oecd-neo.org/ndd/pubs/2015/7057-proj-costs-electricity-2015.pdf> (p45 à 54)

b. Analyse RTE

Extrait du document de concertation sur le Groupe de Travail Coûts du Bilan Prévisionnel 2050 : https://www.concerte.fr/system/files/document_travail/2020-02-26%20-%20Document%20de%20concertation%20-%20GT%20couts.pdf

Il est possible de décomposer le coût total du capital investi, résultant de la somme des annuités versées, en deux termes : d'une part, l'investissement initial lui-même et d'autre part le coût de financement de l'investissement correspondant aux « intérêts » associés au taux d'actualisation.

Ce coût de financement est très sensible à la durée d'amortissement et au taux d'actualisation retenu. La Figure 7 illustre cette sensibilité pour deux durées d'amortissement.

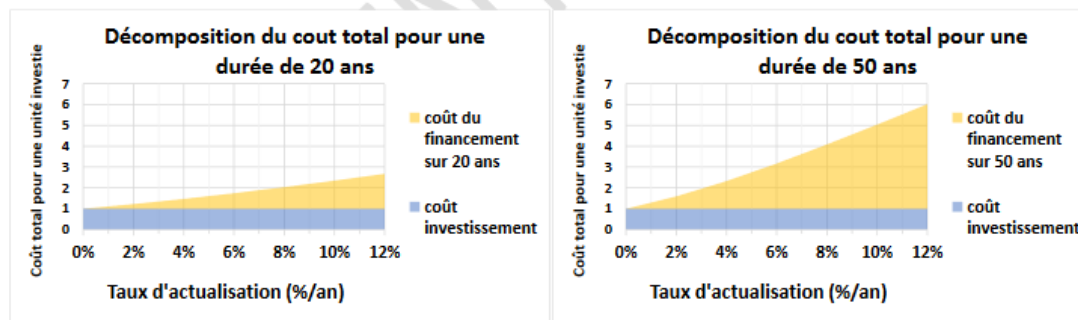
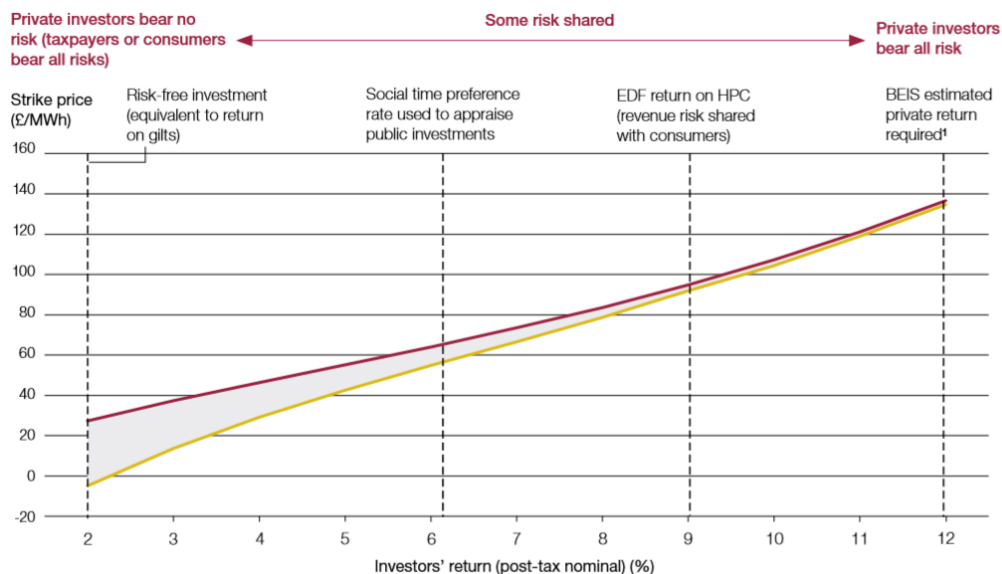


Figure 7 : effet du taux d'actualisation sur le coût de financement, pour une durée de 20 ans (à gauche) et 50 ans (à droite)

Par exemple, pour un taux d'actualisation de 8 %/an et une durée de 50 ans, le coût total actualisé représente quatre fois la valeur de l'investissement. Pour une durée de 20 ans et un même taux de 8 %/an le coût total représente deux fois la valeur de l'investissement. De manière générale, pour une durée donnée, le coût du financement apparaît comme une fonction quasi-linéaire du taux d'actualisation, comme l'illustre la Figure 7.

c. Analyse de la Cour des comptes Anglaise

Le graphe suivant, issu d'un rapport de la Cour des Comptes anglaises, indique, pour la centrale d'Hinckley Point, Strike Price (équivalent du LCOE, ou cout complet de l'énergie produite) en fonction du taux de retour sur investissement, c'est-à-dire le coût du capital (ou taux de financement) : il varie de 0 à 12%.



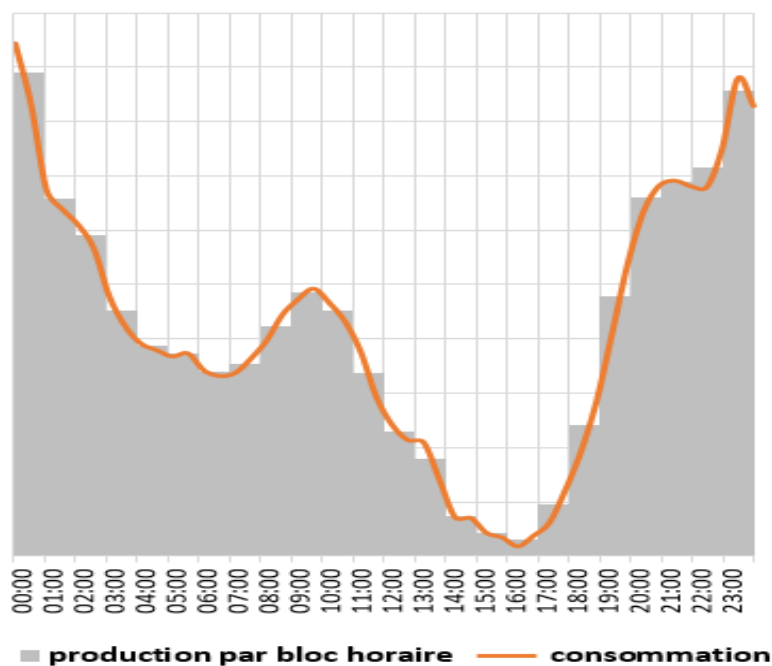
Source : Rapport de la Cour des Comptes anglaise (p23)⁸⁰

Annexe 5 Instabilité du réseau créée par le marché (ENTSOE)

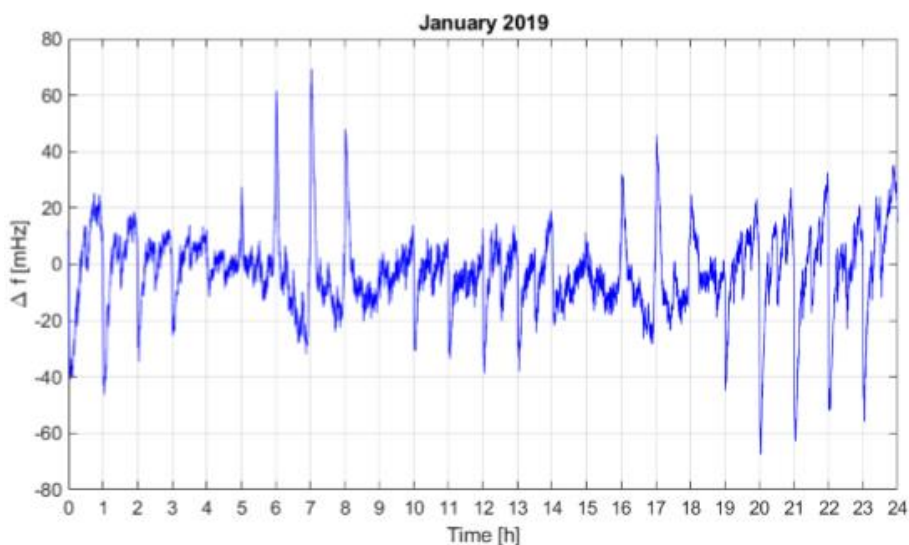
Les simplifications imposées par le marché sont également sources de fragilité : alors que l'équilibre doit être maintenu en temps réel, et que la consommation évolue de façon continue, l'énergie s'échange sous forme de « blocs » généralement horaires¹, discrétisant le signal de la production, en forme de marches d'escalier. Cela rend difficiles, voire impossibles, la prise en compte de certains types de contraintes¹ et crée des perturbations (instabilité de fréquence) aux changements d'heures : soit on produit plus que la consommation, soit on ne produit pas assez ; dans un cas comme dans l'autre on s'écarte de l'équilibre du système (mesuré par la fréquence cible de 50 Hz).

Ce phénomène est illustré par les graphes ci-dessous, empruntés à l'association européenne des gestionnaires de réseaux électrique (ENTSOE).

⁸⁰ <https://www.nao.org.uk/wp-content/uploads/2017/06/Hinkley-Point-C.pdf>

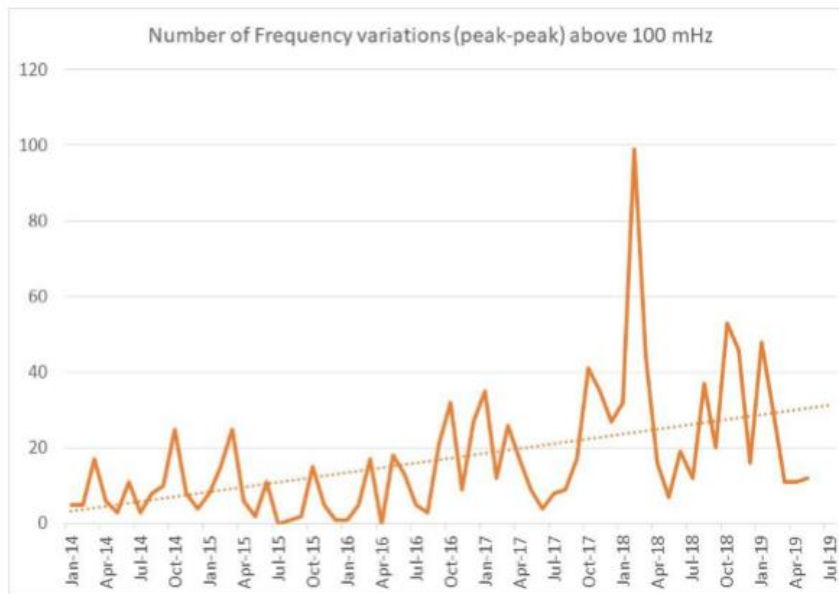


Ces écarts entre blocs horaires (marches d'escalier) et consommation continue (courbe orange) provoquent des « excursions de fréquence » (écarts) aux heures pleines, conduisant à une instabilité du système¹, illustrées ici pour le mois de janvier 2019.



Valeur moyenne des écarts de fréquence pour chaque heure de la journée en janvier 2019

L'ENTSOE poursuit son analyse en mettant en avant l'augmentation de ces écarts de fréquence ces dernières années, notant : « on peut voir très clairement que le nombre et l'intensité des excursions de fréquence augmente en période hivernale », comme illustré sur la figure suivante par la période 2014-2019 :



Nombre d'écarts de fréquence au-delà de 100 mHz

Le diagnostic de l'ENTSOE sur ces instabilités est sans ambiguïté :

« Les déviations de fréquence ont augmenté dans le système interconnecté européen durant les dernières années, comme dans d'autres systèmes électriques qui ont introduit les marchés de l'énergie. Les causes identifiées de ces déviations de fréquence sont :

1. Un affaiblissement du lien fort entre la consommation d'énergie et la dynamique de la production d'énergie. Avec la libéralisation du marché de l'UE, les règles du marché entre la production et la consommation sont basées sur l'échange de blocs d'énergie de périodes fixes
2. La rampe physique qui est appliquée à la production et à la charge n'est pas alignée entre tous les acteurs du marché. Les déséquilibres qui en résultent se reflètent dans les écarts de fréquence.
3. Il existe également la règle selon laquelle les responsables d'équilibre doivent être équilibrés sur l'ensemble de l'unité de temps du marché, ce qui entraîne des effets par lesquels ils ajusteront leur production [...] par le gradient le plus rapide possible.
4. La législation locale peut entraîner des changements rapides de la production ou de la charge à des heures précises (contraintes d'émissions sonores, modifications des tarifs de nuit, ...)