

MASTER FINANCE – M2
Parcours : **TRESORERIE D'ENTREPRISE**
Apprentissage – Promotion 2021/2022

Mémoire d'analyse

LA GESTION DE LA VOLATILITE
DU COURS DE L'ELECTRICITE

REDIGE PAR :
Eléonore BALTHAZAR
APPRENTISSAGE PROMOTION 2021/2022

MAITRE D'APPRENTISSAGE :
Etienne IMOMA

DIRECTEUR DU MEMOIRE :
Franck SOUILLARD

L'UNIVERSITE N'ENTEND DONNER AUCUNE
APPROBATION NI IMPROBATION AUX OPINIONS
EMISES DANS CE MEMOIRE : CES OPINIONS DOIVENT
ETRE CONSIDEREES COMME PROPRES A LEUR AUTEUR.

REMERCIEMENTS

Je tiens à remercier dans un premier temps mon directeur de mémoire, Mr SOUILLARD pour son accompagnement et ses conseils lors de la rédaction de ce mémoire.

Je voudrai remercier l'équipe du middle office, Mme Pilar CAMPILLOS et Mr Etienne IMOMA qui m'ont accueilli pendant mes deux années d'alternance et m'ont beaucoup appris. Je vous remercie de m'avoir consacré votre temps, de vos précieux conseils et supervision pour ce mémoire.

C'est également l'occasion de remercier les enseignants et intervenants du master de trésorerie pour la richesse et qualité de leur enseignement au cours de ces deux années passées.

Mes collègues, pour m'avoir accordé du temps pour les entretiens et d'avoir répondu à mes questions sur le marché de l'électricité, du CO2 et l'impact des appels de marge sur la trésorerie.

Enfin un grand merci à ma famille pour leur soutien et la relecture de mon mémoire.

SOMMAIRE

A. Marché, intervenants et consommation en France.....	9
a. L'électricité : de 1945 à nos jours	9
i. L'interconnexion des marchés européens de l'électricité.....	9
ii. Les intervenants sur le marché de l'électricité en France.....	12
iii. Du monopole d'EDF à la libéralisation des marchés	16
b. Électricité : un prix qui évolue	18
i. Le prix de l'électricité corrélé au prix du gaz et du pétrole	18
ii. Du tarif réglementé à l'ARENH.....	20
iii. L'impact des quotas d'émission de CO2.....	21
B. Les facteurs déterminants du prix de l'électricité	23
a. Électricité et entreprises : les différents marchés	23
i. Marché de gros et de détail.....	23
ii. Marché spot et à terme.....	24
iii. Marché des garanties de capacité et certificats d'origine	26
b. Coûts externes	28
i. Les taxes	28
ii. Coût d'entretien du réseau, du parc nucléaire et de l'ARENH	30
iii. Prix du CO2 : impact sur le prix final de l'électricité	32
c. Facteurs exogènes : crise sanitaire et guerre en Ukraine.....	33
i. Crise sanitaire et télétravail : électricité perdue ?.....	33
ii. Guerre en Ukraine : quel impact ?.....	35

C. La volatilité des cours de l'électricité et les entreprises.....	37
a. La trésorerie des entreprises face à l'évolution des prix de l'énergie	37
i. Les entreprises se couvrent-elles contre le risque d'évolution du prix de l'électricité ?	37
ii. Les moyens de couverture consacrés à l'énergie sont-ils aussi importants que ceux concernant le change et les taux ?	39
iii. À la suite de cette flambée des prix post-covid, quelle a été la réaction des entreprises ?	40
b. Les différentes couvertures contre le risque d'évolution des commodities	41
i. Forward.....	41
ii. Options.....	43
iii. Autres instruments dérivés	45
c. Transition énergétique : l'avenir des énergies renouvelables	46
i. Les énergies renouvelables	46
ii. Les purchase power agreement (PPA).....	49
 ANNEXES	 54
Annexe A : liste de fournisseurs alternatifs d'électricité.....	54
Annexe B : Illustration de la production de l'électricité à la consommation finale	55
Annexe C : Transfert physique et financier d'un opérateur d'effacement	55
Annexe D : Les 9 composantes du coût d'acheminement pour les professionnels dont la consommation est supérieure ou égale à 36 kVA.....	56
Annexe E : Questionnaire sur la politique de couverture des entreprises	57
 GLOSSAIRE.....	 58
BIBLIOGRAPHIE	60

NOTE DE SYNTHÈSE

Le 16 juin 2022, la France importait 8186 MW et exportait 1329 MW¹ d'électricité. Ces imports/exports sont issus d'accords entre la France et les six pays avec lesquels elle est interconnectée : l'Allemagne, la Belgique, l'Espagne, l'Italie, le Royaume-Uni et la Suisse. Cette interconnexion passe également par le couplage des marchés de l'électricité regroupant aujourd'hui 19 pays² et couvrant 85% de la consommation électrique européenne³. Pour la Commission Européenne, ce couplage des marchés, permet d'assurer l'approvisionnement des pays en électricité et de réduire les coûts par le développement de la concurrence. Cette concurrence est toutefois limitée par les tarifs réglementés proposés par la France, l'Espagne et l'Italie.

En France, c'est EDF qui détient le monopole jusqu'en 2007 : année de la libéralisation totale des marchés de l'électricité. Cependant le prix de l'électricité est passé de 38.88 €/MWh le 31 juillet 2015 à 300 €/MWh le 31 juillet 2022⁴. Qu'en est-il de la réduction de la facture énergétique promue par la Commission Européenne ? Il faut savoir que le prix que nous payons est influencé par plusieurs facteurs et qu'il est composé de plusieurs éléments. En effet, le prix de l'électricité est corrélé à celui de gaz. Pourquoi ? Par le principe d'ordre de mérite, *merit order* en anglais. Le coût de l'électricité provient de la dernière source d'énergie utilisée pour la produire. Les énergies renouvelables ont le coût marginal le moins élevé car dépendantes de la météo. Mais quand la météo ne coopère pas, il faut faire appel aux centrales nucléaires, aux usines à charbon puis à celles à gaz. Ces usines ont un coût élevé puisqu'elles ne sont pas tout le temps en fonctionnement et appelées uniquement lorsque la demande est particulièrement élevée : les coûts de démarrage et d'entretien sont alors dispendieux pour permettre leur disponibilité en tout temps. Un autre facteur impactant le prix de marché de l'électricité est l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH). EDF se doit de vendre 25% de sa production, soit 100 TWh, à ses concurrents au prix de 42€/MWh. Lorsque la demande dépasse la quantité disponible, les fournisseurs doivent alors acheter sur les marchés. Une autre composante du prix de l'électricité regroupe les taxes (coût d'acheminement, taxe sur la consommation finale, TVA...). Le prix des quotas d'émissions de CO2 entre également en jeu : il connaît une forte hausse depuis ces dernières années pour atteindre 80€/t en 2022. Ce droit

¹ Source : RTE – éCO2mix : Les échanges commerciaux aux frontières

² Liste des pays à mettre

³ Source : EPEX SPOT. (s.d.). « European Market Coupling ». *EPEX SPOT*. [URL](#)

⁴ Source : RTE, Prix du mégawattheures en euros à 8h du matin.

pollueur est un mécanisme mis en place par la Commission Européenne dans l'objectif de réduire les émissions de gaz à effet de serre de 55% d'ici 2030 : projet « *fit for 55* ».

L'électricité s'achète sur le marché de gros dans un premier temps où les producteurs vendent aux fournisseurs. Ces derniers pourront échanger (vendre et acheter) l'électricité achetée sur le marché de détail directement accessible au consommateur final. Selon leurs besoins, les acheteurs (fournisseurs, entreprises...) pourront se rendre sur le marché courant (livraison dans la journée ou le lendemain) ou sur le marché à terme (livraison allant de quelques jours à trois ans selon la liquidité du marché).

Depuis fin 2021 et début 2022, le prix de l'électricité ne fait que de croître. Cette récente hausse des prix est liée à la reprise économique post-covid, la guerre en Ukraine et à la faible disponibilité du parc nucléaire français : c'est donc un risque pour les entreprises. Celles-ci peuvent alors revoir leur contrat d'électricité avec leur fournisseur pour une offre à tarif fixe, basée sur les heures d'activité (heures creuses et pleines), à tarif indexée, sur-mesure etc. Un moyen pour les entreprises de diminuer leur risque est l'utilisation d'instruments dérivés. Afin que la couverture soit optimale, l'entreprise doit avant tout établir la prévision de ses besoins en électricité. En effet, pour se protéger de la hausse des prix, les entreprises peuvent acheter des forwards ou futures pour échanger une certaine quantité d'électricité à un prix et une date fixés. Il existe également les options permettant de fixer un prix plafond (cap) ainsi qu'un prix minimum (floor). La prime, prix d'achat de l'option, peut être dispendieuse selon le cours de l'actif sous-jacent, du prix d'exercice de l'option, de la maturité et de la volatilité du sous-jacent. Enfin dans un environnement où la question écologique est primordiale, il existe les *green purchase power agreement* (PPA) permettant d'allier couverture et développement des énergies renouvelables.

INTRODUCTION

Cette année « *toutes les conditions sont réunies pour un ouragan sur les marchés de l'électricité, les tensions sur les livraisons de gaz russe, des prix du charbon et du CO2 élevés, des vents faibles et une sécheresse* » informe Fabian Rønningen, analyste chez Rystad Energy⁵.

Nous voyons partout que les prix de l'électricité augmentent ces derniers mois à la suite de la forte reprise économique post-covid et de la guerre en Ukraine. Pourtant la France prend des mesures telles que le bouclier tarifaire pour les particuliers ou encore met EDF à contribution en augmentant sa part d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique vendue à ses concurrents. Il est donc pertinent de s'intéresser à l'impact de cette hausse historique des prix de l'électricité pour les entreprises et à la manière dont elles gèrent cette volatilité.

Ce sujet est d'autant plus pertinent qu'il touche directement la société dans laquelle j'effectue mon alternance : Veolia. En effet, les activités « eau » de Veolia sont très consommatrices d'électricité. L'entreprise doit donc faire face à cette hausse des prix qui ont été multipliés par 3.5 passant de 150 €/MWh à 550 €/MWh en six mois.

Pourquoi les prix augmentent-ils ? Plusieurs facteurs sont à prendre en compte : coût de production, coûts d'acheminement, les taxes, prix du gaz (une partie de l'électricité produite provient des centrales à gaz) et du coût des quotas de CO2⁶. A cela nous pouvons ajouter la faible disponibilité du parc nucléaire français, à son plus bas depuis sa création.

Dans ce mémoire, nous nous interrogeons sur la gestion de la volatilité du cours de l'électricité pour les entreprises. Afin de traiter ce sujet, un plan de recherche a été établi : des entretiens avec des trésoreries, un questionnaire et de nombreuses lectures sur le sujet. L'objectif étant de comprendre si le prix de l'électricité affecte la trésorerie des entreprises et comment ces dernières font face à cela.

Dans un premier temps, nous verrons l'historique du marché de l'électricité en France ainsi que ces divers intervenants. Puis dans un second temps, les facteurs déterminants le prix de l'électricité ainsi que les différents marchés sur lesquels l'électricité s'échange. Enfin, nous nous intéresserons à l'impact de la hausse des prix de l'électricité pour les entreprises et aux moyens mis en place pour atténuer cet impact.

⁵ Wajsbrot, S. (2022). « Gaz, électricité : les prix s'affolent en Europe ». *Les Echos*. [URL](#)

⁶ La Rédaction. (s.d). « Le prix de l'électricité en 7 questions ». *Vie publique*. [URL](#)

A. Marché, intervenants et consommation en France

a. L'électricité : de 1945 à nos jours

i. L'interconnexion des marchés européens de l'électricité

En 1992 avec le Traité de Maastricht tout commence : la création de l'Union Européenne dont le socle est constitué de 3 piliers :

- Les Communautés Européennes
- Une politique étrangère et de sécurité commune
- La coopération entre les gouvernements de l'UE (justice et affaires intérieures)

Le secteur de l'énergie, pourtant jugé comme essentiel, n'est pas abordé dans ce traité. Le parlement Européen et le conseil de l'Union Européenne y remédieront par diverses directives dès 1996 en "*considérant que l'établissement du marché intérieur de l'électricité s'avère particulièrement important pour rationaliser la production, le transport et la distribution de l'électricité tout en renforçant la sécurité d'approvisionnement et la compétitivité de l'économie européenne et en respectant la protection de l'environnement*" (DIRECTIVE 96/92/CE DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL du 19 décembre 1996 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité)⁷. D'autres directives seront prises en 2003, 2007 et 2012.

A la fin des années 90, l'Europe connaît une convergence de ces marchés et réformes concernant l'électricité. Cette libéralisation des marchés a pour objectif de favoriser la concurrence entre les États membres en mettant fin aux monopoles existants et par conséquent de faire baisser les prix.

En Europe, les monopoles étaient verticalement intégrés : ces derniers étaient chargés de la production, du transport, de la distribution et jouaient aussi le rôle de fournisseur.

⁷ Source : EUR-Lex ([URL](#))

Pays	Société ayant eu le monopole
France	EDF
Allemagne	EnBW
Italie	ENEL
Espagne	Endesa

Figure 1 : Les sociétés ayant eu le monopole sur le marché de l'électricité dans leur pays avant la libération des marchés (Source : [URL](#))

La séparation de ces activités va se faire en 3 temps : dans un premier temps, la production est ouverte à la concurrence puis au transport et à la distribution et enfin à la fourniture.

La fourniture s'est progressivement ouverte à la concurrence : en commençant par les entreprises, les collectivités et enfin les particuliers. Depuis juillet 2007, la libéralisation totale des marchés est en place dans toute l'Europe. Cependant, les tarifs réglementés en France, Espagne et Italie limitent encore la concurrence.

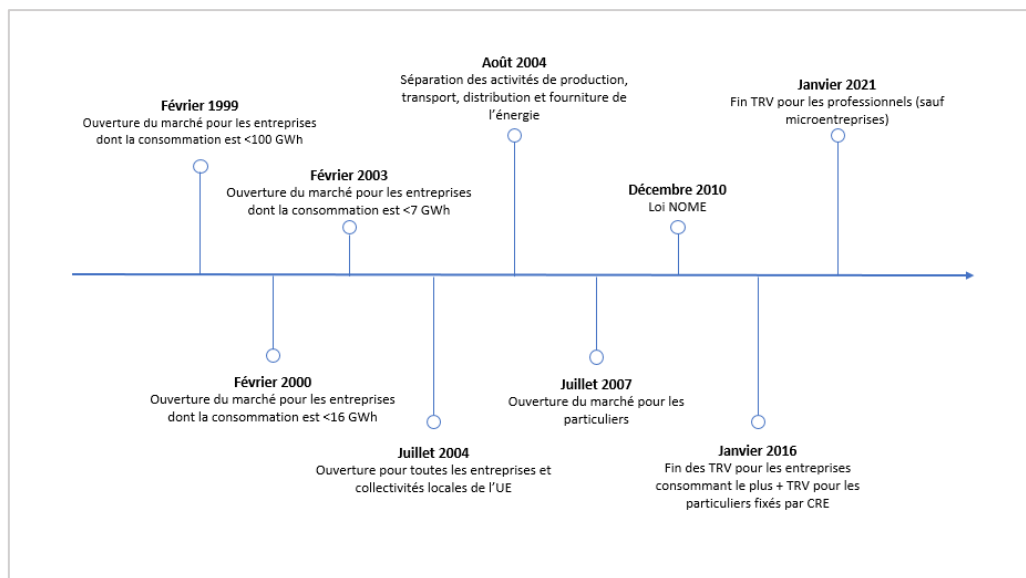


Figure 2 : Frise chronologique des principaux événements liés à l'ouverture des marchés

On parle désormais d'une "Europe d'électricité intégrée, interconnectée et solidaire" (RTE)⁸ par ces 305 000 kilomètres de lignes et 400 interconnexions reliant plus de 600 millions d'européens.

Le réseau de transport d'électricité européen réunissant 35 pays a été créé afin de contrer l'augmentation des prix de l'électricité, d'éviter les coupures d'électricité et la dégradation des bilans de carbone nationaux. Il favorise également le développement des énergies renouvelables en permettant une complémentarité entre les différentes sources d'énergies selon les pays : l'énergie solaire dans le sud, l'éolien au nord et l'hydraulique dans les Alpes et en Scandinavie.

Il existe plusieurs marchés de l'électricité pour différents besoins. En premier lieu, nous avons le marché de gros où l'électricité est négociée et achetée par les fournisseurs aux producteurs avant d'être commercialisée sur le marché de détail puis distribuée à travers les réseaux de distribution⁹.

Les échanges vont ensuite pouvoir se faire sur les marchés boursiers, de gré à gré intermédié (via un courtier) ou de gré à gré direct. Nous verrons ces différents marchés ultérieurement dans la partie sur les facteurs déterminants du prix de l'électricité (cf. partie B).

Afin de rendre accessibles les données du marché de l'électricité européen, une plate-forme de transparence des données « *ENTSO-E Transparency Platform* », commune au 27 pays de l'UE (y compris le Royaume-Uni), a été mise en place via l'association des gestionnaires de réseau de transport.

Aujourd'hui la question de la transition écologique est au cœur des discussions avec l'ajustement du plan "Fit for 55". Ce dernier regroupe 12 propositions publiées par la Commission Européenne le 14 juillet 2021 visant à fixer des actions concrètes pour atteindre l'objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre de 55% d'ici 2030 par rapport au niveau de 1990.

Mais alors qui sont les acteurs et les intervenants sur le marché de l'électricité et plus précisément en France ?

⁸ RTE. (s.d.). « Les interconnexions au service d'une Europe de l'électricité solidaire ». RTE. [URL](#)

⁹ François, A. (2020). « Comment fonctionne le marché de l'électricité en France ». Hellowatt. [URL](#)

ii. Les intervenants sur le marché de l'électricité en France

En Europe, il existe 5 principales parties prenantes sur le marché de l'électricité : les producteurs, les fournisseurs, les gestionnaires de réseau, la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) ainsi que les pouvoirs publics.

Les producteurs d'électricité

Il existe en France deux principaux producteurs d'électricité : EDF et Engie (anciennement GDF-Suez). Il est primordial de différencier un producteur d'un fournisseur (que nous verrons par la suite) et de faire la distinction entre les différentes sources d'électricité (nucléaire, gaz, charbon, énergies renouvelables...).

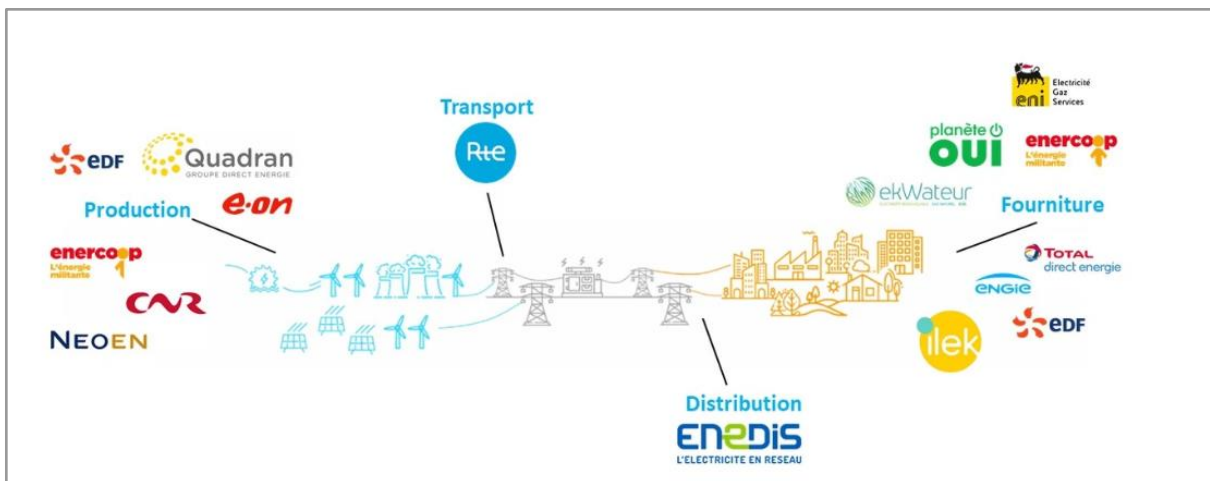


Figure 3 : Schéma des différents acteurs intervenants sur le marché de l'électricité

On distingue les producteurs centralisés des producteurs décentralisés. EDF, producteur centralisé, détenait le monopole de la production électrique jusqu'à l'ouverture des marchés à la concurrence en 2007. Les producteurs d'électricité décentralisés ou encore indépendants utilisent diverses ressources d'énergie afin de produire l'électricité : des panneaux solaires aux éoliennes en passant par le gaz. Ces producteurs s'occupent de la construction des infrastructures, de leur financement et de leur exploitation.

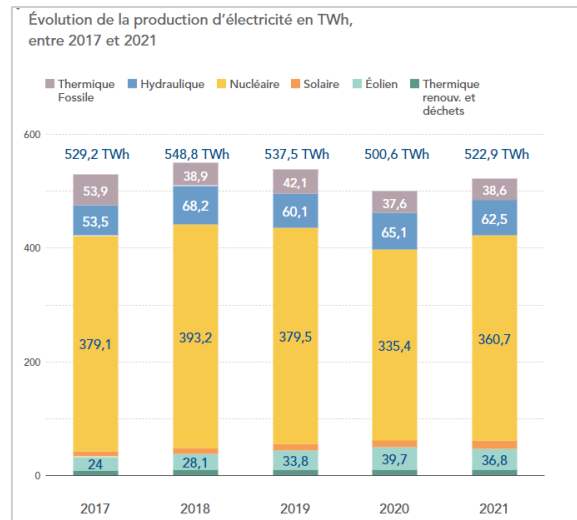


Figure 4 : Évolution de la production de l'électricité en TWh, entre 2017 et 2021 en France (Source : [Bilan électrique 2021 RTE](#))

Les fournisseurs

Les fournisseurs d'électricité jouent un rôle d'intermédiaire sur le marché : ils achètent l'électricité auprès d'un producteur, qui va transiter par un gestionnaire de réseau jusqu'au consommateur final. Depuis l'ouverture à la concurrence en 2007, les consommateurs ont le choix entre un tarif réglementé de vente (**TRV**) proposé par un fournisseur historique - *les fournisseurs historiques regroupant EDF ainsi que les entreprises locales de distribution (ELD)* - ou une **offre de marché** par les fournisseurs historiques et alternatifs. Le TRV est fixé par les pouvoirs publics sur proposition de la CRE. Cependant les tarifs réglementés sont amenés à disparaître : ces tarifs ne sont plus proposés depuis le 31 décembre 2015 pour les consommations supérieures à 36 kVA. Dans un objectif d'intérêt général, ce tarif est toujours disponible pour les clients résidentiels dont la consommation est inférieure à 36 kVA.

En 2020, ces fournisseurs historiques font face à près de 40 concurrents dont TotalEnergies, Iberdrola, Vattenfall (*liste des fournisseurs d'électricité alternatifs - annexe A*). Certains concurrents/fournisseurs alternatifs sont en mesure de proposer des tarifs plus avantageux que les TRV fixés par la CRE notamment grâce à l'Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique (ARENH).

Les gestionnaires de réseau

Un gestionnaire de réseau assure l'acheminement de l'électricité ou du gaz jusqu'au consommateur final. Il doit aussi entretenir et développer le réseau de distribution. Contrairement aux fournisseurs vus précédemment, la gestion du réseau n'est pas soumise à la concurrence : c'est donc un monopole dans ce cas "naturel" par son histoire.

En France, la gestion du réseau de distribution est assurée par Enedis chargée de la distribution à moyenne et basse tension pour les particuliers et professionnels soit la gestion de **95%** du réseau de distribution électrique français.

Nous retrouvons également quelque 150 entreprises locales de distribution appelées ELD. Elles sont en situation de monopole sur le territoire desservi et assurent donc à la fois distribution et fourniture d'électricité. D'après le code de l'Énergie, il est important de distinguer l'activité de gestionnaire de réseau de distribution de celle de fournisseur.

La gestion du réseau de transport est exercée par le Réseau de Transport d'Électricité (RTE). C'est dans les années 2000 que la loi impose la création d'un gestionnaire du réseau de transport indépendant du réseau de production. C'est la fin pour EDF d'un monopole qui assurait ces 2 activités.

RTE, filiale d'EDF, voit le jour en 2005. Ses principales missions sont :

- Assurer l'accès à une alimentation électrique économique sûre et propre en France et en Europe en tout temps,
- Accueillir les énergies renouvelables dans le cadre de la transition énergétique,
- Encourager le développement industriel des territoires et faire participer davantage les entreprises françaises “

RTE relie producteurs et consommateurs tout en assurant l'équilibre entre la production et la consommation en France et en Europe.

Les collectivités territoriales jouent également un rôle organisateur de distribution d'électricité et de gaz naturel (syndicats départementaux, groupement de communes...) par leur statut propriétaire des réseaux de distribution d'électricité et de gaz naturel.

La Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) :

Son rôle principal est de veiller au bon fonctionnement du marché de l'énergie. Fondée en 2000, elle accompagne le processus de libéralisation du marché et s'assure que les principes de libre concurrence soient respectés. Elle fixe également les TRV (tarifs réglementés de vente) de l'électricité et du gaz naturel en concordance avec le ministre de l'Économie et des finances. Ses objectifs reposent sur 3 grands principes :

- Indépendance : les décisions prises sont neutres et objectives
- Impartialité : ne favoriser aucun secteur
- Transparence : tous les travaux sont publics et accessibles gratuitement

La CRE repose sur ce que l'on appelle deux organes : le collège et le comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS).

Parmi les missions du collège, nous retrouvons la surveillance du marché de gros, la tarification des opérateurs régulés, la coordination des décisions de la CRE à l'échelle européenne et internationale etc.

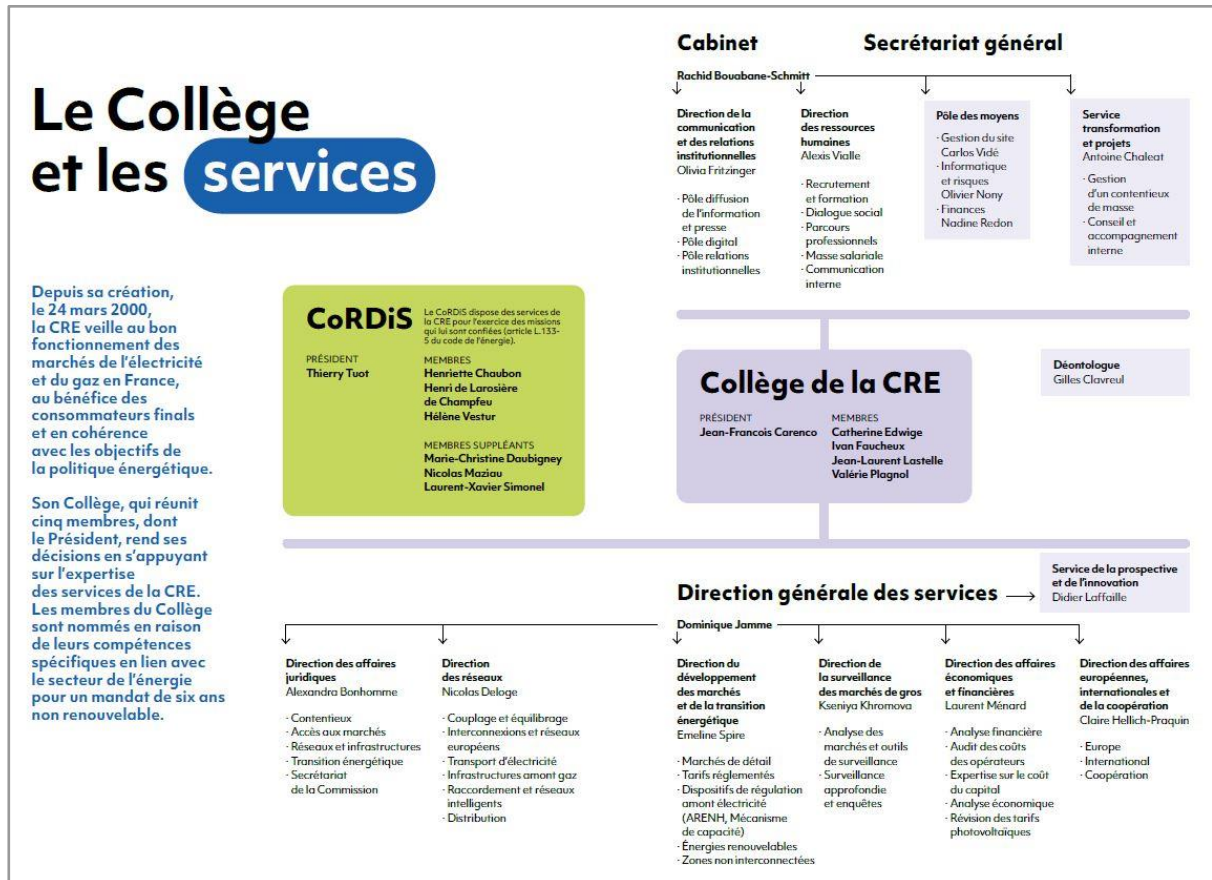


Figure 5 : Organigramme de la CRE (Source : CRE)

Le comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS) est quant à lui chargé de régler les différends concernant l'accès aux réseaux de l'électricité et du gaz et de son utilisation. Ils sont également tenus de faire respecter le code de l'énergie auquel cas ils peuvent sanctionner.

L'acronyme de la CRE passe de commission de régulation de l'électricité à commission de régulation de l'énergie en janvier 2003 à la suite de son implication sur le marché du gaz.

Les pouvoirs publics

Parmi les pouvoirs publics nous distinguons trois grandes instances jouant un rôle dans le marché de l'électricité : le gouvernement, l'Assemblée nationale et le Sénat.

Le gouvernement est chargé de la fixation du prix réglementé de vente de l'électricité tous les ans par un arrêté interministériel. Le Sénat peut quant à lui créer des commissions d'enquête pour répondre/saisir une problématique de l'opinion publique. En 2012, une commission d'enquête sur le coût réel de l'électricité est créée. Elle aborde les questions de coût production d'électricité aujourd'hui et demain, qui supporte ce coût actuellement et qui devrait le supporter...

iii. Du monopole d'EDF à la libéralisation des marchés

Nous avons pu voir précédemment quels étaient les acteurs impliqués sur le marché de l'électricité en France. La libéralisation de ce dernier a été un grand tournant dans l'histoire de l'électricité. Revenons donc sur l'histoire et le rôle d'EDF depuis son monopole dit naturel à l'ouverture du marché à la concurrence.

Pour cela nous devons retourner dans les années 30 où des milliers d'entreprises privées s'occupent de la production, du transport et de la distribution de l'électricité. Les tarifs varient alors selon le prestataire et les régions.

C'est avec la fin de la Guerre mondiale en 1945 que l'État souhaite créer des services publics dans l'optique de la reconstruction économique de la France. En 1946, sous décision gouvernementale, EDF voit le jour. Elle possède alors un monopole intégral : production, transport, distribution et fourniture. S'en suivent des investissements colossaux dont le programme hydraulique dans les années 50-60 avec la construction de barrages dans les Alpes

et les Pyrénées. Les usines à fioul font leur apparition avec l'arrivée du pétrole. Cependant avec le choc pétrolier de 1973, le pays abandonne ces usines au profit du nucléaire afin d'assurer son indépendance énergétique. Pierre Messmer, premier ministre à l'époque, présente son plan énergétique : un changement durable qui passe par la limitation de la dépendance de la France au pétrole en créant un parc nucléaire. La construction de 13 centrales nucléaires de 1000 MW est lancée. 58 réacteurs seront construits en 20 ans.

Dans les années 80-90, l'Europe connaît un mouvement de libéralisation. Cela commence avec la libéralisation des télécommunications. Cette dernière est accompagnée de progrès techniques avec le réseau hertzien et de nouveaux services : le téléphone n'a plus comme fonction première d'appeler on peut également envoyer des messages, regarder la télé... Cette libéralisation a profité aux consommateurs alors pourquoi pas l'électricité ?

En 2004, le marché s'ouvre aux professionnels et aux collectivités locales puis aux particuliers en 2007. L'électricité est un produit vendu à travers un réseau, une infrastructure qu'EDF possède et "mise à disposition de tous moyennant des péages fixés par la CRE"¹⁰.

80% des contrats d'électricité passent auprès d'EDF et 80% de ces derniers sont composés de tarifs régulés c'est-à-dire soumis à la réglementation de l'État.

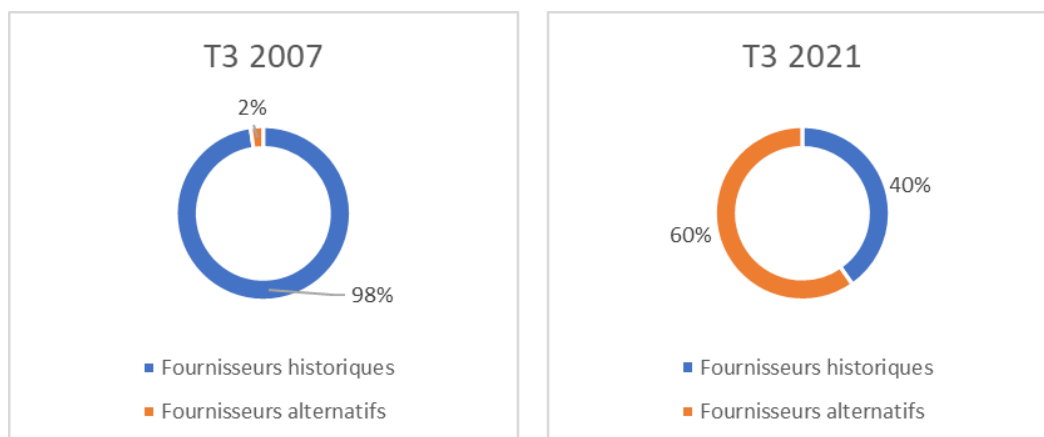


Figure 6 : Part des fournisseurs historiques versus alternatifs avant et après la libération totale des marchés

Source : RTE

¹⁰ De Roquigny et al. (2019). « Episode ¼ : une libéralisation sous tension ». *France culture*. [URL](#).

b. Électricité : un prix qui évolue

i. Le prix de l'électricité corrélé au prix du gaz et du pétrole

La libéralisation des marchés et l'ouverture à la concurrence avait pour but de faire baisser les prix. Cependant le prix de l'électricité sur le marché de gros étant très fluctuant et dépendant du prix du pétrole et du gaz, le prix final est répercuté sur le consommateur domestique. Alors comment lui expliquer que le prix de l'électricité est fonction du gaz et pétrole si l'électricité française vient à 90% du nucléaire et de l'hydraulique ?

72% de l'électricité utilisée provient du nucléaire. Mais que se passe-t-il aux heures de pointe ? Il faut faire appel au complément de marché, c'est-à-dire : importer de l'électricité d'un autre pays ou bien le produire à partir d'une autre source. Dans ces cas-là, l'électricité provient des centrales thermiques (pétrole) et des centrales à gaz afin d'assurer cet équilibre entre offre et demande. Étant donné que ces centrales ne sont pas utilisées tout le temps, il faut intégrer le coût de redémarrage de ces usines.

A cela ajoutons le "merit order". Le "merit order" fait référence à l'ordre dans lequel les énergies sont utilisées afin d'optimiser le coût marginal. Selon cet ordre, les usines produisant de l'électricité en continu à bas prix, telles que les énergies renouvelables grâce aux subventions ou encore le nucléaire sont appelées en premier pour répondre à la demande. Viennent ensuite les usines ayant un coût marginal plus élevé telles que les usines à charbon ou à pétrole.

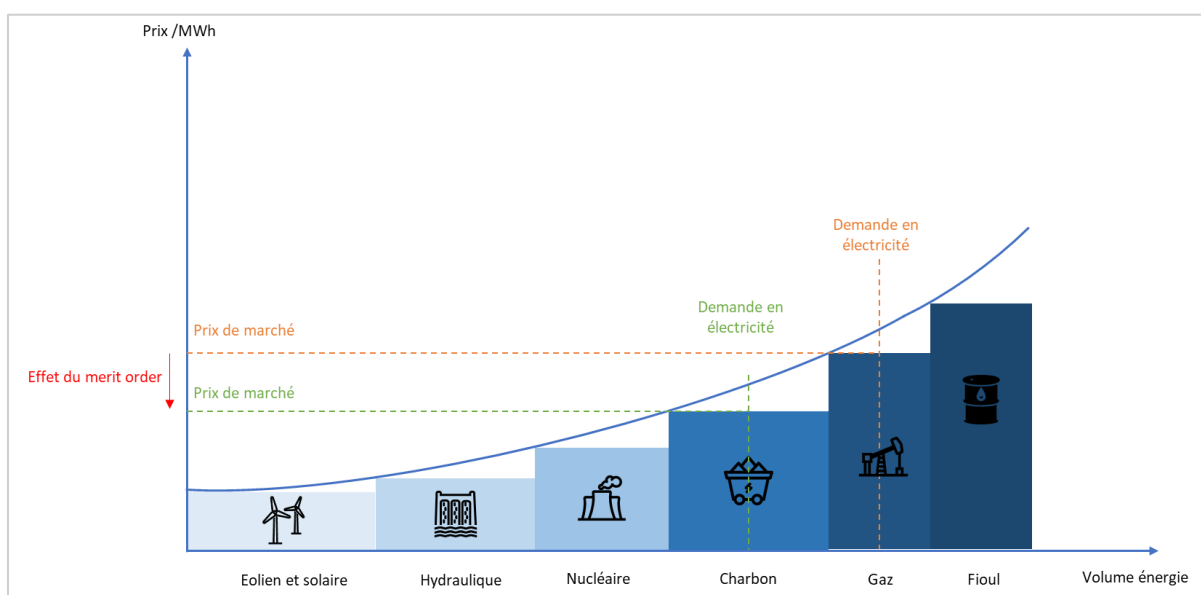


Figure 7 : Schéma représentant l'effet du merit order

De plus, avec la reprise économique post-covid la demande s'est accrue d'une part, et d'autre part il faut reconstituer les stocks pour assurer l'offre en hiver. Le gaz, le pétrole et le charbon sont donc utilisés mais le prix des "droits pollueurs" entre en jeu. En effet, comme nous le verrons par la suite (cf. A.c.iii), le marché ETS¹¹ a connu une forte hausse de ces quotas d'émission CO2.

Prenons l'exemple de la flambée des prix du pétrole en 2004. Cette année-là, le prix du pétrole connaît une hausse exceptionnelle de 32.2% (*La hausse des prix du pétrole : une fatalité ou le retour du politique, s. d.*). Cela peut s'expliquer par 3 faits : le système de régulation de production de pétrole de l'OPEP et la dépréciation de l'USD, la hausse de la demande et d'autres facteurs exogènes.

En 2000, l'OPEP (Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole) fixe la fluctuation du prix du baril entre 22-28 USD et met en place un système de régulation de la production du pétrole. Lorsque le prix de 7 bruts mondiaux est inférieur à 22\$ 10 jours ouvrés consécutifs, l'OPEP peut ajuster sa production jusqu'à 500 000 barils par jour. A contrario, si le prix est supérieur à 28\$ pendant 20 jours ouvrés consécutifs, l'OPEP peut augmenter sa production. Or le dollar américain connaît une importante dépréciation poussant les pays de l'OPEP à revoir cette fourchette afin de maintenir un certain pouvoir d'achat. Cette fourchette passe donc de 22-28 à 27-35 USD en 2004. La hausse de la demande a également été sous-estimée par l'Agence Internationale pour l'Energie (AIE) qui prévoyait une augmentation de la demande de 1.5% alors qu'en réalité elle s'est élevée à 3.4%. L'OPEP qui avait dans un premier temps décidé de diminuer sa production a donc dû revenir sur cette dernière. D'autres facteurs exogènes s'ajoutent : économiques, climatiques et politiques. Du point de vue économique, la forte demande chinoise en pétrole n'a pas été prévue. Au niveau climatique, les cyclones dans le golfe du Mexique ont perturbé la production de pétrole aux Etats-Unis. Enfin, les différents conflits politiques notamment au Moyen-Orient (Iran et Irak), en Russie ou encore au Venezuela ont joué un rôle dans cette hausse des prix du pétrole.

Afin de protéger le pouvoir d'achat des consommateurs, le gouvernement va mettre en place plusieurs tarifs réglementés afin de contrer cette explosion des prix de l'énergie.

¹¹ ETS : *European Trading System* (marché européen d'échange des quotas d'émissions de CO2)

ii. Du tarif réglementé à l'ARENH

Afin que le consommateur final ne voie le prix de sa facture fluctuer tous les jours, le gouvernement a mis en place un tarif réglementé de vente (TRV). Ce tarif comprend le coût des réseaux, les taxes fixées par le parlement et le coût de production. Il est fixé par les pouvoirs publics sous proposition de la CRE et peut être révisé deux fois par an : en février et en août.

Depuis le 1er janvier 2000, les industriels français (puis les particuliers en 2007), ont la possibilité de changer de fournisseur avec l'ouverture à la concurrence et passent en offre de marché (à prix fixe ou variable). À ce moment-là, le prix du pétrole étant faible et la France étant en surcapacité électrique, les fournisseurs alternatifs sont en mesure de proposer des offres à bas prix.

En 2004, le prix du pétrole connaît une forte hausse (cf. A.b.i). Les industriels souhaitent donc profiter à nouveau du tarif réglementé or la loi dispose qu'aucun retour en arrière n'est possible. Ils vont donc se plaindre au parlement qui met en place un Tarif Réglementé Transitoire d'Ajustement du Marché (TaRTAM) en 2006. Néanmoins, ce tarif est considéré illégal par la Commission Européenne qui attaque la France. Deux solutions sont donc proposées : taxer EDF pour le monter au niveau du coût des concurrents ou acheter de l'électricité nucléaire à EDF (les fournisseurs alternatifs n'en produisant pas) au coût de revient d'EDF et non au prix de marché.

Afin d'assurer l'ouverture des marchés aux concurrents, la loi NOME est votée le 7 décembre 2010. Elle assure aux fournisseurs alternatifs l'Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique (ARENH) aux mêmes conditions dont bénéficie EDF - dans la limite de 100TWh par année -, afin de préserver le parc nucléaire ainsi que de maintenir des prix compétitifs à destination du consommateur final. Le prix d'achat est proposé à 39€ puis fixé à 42€ en 2012. Depuis la mise en place de l'ARENH, EDF doit donc vendre un quart de sa production annuelle à 42€ le MWh. Certains disent que ce système est asymétrique car la demande pour l'ARENH est existante lorsque le prix de ce dernier est plus intéressant que le prix du marché. C'est également un manque à gagner pour EDF qui voit sa dette atteindre 43 milliards d'euros fin 2021.

En 2022, à la suite de la forte hausse du prix de l'électricité liée à la reprise de l'activité économique post covid et la guerre en Ukraine, EDF met en place l'ARENH+ qui consiste à mettre à disposition 20 TWh supplémentaires au prix de 46.2€.

Nous avons donc vu que la hausse du prix de l'électricité était liée au complément de marché mais il y a aussi la question du prix des quotas d'émission CO2 à prendre en compte.

iii. L'impact des quotas d'émission de CO2

Tout commence avec la signature du Protocole de Kyoto en 1997 lors de la Conférence des Parties (COP3). Ce dernier, entré en vigueur en 2005, impose aux 38 pays signataires les plus industrialisés de réduire en moyenne de 5% leurs émissions de gaz à effet de serre par rapport au niveau de 1990 entre 2008 et 2012. Afin d'atteindre cet objectif, l'Union Européenne crée le 1er janvier 2005 le marché du carbone européen ou encore appelé *European Union Emission Trading System* (EU ETS). Il consiste à faire payer les installations - produisant plus de 20MW - émettrices de CO2 par le biais d'un droit (quota) de pollution. Plus de 11 000 installations industrielles (électricité, acier, verre, aviation...) émettant à elles seules plus de 50% des émissions de CO2 européennes sont concernées. Un quota permet à l'installation d'émettre 1 tonne de CO2 (1 quota = 1 tonne CO2).

Les quotas sont alloués gratuitement et mis aux enchères par les États membres. Une fois le nombre de quotas défini, deux cas de figure s'imposent :

- Les émissions de l'entreprise sont inférieures aux quotas gratuits alloués : l'entreprise peut les épargner pour plus tard ou bien les revendre
- Les émissions sont supérieures aux quotas alloués, la société doit alors acheter des quotas supplémentaires

En France, l'Agence France Trésor s'occupe des enchères via la plateforme *European Energy Exchange* (EEX).

Au 31 décembre de chaque année, les installations doivent déclarer les émissions de gaz émises versus les quotas alloués. Celles ayant émises plus de gaz à effet de serre que de quotas alloués ont alors 4 mois, jusqu'au 30 avril, pour réguler leur situation. Elles peuvent acheter des quotas sur le marché secondaire ou compenser leurs émissions sur le marché de compensation carbone volontaire. Ce dernier consiste à réduire ses émissions de CO2 volontairement par le financement de projets de reforestation par exemple. Par ce système de compensation

volontaire, des entreprises comme Google sont neutres en carbone. Cependant cela n'impacte pas le prix de l'électricité.

Jusqu'en 2018, le prix des quotas est bas dû principalement à l'importance du nombre de quotas gratuits. Des mesures d'ajustements sont alors mises en place. La Commission Européenne revoit ses objectifs avec le plan *Fit for 55* qui consiste à réduire les émissions de carbone de 55% d'ici 2030. Le prix des quotas augmente ce qui augmente le prix de l'électricité.

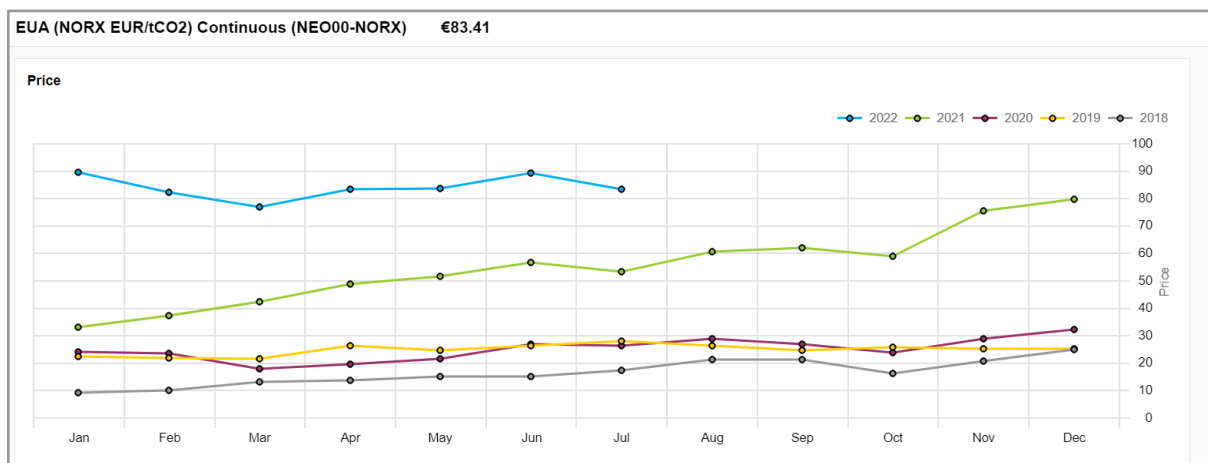


Figure 8 : Évolution du prix des quotas de CO2 de 2018 à 2022 selon la saisonnalité (Source : Factset)

B. Les facteurs déterminants du prix de l'électricité

a. Électricité et entreprises : les différents marchés

i. Marché de gros et de détail

Comme nous avons pu le voir dans la première partie, il existe différents marchés pour répondre à divers besoins.

Nous devons tout d'abord faire la différence entre le marché de gros et le marché de détail. Le marché de gros est l'endroit où les fournisseurs d'électricité vont pouvoir acheter de l'électricité aux producteurs. Il assure l'équilibre entre l'offre (électricité produite et importée) et la demande (électricité consommée et exportée).

En France, le solde exportateur est positif c'est-à-dire que nous exportons plus que nous importons. En 2021, le solde exportateur français s'élève à 43.1 TWh soit 87.1 TWh exportés et 44 TWh importés.

95% de l'électricité produite provient des centrales de production (nucléaire, hydraulique...) et les 5% restants sont importés d'autres pays européens. L'électricité soutirée (la demande) est consommée à 75% en France et le reste est exporté.

Une partie de l'électricité produite est négociée sur le marché de gros. Nous distinguons trois acteurs principaux sur le marché de gros. Nous avons les **producteurs** d'électricité qui vont vendre leur électricité produite grâce à leurs installations aux **fournisseurs**. Ces derniers revendent l'électricité achetée au consommateur final. Ensuite, nous avons les **négociants** qui jouent un rôle d'intermédiaire entre producteurs et fournisseurs et assurent une certaine liquidité sur les marchés.

Les transactions entre ces acteurs peuvent se faire sur les marchés boursiers (EPEX SPOT en Europe), le marché de gré à gré sans intermédiaire (producteurs et fournisseurs échangent directement entre eux) et enfin le marché de gré à gré intermédié (marché où interviennent les négociants).

Le marché de détail est le marché sur lequel les consommateurs finaux peuvent acheter de l'électricité. Parmi les consommateurs finaux nous pouvons y retrouver des particuliers, des professionnels ou encore des collectivités locales.

On y retrouve deux types d'offres : les offres de marché et les tarifs réglementés. Les offres de marché sont fixées par les fournisseurs et peuvent comprendre des contrats où les prix sont fixes ou variables. Les tarifs réglementés de vente sont quant à eux encadrés par le Ministère de la transition écologique et solidaire ainsi que la CRE.

A noter que seuls les fournisseurs historiques (EDF et les ELD) peuvent proposer les TRV contrairement aux offres de marché proposées par les fournisseurs historiques et alternatifs.

Parmi les acteurs sur le marché de détail il existe les opérateurs d'effacement. Les fournisseurs produisent constamment de l'électricité injectée directement sur le réseau. Cependant il se peut que cette électricité ne soit pas consommée. Les opérateurs d'effacement entrent donc en jeu. Ils récupèrent contre versement aux fournisseurs l'électricité qu'ils vont revendre sur le marché comptant.

Deux marchés entrent en jeu : le marché spot (comptant) et le marché futur (à terme).

ii. Marché spot et à terme

Le marché spot ou comptant fait référence aux marchés journaliers et intrajournaliers (livraison le lendemain ou le jour même) tandis que le marché à terme concerne des horizons de livraison plus lointains.

Les produits sur le marché spot sont voués à une livraison immédiate ou dans les deux jours ouvrables. Les fournisseurs sont tenus d'envoyer leurs prévisions de consommation chaque jour de l'année aux opérateurs. L'ensemble des prévisions (production, consommation, conditions météorologiques...) permet de déterminer quelle quantité sera à vendre le lendemain. On parle alors du marché *Day-ahead*¹² : transactions d'achat et de vente d'électricité pour une livraison le lendemain. En complément, pour des besoins immédiats, il existe le marché *intraday*¹³ qui propose des produits horaires, semi-horaires ou encore des blocs *baseload*¹⁴ ou *peakload*¹⁵ que l'on retrouve également sur le marché à terme.

¹² Marché *day-ahead* : marché spot de l'électricité où l'on peut acheter/vendre la veille pour le lendemain.

¹³ Marché *intraday* ou infra journalier : marché spot de l'électricité où l'on peut acheter/vendre pour une livraison dans la journée. En Europe, EPEX SPOT est la bourse de l'énergie réunissant la France, l'Allemagne, l'Autriche et la Suisse.

¹⁴ *Baseload* : bloc d'électricité échangé sur le marché spot couvrant toutes les heures.

¹⁵ *Peakload* : bloc d'électricité échangé sur le marché spot couvrant les heures de 8h à 20h du lundi au vendredi.

Le prix de référence pour le marché de l'électricité français est fixé tous les jours avant 13h par un mécanisme d'enchères : c'est-à-dire un prix reflétant l'équilibre de l'offre et la demande. L'échéance journalière (prix de référence) est calculée par des opérateurs désignés appelés *Nominated Electricity Market Operators* (NEMO)¹⁶ et publiée sur la plateforme XBID¹⁷ permettant d'échanger de l'énergie jusqu'à une heure avant la livraison entre les pays et jusqu'à 5 minutes avant pour les échanges en France.

Ce prix ne représente pas seulement le coût de fourniture mais comprend également le coût d'accès au réseau (fixé par CRE), la contribution tarifaire d'acheminement (CTA), la contribution au service public de l'électricité (CSPE), la taxe sur consommation finale d'électricité (TCFE) - taxe communale (TCCFE) et départementale (TDCFE) - la TVA et divers coûts variables (production, approvisionnement, commerciaux...).

L'électricité n'est pas toujours négociée/achetée la veille pour le lendemain, les entreprises peuvent d'ores et déjà en acheter pour les semaines, mois, trimestres ou années à venir. C'est là qu'entre en jeu le marché à terme : c'est un moyen de gestion contre le risque de fluctuation des prix.

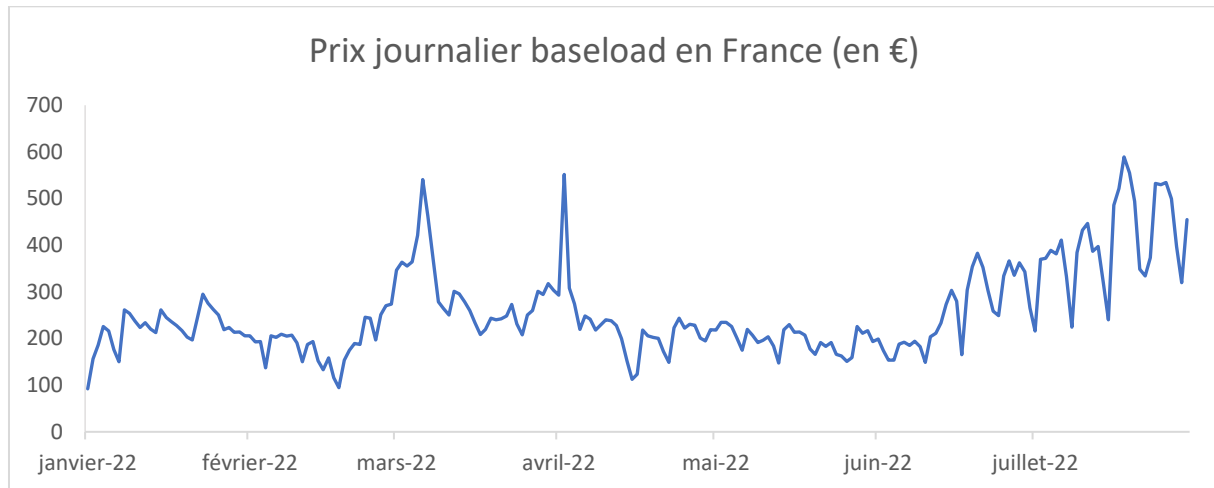


Figure 9 : Prix journalier baseload en France sur l'année 2022 (Source : Bloomberg)

¹⁶ Opérateurs désignés du marché de l'électricité (NEMO) : entités désignées pour s'occuper du couplage journalier et infrajournalier. « *Le couplage unique journalier ou infrajournalier a pour objectif d'optimiser les échanges d'électricité d'un Etat à l'autre via les interconnexions et d'harmoniser les prix de l'électricité en Europe.* » (SPF Économie. (2019). [URL](#))

¹⁷ XBID : plateforme européenne d'échanges d'électricité infra-journaliers et transfrontaliers en continu (Vilnes, O. (2018). « GRTs, les bourses confirment le démarrage de Xbid le 12 juin ». *Montel*. [URL](#).)

Afin de pouvoir acheter de l'électricité à tout moment, il faut que cette dernière soit disponible en tout temps : le marché des garanties de capacité vient justement garantir cet approvisionnement.

iii. Marché des garanties de capacité et certificats d'origine

Selon l'article L335-1 du Code de l'énergie, "*Chaque fournisseur d'électricité contribue, en fonction des caractéristiques de consommation de ses clients, en puissance et en énergie, sur le territoire métropolitain continental, à la sécurité d'approvisionnement en électricité.*"¹⁸

Ce mécanisme a été mis en place en janvier 2017 pour assurer l'approvisionnement en électricité en France et ce même pendant les périodes d'extrême froid (périodes où la consommation est la plus élevée).

Les fournisseurs doivent prouver qu'ils ont la capacité de s'approvisionner en électricité, afin de couvrir la consommation de leurs clients, à tout moment de la journée (heure de pointe) et de l'année (période hivernale) par le biais de certificats de capacité déclarés à RTE.

RTE est tenu par la suite de vérifier et de valider les déclarations dans le registre des garanties de capacité. Alors comment fonctionne ce système visant à garantir l'approvisionnement en électricité en tout temps ?

Le mécanisme de capacité commence quatre ans en amont : les exploitants producteurs ont **l'obligation** de certifier leur capacité de production pour l'année de livraison (AL) avant le 31 octobre AL-4. Les exploitants d'effacement peuvent quant à eux certifier leur capacité jusqu'au 31 octobre AL-1. Par cette certification auprès de RTE, les exploitants reçoivent des garanties de capacité (GC) qu'ils vont pouvoir vendre sur le marché des capacités. Ces garanties assurent l'offre lors des fortes demandes d'électricité pendant des périodes de pointe.

RTE définit, pour chaque année de livraison, les jours de pointe PP1 concernant les **acteurs obligés** et les jours de pointe PP2 pour les **exploitants** la veille pour le lendemain (RTE, s.d.)¹⁹ Ces derniers doivent remplir leurs engagements respectifs lors des plages horaires 7h-15h et 18h-20h.

¹⁸ Source : Légifrance. (2013). Article L335-1. *Code de l'Energie*. [URL](#)

¹⁹ RTE. (s.d). « Participer au mécanisme de capacité ». RTE. [URL](#)

Les jours de pointe sont des jours où la consommation est particulièrement élevée du fait des conditions météorologiques et de la tension du système électrique.

Il peut y avoir seulement 15 jours **PP1** et 25 jours de **PP2** par année du 1er janvier au 31 décembre.

Sur les 15 jours de PP1, 11 doivent être déclarés sur la période de janvier à mars et 4 de novembre à décembre, la veille avant 9h30. Ce sont des jours ouvrés exceptés lors des vacances scolaires de Noël.

Concernant les PP2, il existe des PP2 qui sont également des PP1 soient 15 jours et des PP2 hors jours PP1 pouvant aller de 0 à 10 jours, qui eux doivent être signalés la veille à 19h. Ils prennent en compte les jours ouvrés et les vacances scolaires de Noël. La somme des jours PP2 de novembre (PP1) et mars ne doivent pas dépasser 25% des PP2 de l'année de livraison donnée.

Lors de ces périodes, les capacités de production ou d'effacement certifiées par RTE doivent être disponibles pour assurer l'approvisionnement en électricité. Ces dernières donnent droit à une rémunération à leur détenteur.

Deux parties prenantes sont concernées par ces périodes de pointe : les acteurs obligés et les exploitants. Les acteurs obligés sont principalement des fournisseurs, des consommateurs finaux ou encore des gestionnaires de réseau (pour leurs pertes) ne s'approvisionnant pas auprès d'un fournisseur que ce soit pour une partie ou la totalité de leur consommation. Les exploitants sont quant à eux des producteurs d'électricité et opérateurs d'effacement. Ils s'engagent à rendre des MW (capacités) disponibles lors des PP à travers un contrat de certification avec RTE pour déterminer le niveau de capacité certifié (NCC). RTE délivre ensuite des GC qu'ils vont pouvoir vendre aux acteurs obligés via les enchères organisées par EPEX Spot (6 fois par an) ou sur le marché de gré à gré.

Le coût des garanties de capacité représente la part la plus importante de la facture d'électricité d'une entreprise. Pouvoir certifier ses capacités d'effacement permet à l'entreprise de réduire voire d'annuler ce coût. Les capacités d'effacement représentent l'engagement d'une entreprise à réduire la consommation de ses équipements et installations lors des jours PP2. Il existe plusieurs mécanismes d'ajustements dont NEBEF (Notification d'Échanges de Blocs d'Effacement) permettant aux opérateurs d'effacement de vendre des effacements la veille pour

le lendemain et en infrajournalier. En échange et afin d'assurer l'équilibre entre l'offre et la demande, RTE verse aux entreprises une prime de disponibilité.

En parallèle, il existe des certificats d'origine. Ce sont des documents attestant l'origine de l'électricité produite, qualifiée de "verte", à partir d'énergies renouvelables dans le cadre de la transition écologique.

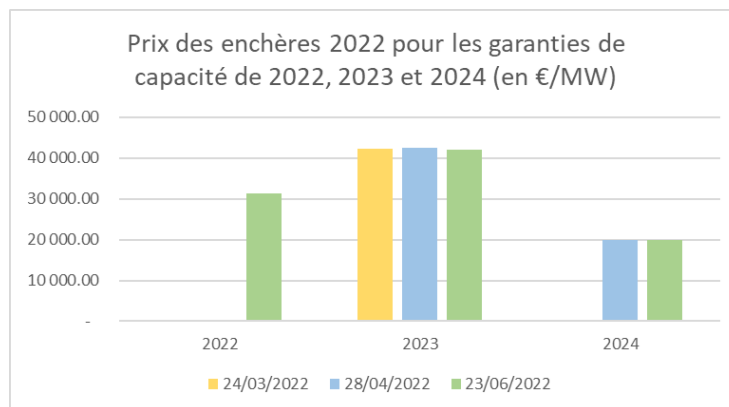


Figure 10 : Prix des enchères 2022 pour les garanties de capacité de CAL22, CAL23 et CAL24
(Sources : EnergyPool et EPEX Spot)

Comme le coût des garanties de capacité ne cesse d'augmenter, cette hausse se répercute sur la facture du consommateur final où le coût de capacité = énergie consommée x prix enchères EPEX (prix moyen des enchères à l'année PRM ou dernière enchère) x coefficient de capacité (calculé par le fournisseur selon la consommation moyenne du client lors des PP1).

b. Coûts externes

i. Les taxes

La consommation d'énergie représente 25% de la facture en 2020 contre 40% en 2008. Quels sont donc les autres coûts à prendre en compte dans le prix payé par le consommateur final ?

La facture d'électricité peut se diviser en trois catégories : la fourniture, le coût d'acheminement/de réseau et les taxes et contributions.

Dans le prix de l'électricité « final », nous avons en premier la fourniture. Il y a d'un côté l'abonnement (part fixe annuelle) et la consommation (consommation en kWh multipliée par le prix). On y retrouve également les coûts engendrés pour produire l'électricité mais aussi l'entretien des infrastructures, la gestion commerciale etc.

Nous avons ensuite le coût d'acheminement, c'est-à-dire le transport de l'électricité. Ce coût correspond au Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) fixé par la CRE et commun à tous consommateurs ayant la même consommation et un compteur similaire. Il est appelé CARD ou CART (contrat d'acheminement sur le réseau de distribution/de transport) pour les gros consommateurs (industries et collectivités).²⁰

Initialement mis en place le 10 février 2000, il rémunère les gestionnaires de réseau et de transport. Il est collecté par le fournisseur qui le reverse intégralement à RTE (gestionnaire de transport), Enedis (gestionnaire de distribution sur 95% du territoire) et les ELD (5% restants).

Depuis le 1er août 2021, le TURPE 6 est entré en vigueur. Il s'étend sur une période de quatre ans avec une hausse moyenne de 1.39% chaque année. En août 2022, cette taxe a augmenté de 2.26%.

Pour les professionnels dont la consommation est supérieure ou égale à 46 kVA, il existe neuf autres composantes (voir annexe D).

Enfin, il y a toute la partie sur les taxes et contributions. Elles sont fixées par l'État et peuvent évoluer jusqu'à trois fois par an. En premier, nous avons la Contribution tarifaire d'acheminement (CTA) représentant 27.04% de la partie fixe du TURPE au profit de la Caisse Nationale des retraites et des Industries Électriques et Gazières (CNIEG). Étant donné que le TURPE a augmenté en 2021, la CRE a décidé de diminuer le taux fixe de la CTA pour limiter l'impact sur le consommateur final.

Ensuite, il y a la contribution au service public d'électricité (CSPE) qui sert à financer le développement des énergies renouvelables. Elle s'élève à 22.5€/MWh en 2020.

Concernant les taxes, nous avons la taxe sur la consommation finale d'électricité (TCFE) composée de deux taxes : TCCFE pour les communes et TDCFE pour les départements. Depuis le 1er janvier 2022, la taxe départementale a été supprimée et entièrement intégrée à la CSPE. Au 1er janvier 2023, la taxe communale sera également partie intégrante du CSPE.

²⁰ Dusanter, C. (2022). « TURPE : définition, montant et évolutions en 2022 ». *Opera Energie*. [URL](#)

La dernière taxe - et non moins l'une des plus connues - la taxe sur la valeur ajoutée (TVA). Elle s'élève à 5.5% du prix de l'abonnement et 20% sur le prix du KWh.

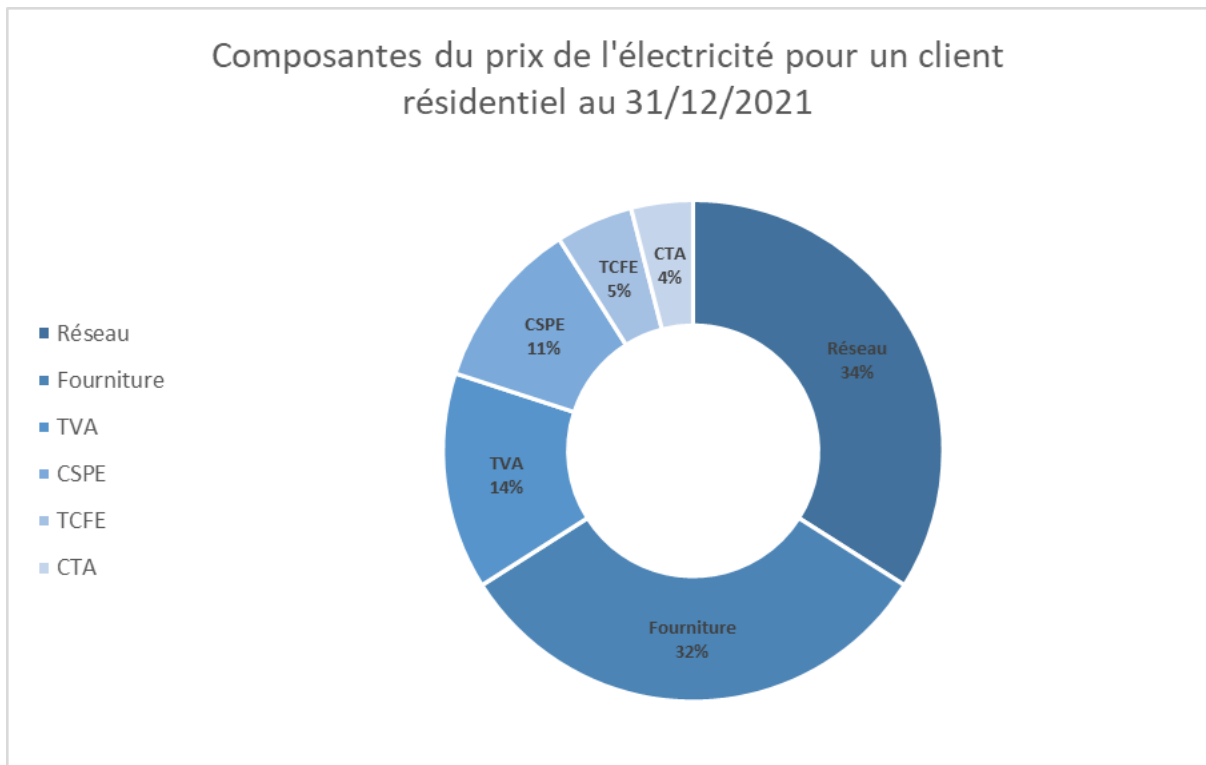


Figure 11 : Les composantes du prix de l'électricité pour un client résidentiel au 31/12/2021 (Source : RTE)

ii. Coût d'entretien du réseau, du parc nucléaire et de l'ARENH

Nous venons de voir que le coût de fourniture comprend l'entretien des infrastructures or la principale source d'électricité en France provient du nucléaire. Qu'en est-il du parc nucléaire ?

Le parc nucléaire français actif exploité par EDF contient 56 réacteurs datant de 1979 (Bugey) à 2002 (Civaux-2). Les réacteurs sont implantés sur 18 sites de centrales nucléaires comportant chacune 2 à 6 réacteurs. Ils sont répartis en trois catégories selon leur puissance : 32 réacteurs ayant une puissance de 900 MW, 20 réacteurs de 1 300 MW et 4 réacteurs de 1 450 MW. Une puissance de 900 MW équivaut à une production de 500 000 MWh permettant d'alimenter 400 000 foyers environ.

Cependant au 16 mai 2022, 29 réacteurs étaient à l'arrêt c'est-à-dire que sur les 62 GW de puissance installée seulement 30 GW étaient disponibles. En effet, la pandémie du Covid a retardé la maintenance de certaines centrales prévues en amont (visites décennales). On parle aussi de report des maintenances dont les pièces devant être changées n'étaient pas disponibles.

A cela s'ajoutent des anomalies imprévues (corrosion de la tuyauterie) sur certains circuits de sûreté (5 réacteurs concernés pour le moment) et la perte du savoir-faire français avec un manque de compétence en soudure.

Il y a donc une charge de travail importante prévue mais aussi imprévue obligeant la mise en arrêt de plusieurs réacteurs. Cela se traduit par une baisse de la production nucléaire et la question d'approvisionnement se pose.

En effet, RTE nous informe depuis 2017 que pour les années 2020 à 2024/2025, le réseau électrique français sera sans marge. Que cela signifie-t-il ? Un réseau sans marge ne laisse pas de place aux imprévus (surplus de consommation). La question de l'approvisionnement se pose déjà : l'hiver dernier, la France a beaucoup importé mais a pu faire face à la demande grâce aux températures plus élevées (hiver doux). Cependant, qu'en est-il de cet hiver et du prochain ? D'après Nicolas Goldberg, Senior manager Energie & Environnement (Colombus consulting), en cas de basses températures et peu de vent il y a aura des baisses de tension voire des délestages tournants sur des périodes de deux heures.

Il y a un réel manque d'investissements dans le système électrique en général (ce qui ne laisse pas de marge de manœuvre). Parmi les difficultés auxquelles fait face EDF, l'aspect financier est non négligeable. Il y a une perte de compétitivité des réacteurs face aux investissements et progrès des énergies renouvelables en Europe ainsi que la lourde dette d'EDF. A l'heure actuelle, la question de la renationalisation d'EDF se pose.

La fermeture des centrales fossiles depuis ces dix dernières années accentue la baisse de la marge de manœuvre en cas de souci de production.

En Europe, le prix de l'électricité dépend de la demande d'énergie (dépendante de la météo, du moment de la journée, y'a-t-il assez de vent pour faire fonctionner les éoliennes ? ...), de la production (la disponibilité des centrales nucléaires/gaz/charbon) et du prix des matières premières (gaz, charbon, CO2). Dans l'optique de réduire les émissions à effet de serre, un marché de quotas a été mis en place.

iii. Prix du CO2 : impact sur le prix final de l'électricité

Un marché européen des émissions de CO2 (EU ETS)²¹ a vu le jour en 2005. Dans le but de la transition écologique et de la lutte contre le réchauffement climatique, le marché des quotas d'émission de CO2 pousse les entreprises à revoir leur système.

En effet, les entreprises de certains secteurs consommant plus de 20 MW ont l'obligation d'acheter ces quotas. C'est le cas pour les *business units* de Veolia en Europe (Pologne, Hongrie, Italie ou encore la Belgique). Les entreprises du secteur de l'industrie se voient encore allouer des quotas gratuits mais leur fin est prévue d'ici 2025.

Veolia achète du gaz et de l'électricité pour ces activités eau et incinération. La part de l'électricité pour les activités eau représente 3 TWh par an. Étant donné que la société émet une certaine quantité de gaz à effet de serre, elle doit acheter des quotas de CO2 : 7M en 2020 et 6M en 2021. Et le prix de ce quota ne fait qu'augmenter.



Figure 12 : Évolution du prix des quotas de CO2 depuis la mise en place du marché EU ETS en 2005

(Source : Trading Economics)

²¹ Marché EU ETS (*European Union Emission Trading Scheme*) : marché de carbone visant à limiter les émissions de gaz à effet de serre.

Entre janvier 2019 et janvier 2022, le prix d'un quota est passé de 15.75€ à 82.43€ soit une augmentation de 423%. Cela s'explique en partie par la suppression des quotas gratuits. On note également une forte augmentation entre 2021 et 2022 à la suite de la revue des objectifs de la Commission Européenne concernant les émissions à effet de serre. Dans son plan Fit for 55, elle prévoit la réduction des émissions de 55% (initialement prévue à 44%) d'ici 2030.

De plus, la spéculation représente une importante partie du prix du quota : pour un quota s'élevant à 80€, 75% est le prix réel du CO2 soit 60€ et les 25% restants sont liés à la spéculation soit 20€.

Quels sont les impacts/conséquences de l'augmentation des prix de quotas ? L'augmentation du prix de l'électricité. Les entreprises se doivent donc de réduire leurs émissions auquel cas cela leur coûterait plus cher. Les usines à charbon sont également concernées par ces augmentations ce qui diminue leur rentabilité.

Mais la hausse de l'électricité peut également s'expliquer par des facteurs externes non contrôlés.

c. Facteurs exogènes : crise sanitaire et guerre en Ukraine

i. Crise sanitaire et télétravail : électricité perdue ?

Le 17 mars 2020, le gouvernement annonce un confinement inédit en France et ce pour une durée indéterminée. La France est alors en "guerre" contre la pandémie du Covid plongeant le pays dans une crise sanitaire, sociale et économique. La France est à l'arrêt.

La consommation d'électricité baisse drastiquement de 15-20% pendant le confinement où la consommation en semaine reflète celle d'un jour férié (voir graphique ci-dessous).

Figure 6. Comparaison du profil de puissance du jeudi 26 mars 2020 avec des journées comparables sur les années précédentes

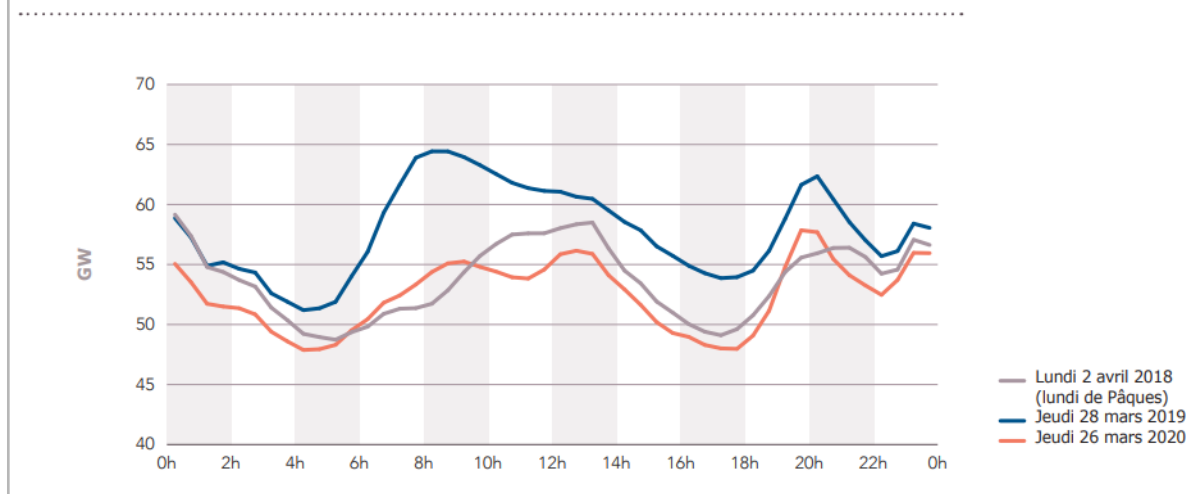


Figure 12 : Comparaison du profil de puissance du jeudi 26 mars 2020 avec des journées comparables sur les années précédentes. (Source : RTE, [URL](#))

Comme vu précédemment, les différents moyens de production d'électricité sont appelés selon leur coût marginal croissant (*merit order*)²² avec en premier les énergies renouvelables puis le nucléaire et enfin les usines à gaz et charbon. Étant donné que ces dernières sont moins appelées, le prix du MWh diminue. Le prix du CO2 baisse également passant de 25€/t le 17 février 2020 à 15€/t le 18 mars 2020.

La baisse des prix et des quantités impacte négativement les producteurs, fournisseurs et gestionnaires de réseau. Ils ne peuvent vendre sur les marchés puisque les prix ont baissé et la consommation a diminué en Europe. A cela s'ajoute l'ARENH. Les fournisseurs alternatifs voyant les prix de marché en ce début d'année augmenter (50€/MWh) réclament une augmentation des volumes alloués pour bénéficier de l'ARENH à 42€/MWh. Cependant les prix de marché sont en baisse : c'est ce que l'on appelle l'effet de ciseau.

Les conditions météorologiques (ventées et ensoleillées) favorables aux énergies renouvelables poussent à l'arrêt certaines centrales nucléaires provoquant des épisodes de prix négatifs.

Le système se trouve fragilisé avec une marge de manœuvre nulle. L'électricité ne se stocke pas et l'arrêt d'usines coûte plus cher que de demander aux consommateurs d'augmenter leur demande. Le confinement a conduit à un report des maintenances pouvant rendre indisponible

²² Merit order : « consiste à faire appel aux différentes unités de production électriques, au fur et à mesure, en fonction de leurs coûts marginaux croissants ». (Connaissance des énergies. (2012). « Électricité : qu'est-ce que la logique de « merit order » ? ». *Connaissance des énergies*. [URL](#).)

certaines moyens de production lorsque ces derniers auront besoin d'être sollicités en hiver (c'est le cas des centrales nucléaires).

Une crise sanitaire et une économie à l'arrêt mais qu'en est-il de la reprise ? La reprise économique est plus forte qu'anticipée et les besoins sont sous-estimés. A cela s'ajoutent les conflits politiques : la guerre en Ukraine.

ii. Guerre en Ukraine : quel impact ?

Le prix de l'électricité est également influencé par des facteurs exogènes peu prévisibles relevant du domaine politique. Le 24 février 2022, après plusieurs mois de tensions, la Russie envahit l'Ukraine. S'en suivent des sanctions économiques de la part des États-Unis et de l'Union Européenne. Cependant la Russie étant une puissance énergétique - ils sont les premiers exportateurs de gaz naturel, second en pétrole et troisième en électricité au monde - certains pays comme l'Allemagne en sont dépendants.

L'invasion de l'Ukraine par la Russie menaçant l'approvisionnement en gaz a fait grimper les prix. *“De plus, l'UE ne peut plus continuer à être dépendante d'un fournisseur qui bafoue ouvertement nos valeurs et la paix en Europe”* (Représentation en France. (2022))²³. Les pays de l'UE se mettent donc d'accord pour diminuer leur importation de gaz russe à hauteur de 90% d'ici la fin de l'année 2022. Le pétrole est également concerné.

L'électricité suit la hausse du gaz et du charbon. La spéculation (notamment le prix des quotas de CO2) et l'inflation n'arrangent rien. Le niveau d'inflation est passé de 0,2% en 2021 à 6,1% en juillet 2022 corrélé à la hausse des prix de l'énergie. Cette inflation est mesurée par l'Insee en France qui publie tous les mois l'Indice des Prix de Consommation (IPC) (voir Figure 13).

²³ Source : Représentation en France. (2022). « L'Europe peut-elle se passer du gaz russe ? ». Commission Européenne. [URL](#).

Indices des prix à la consommation

Évolutions annuelles (en %) ; base 100 : année 2015

	Pondérations 2022	juillet 2021	juin 2022	juillet 2022 (p)
Ensemble IPC*	10000	1,2	5,8	6,1
Alimentation	1649	0,9	5,8	6,7
- Produits frais	249	3,8	6,6	4,8
- Autre alimentation	1400	0,4	5,7	7,1
Tabac	215	5,1	-0,1	0,1
Énergie	886	12,3	33,1	28,7
Produits manufacturés	2444	-1,1	2,5	2,7
Services	4806	0,6	3,3	3,9
Ensemble IPCH**	10000	1,5	6,5	6,8

(p) données provisoires
 Champ : France hors Mayotte
 *: indice des prix à la consommation **: indice des prix à la consommation harmonisé
 Source : Insee - indices des prix à la consommation

Figure 13 : Indices des prix à la consommation en France (Source : INSEE [URL](#))

Les entreprises françaises doivent anticiper ces hausses afin de minimiser les impacts sur leur trésorerie.

Alors comment les entreprises françaises telles que Veolia ou Suez, productrices et consommatrices d'électricité peuvent-elles gérer cette forte volatilité des cours de l'électricité ?

C. La volatilité des cours de l'électricité et les entreprises

a. La trésorerie des entreprises face à l'évolution des prix de l'énergie

i. Les entreprises se couvrent-elles contre le risque d'évolution du prix de l'électricité ?

Entre juin 2021 et juin 2022, le cours de l'électricité a connu une hausse de plus de 300% passant de 77.63 €/MWh à 354.03 €/MWh. Face à cette augmentation, il est légitime de se demander si les entreprises se couvrent contre ce risque de prix.

D'après l'INSEE, les secteurs les plus énergivores sont les secteurs de la chimie, de la métallurgie et produits métalliques ainsi que de l'industrie agroalimentaire.

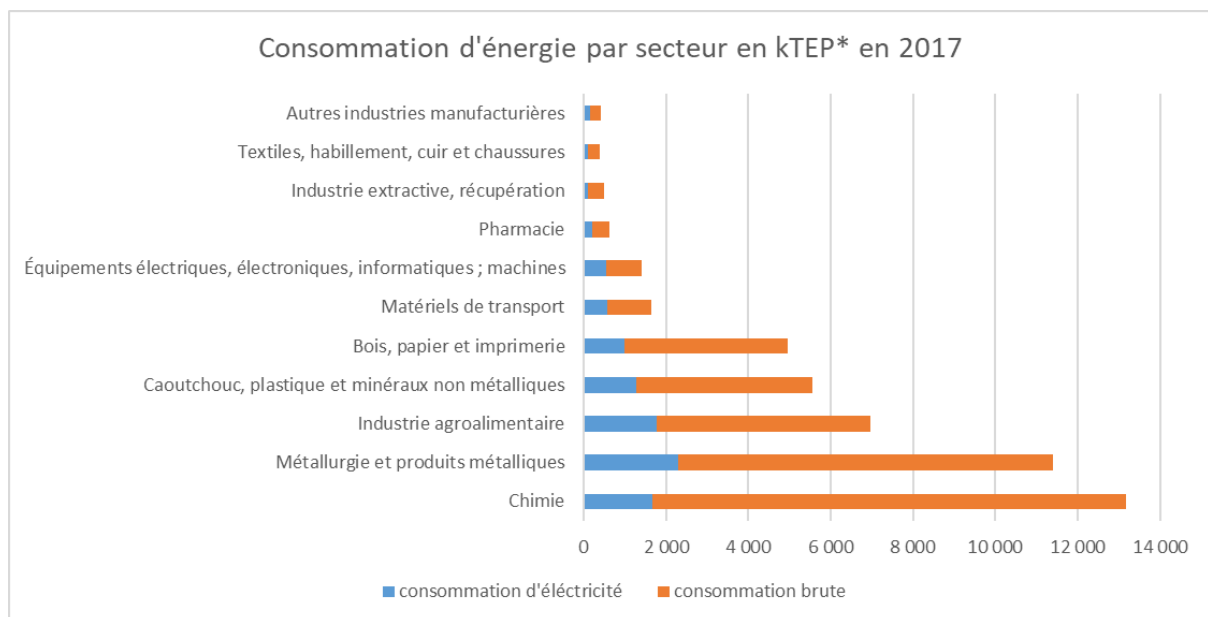


Figure 14 : La consommation d'énergie par secteur en France hors industrie artisanale et énergie en 2017

*kTEP : Milliers de tonnes d'équivalent pétrole

Source : Insee, enquête annuelle sur les consommations d'énergie dans l'industrie (EACEI) 2017.

Les grandes entreprises telles que TotalEnergies, Renault ou encore ArcelorMittal sont fortement exposées à la récente hausse des prix de l'électricité. Comme nous pouvons le voir, ce sont des entreprises dont le secteur est particulièrement consommateur d'énergie.

Pour ArcelorMittal, les combustibles solides, l'électricité et le gaz naturel sont des apports primaires pour un sidérurgiste. L'entreprise est donc exposée à la volatilité de ces prix qu'elle

achète sur le marché spot ou à travers ces contrats auprès de fournisseurs. Pour se couvrir elle utilise des instruments dérivés tels que des forwards, swaps et options.

Quant aux entreprises du secteur énergétique telles que TotalEnergies ou encore Veolia, elles sont directement impactées par le risque de fluctuation des *commodities*. “*Pour gérer ces risques, TotalEnergies utilise différents instruments parmi lesquels les contrats sur les marchés organisés ou sur les marchés de gré à gré tels que futures, forwards, swaps et options.*” (URD TotalEnergies 2021, page 493).

Si la partie couverture énergétique est moins souvent abordée, celle de la transition et des émissions de CO2 est mise en avant. Renault, consommant 2 273 754 MWh d'électricité, insiste quant à elle sur son souhait d'utiliser 70% d'énergies renouvelables pour tous les sites du Groupe d'ici 2030 contre 42% en 2021. Des questions sur les émissions de gaz à effet de serre font surface étant donné que le prix des quotas de CO2 fait augmenter le prix de l'électricité et selon l'ADEME (Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie), un tiers de l'empreinte carbone d'une voiture électrique vient de la fabrication de la batterie. Cette dernière est fabriquée à partir de cobalt, lithium et d'énergie de source fossile : matières polluantes (URD Renault 2021, page 141).

Si les grandes entreprises ont les moyens de se couvrir, ce n'est pas le cas pour toutes les PME. Par exemple, la Fédération Nationale du Bois (FNB) - “*représentant des entreprises de la mobilisation et de la transformation du bois en France*”²⁴ - s'inquiète de la hausse des prix et de l'avenir concernant la continuité des activités de leurs adhérents.

Les PME n'ont pas forcément de prévisions sur le long terme et subissent donc les prix spot en achetant leur électricité au jour le jour²⁵. Lors d'un entretien avec AFP (Agence Française de publication), Yannick Chopin, directeur de la société Palettes 53, affirme que sa facture d'électricité serait passée de 90 000€ par an à 600 000€ s'il n'avait pas loué un groupe électrogène, le temps de souscrire à un contrat fixe de fourniture s'élevant à 200 000€ par an pour une période de 3 ans.

²⁴ Fédération nationale du bois, s.d., <https://www.fnbois.com/qui-sommes-nous/>

²⁵ Capital avec AFP. (2022). « Electricité : les PME en grande difficulté face à la hausse des cours de l'énergie ». *Capital*. [URL](#)

Les « périodes de crise » permettent de mettre en avant les points faibles de certaines entreprises et disparités versus la taille de ces dernières. Toutes ne se couvrent pas et n'ont pas les moyens non plus de se couvrir.

Nous venons de voir que la plupart des entreprises énergivores se couvraient contre le risque lié à la volatilité des prix de l'électricité. Néanmoins ces informations sont parfois peu visibles par rapport aux politiques de couverture mises en place contrairement à celles du risque de taux de change ou de taux d'intérêt.

ii. Les moyens de couverture consacrés à l'énergie sont-ils aussi importants que ceux concernant le change et les taux ?

Toutes les entreprises ne mettent pas en place une politique de couverture contre le risque de fluctuation des prix de l'énergie, pourtant elles se couvrent contre le risque de change et de taux.

Si nous prenons des entreprises du CAC 40 de secteurs différents et que nous regardons leur document d'enregistrement universel, nous constatons que la partie allouée pour les commodities est minime par rapport à celle du risque de taux et de change. La partie concernant les taux de change et d'intérêts est souvent détaillée : nous pouvons savoir sur quelles devises ces sociétés sont exposées (figure 15) ou encore quelle est la part fixe et variable de leurs dettes (figure 16).

(en millions d'euros)

Devise		Flux opérationnels annuels nets	Impact de l'appréciation de l'euro de 1%
Rouble russe	RUB	1647	(16)
Zloty polonais	PLN	667	(7)
Livre Sterling	GBP	658	(7)
Peso argentin	ARS	415	(4)
Dirham marocain	MAD	394	(4)
Livre turque	TRY	(411)	4
Yen japonais	JPY	(556)	6
Yuan chinois	CNY	(687)	7
Leu roumain	RON	(760)	8
Won coréen	KRW	(926)	9

Figure 15 : Extrait document d'enregistrement universel du groupe Renault (page 478)

Depending on market conditions, ArcelorMittal from time to time uses interest-rate swaps or other financial instruments to hedge a portion of its interest rate exposure either from fixed to floating or from floating to fixed. ArcelorMittal had exposure to 93% of its long-term debt at fixed interest rates and 7% at floating rates as of December 31, 2021.

Figure 16 : Extrait document d'enregistrement universel du groupe ArcelorMittal (page 29)

Lors du questionnaire réalisé dans le cadre de ce mémoire (Annexe E), toutes les sociétés ont affirmé que leur politique en matière de change et de taux était plus importante que celle de la gestion des cours de l'énergie s'il y en avait une.

D'après une enquête également menée par l'AFTE, les entreprises couvrent en premier le change, le taux, le risque de crédit, puis les risques liés au secteur économique comme l'énergie.

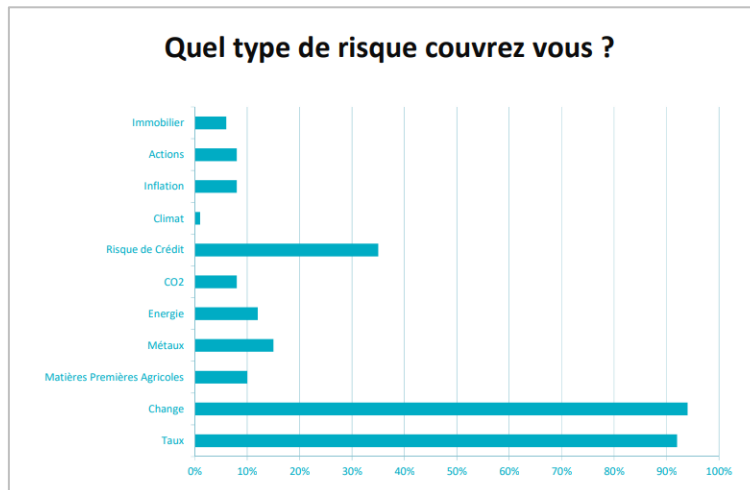


Figure 17 : Quel type de risque couvrez-vous ? (Souillard, F. notes fournies dans le cours le Trésorier face au risque : les outils de gestion des risques de taux, de matières premières et de change. 19 mars 2022).

Nous pouvons alors se demander si cet ordre a évolué à la suite de la reprise économique post pandémie et à l'augmentation des matières premières.

iii. À la suite de cette flambée des prix post-covid, quelle a été la réaction des entreprises ?

L'année 2022 est riche en émotions pour les entreprises avec la flambée des prix de l'énergie et l'inflation, à la suite de la forte reprise post covid et de la guerre en Ukraine. Cela a fortement impacté les entreprises telle que Covestro AG, fabricant mondial de matériaux polymères à

destination des secteurs de l'automobile, de la construction, de l'électronique, ameublement et textile. En effet, cette société allemande qui ne souhaite pas se couvrir contre la hausse des prix de l'énergie, avait déjà subi une forte augmentation de ses coûts l'année dernière. Et cette hausse n'est pas terminée puisque d'après Thomas Toepfer (CFO) la facture risque d'être élevée : €1.7 milliards.²⁶

En outre, il semblerait que les sociétés fortement consommatrices/dépendantes de l'électricité aient vu leur stratégie de couverture s'accélérer à la suite des derniers événements. Dans le cadre de sa politique de gestion du risque de prix des matières premières, Veolia a pour objectif de se couvrir progressivement sur trois ans (dépendamment de la liquidité du marché) afin de limiter la volatilité de ses résultats. A la suite de la hausse des prix et de l'invasion de l'Ukraine, Veolia a vu sa politique d'achat s'accélérer : cela lui a permis d'obtenir un prix moyen du MWh 40% moins cher qu'il ne l'était le mois dernier.²⁷

b. Les différentes couvertures contre le risque d'évolution des commodities

i. Forward

Afin de réduire leur exposition aux prix de l'énergie, les entreprises se couvrent grâce à divers instruments dérivés. L'un des instruments les plus utilisés afin de se couvrir contre la volatilité des cours de l'électricité est le forward. Un forward est un contrat à terme non standardisé qui s'échange sur les marchés de gré à gré c'est-à-dire *Over the counter* (OTC). Il permet d'acheter ou de vendre un actif (ici l'électricité) à une date convenue pour un prix fixé à l'avance.

Etant donné que nous sommes sur un marché de gré à gré, la contrepartie n'est pas connue : le risque de défaut subsiste.

La plupart des entreprises n'a pas accès au marché de gros de l'électricité, le plus souvent ce sont les fournisseurs car il faut acheter en grosse quantité. Les entreprises peuvent donc directement aller sur le marché OTC ou passer par un trader avec lequel elles ont un contrat. Il leur suffira de contacter leur trader et de l'informer des besoins d'achat voulus. Le volume minimum pour un contrat forward d'électricité est de 1 MWh avec un arrondi à une décimale :

²⁶ Mark Maurer, Nina Trentmann, Kristin Broughton. (2022). "Hedges Give Companies Temporary Relief From Surging Energy Prices". *The wall street journal*. [URL](#)

²⁷ Entretien avec Nicolò Rebasti, Analyste marché de l'Energie et Gestionnaire de portefeuille chez Veolia

nous pouvons acheter 1.3 MWh mais pas 1.75 MWh. Le montant minimum fixé est lié à la liquidité du marché. Il peut être possible d'acheter 0.8 MWh pour l'année 2023 mais cela est plus difficile pour l'année 2025 étant donné de la faible liquidité actuelle de ce marché. “*Les maturités des achats restent inférieures à 3 ans compte tenu d'une absence de liquidité du marché électrique sur les maturités plus longues*” (Document d'enregistrement universel 2021. Rapport financier annuel. Veolia Environnement.)

Le forward repose également sur les prévisions définies en amont par la société. Lorsque cette dernière aura fixé ses besoins pour l'année suivante, par exemple 5 MWh en baseload et 3 MWh en peakload pour CAL23 (année calendaire 2023), elle pourra définir sa stratégie de couverture. Rappelons-nous que l'entreprise a accès à l'ARENH. Ses besoins d'achats seront donc répartis entre ARENH et prix de marché ou encore à travers un contrat avec un fournisseur.

Pour une entreprise, connaître le prix auquel elle achètera son électricité dans les mois, trimestres ou années à venir lui permettra de gérer cette forte volatilité que connaissent les *commodities* actuellement.

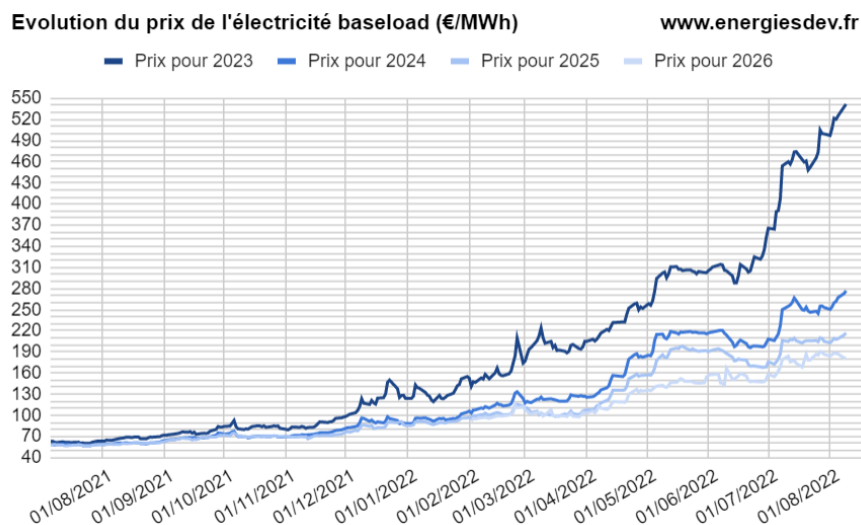


Figure 18 : Evolution du prix de l'électricité baseload (€/MWh)

Source : <https://energiesdev.fr/prix-electricite/>

Une société ayant acheté de l'électricité dès début janvier pour l'année en cours aura réduit l'impact des récentes montées de prix de l'énergie sur sa trésorerie. En effet, en juillet 2022, le prix spot de l'électricité s'élevait à 550€/MWh alors qu'il était de 151€/MWh en janvier 2022.

$$F_0 = S_0 e^{rT}$$

Où F est le prix du forward, S est le prix spot de l'actif (l'électricité), r le taux d'actualisation sans risque et T la période.

Afin de bénéficier d'une ouverture efficace, il est important de bien prévoir ses besoins car si la société sous-estime la part qu'elle doit acheter elle se verra contrainte d'acheter au prix spot ou au prix à terme plus proche sa maturité. Intervient l'effet Samuelson (1965), qui “*suppose que la volatilité des prix à terme est plus importante lorsque l'échéance est proche. [...] et peut donc avoir un impact important pour les stratégies de couverture [...]*” (Finance de marché, s.d.). De plus, l'électricité est une matière première qui ne peut être stockée et donc qui ne peut être échangée à tout moment. Son prix est le reflet de l'équilibre entre offre et demande.

ii. Options

Les options sur l'électricité font leur apparition en 1996 sur le New York Mercantile Exchange (NYMEX). Il existe deux types d'options : call et put. L'acheteur de l'option détient alors le droit et non l'obligation d'acheter ou de vendre l'électricité à un prix fixé en amont appelé prix d'exercice ou encore “*strike*” à une date convenue. Dans le cas où l'entreprise possède un call (position short), elle cherche à se couvrir contre une hausse possible des prix de l'électricité : elle va alors fixer un prix plafond (strike). Si le prix de marché (spot) augmente, l'entreprise exercera son option et pourra acheter l'électricité au prix d'exercice fixé en début de contrat.

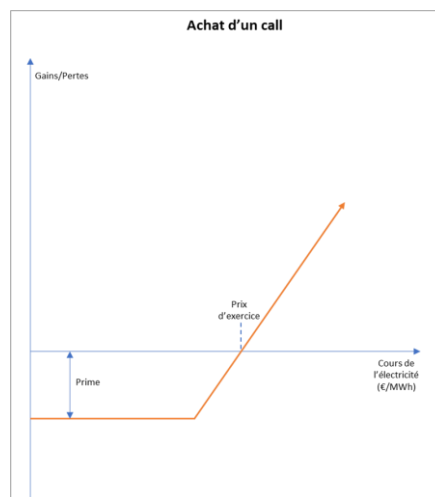


Figure 19 : schéma d'un achat de call

$$Profit = \text{Max}(0 ; Spot - Strike) - prime$$

Et vice-versa si elle est en position longue : c'est-à-dire qu'elle détient de l'électricité qu'elle souhaite vendre. Afin de lui assurer un certain prix de vente, la société peut acheter un put et exercer son option si les cours viennent à baisser.

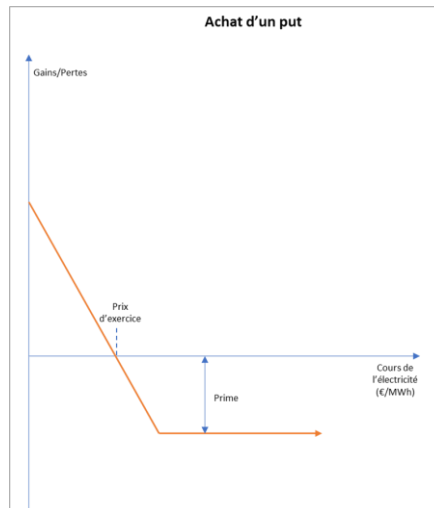


Figure 20 : schéma d'un achat de put

$$Profit = \max(0 ; strike - spot) - prime$$

La possibilité d'exercer une option à l'échéance (option européenne) ou avant son échéance (option américaine) a un prix. En effet, étant donné le risque pris par le vendeur du call/put, la prime sera élevée. Si l'entreprise fixe un cap (somme plafond qu'elle est prête à payer) à 555€/MWh alors que le prix actuel de 550€/MWh, les frais seront peu élevés étant donné que le prix d'exercice est proche de celui du marché. Cependant si l'écart entre le prix d'exercice et celui du marché est trop important, le coût sera beaucoup plus élevé. Cela est coûteux car l'entreprise paie une assurance pour fixer un niveau assez différent de celui du marché.

Market Data (EEX pricing)		
contract	CAL2011	
futures €/MWh	47.58	€/MWh
	premium €/MWh	
Strike price €/MWh	CALL Option	PUT Option
49	2.47	3.88
50	2.11	4.51
51	1.80	5.19
53	1.30	6.67
55	0.92	8.28
57	0.65	9.99
58	0.55	10.87
59	0.46	11.77
64	0.18	16.45

Figure 21 : Comparaison entre future et option ²⁸

²⁸ Source : Pavlatka, P. (2010). « Open derivatives in electricity hedging ». [URL](#)

iii. Autres instruments dérivés

Même si les forward et options sont les instruments les plus connus et utilisés sur le marché de l'électricité il en existe d'autres tels que les futures, les swaps...

Les futures sont des contrats standardisés où le volume, le lieu, la date de livraison sont définis au préalable ainsi que le prix d'achat/vente. Ils ressemblent à des contrats forwards mais ils sont échangés sur des marchés organisés où le risque de défaut de la contrepartie est pris en charge par la chambre de compensation.

En effet, un système d'appel de marge est mis en place où les deux parties prenantes, selon le cours du sous-jacent (ici l'électricité), doivent verser une certaine somme à la chambre de compensation (écart entre le prix fixé et le prix spot multiplié par le volume).

Une autre différence avec le forward est le volume échangé : la quantité livrée dans les contrats futures est souvent inférieure à celle des contrats forwards.

For example, a Mid-Columbia electricity futures traded on the NYMEX specifies a delivery quantity of 432 MWh of firm electricity, delivered to the Mid-Columbia hub at a rate of 1 MW per hour, 16 on-peak hours per day during delivery month, while a corresponding forward contract has a delivery rate of 25 MW per hour for the same delivery periods in a month.

Figure 22 : Exemple de la différence concernant la quantité livrée d'électricité entre un forward et un future

Les futures sont échangés sur des marchés organisés comme nous venons de le voir contrairement aux forwards échangés sur les marchés de gré à gré. Les prix des futures reflètent donc les accords entre les parties prenantes et attestent d'une certaine transparence : à l'échéance, la plupart des futures sont réglés en numéraire contrairement à une livraison physique du sous-jacent venant diminuer les coûts de transaction.

Les swaps sont des contrats OTC permettant aux contreparties d'échanger un flux fixe contre un flux variable sur une période donnée. Une entreprise voulant fixer son prix d'achat d'électricité peut entrer dans un swap payeur fixe/receveur variable : elle va payer un prix fixé à sa contrepartie et recevoir en échange un flux variable qui peut être le prix spot de l'électricité ou bien indexé sur un indice. Un swap d'électricité est l'équivalent de plusieurs contrats forwards de diverses échéances mais avec un prix forward identique. Les swaps sont utilisés pour se couvrir d'une différence de prix entre deux lieux physiques différents.

Nous venons de voir différents moyens de se couvrir et diminuer le risque de prix d'électricité pour une entreprise. Cependant la demande en électricité va continuer de croître avec les

évolutions technologiques (voitures électriques par exemple) et les réglementations liées à l'environnement vont se renforcer.

Alors comment lier besoin énergétique et respect écologique ?

c. Transition énergétique : l'avenir des énergies renouvelables

i. Les énergies renouvelables

Les énergies renouvelables (EnR) sont des sources d'énergies provenant de la nature et considérées inépuisables. *“Les énergies renouvelables proviennent de 2 grandes sources naturelles : le Soleil (à l'origine du cycle de l'eau, des marées, du vent et de la croissance des végétaux) et la Terre (qui dégage de la chaleur).”* (EDF, s.d., [URL](#)). Elles sont également appelées énergies vertes car moins polluantes et donc moins émettrices de CO2.

Energie	Production
Energie éolienne (terre et mer)	Electricité
Energie solaire (photovoltaïque, thermique et thermodynamique)	Electricité et chaleur
Biomasse	Chauffage (bois-énergie), chaleur et électricité (déchets)
Energie hydraulique	Electricité
Géothermie	Chaleur

Figure 23 : Type d'énergie produite selon sa source²⁹

La part des énergies renouvelables a considérablement augmenté ces dernières années.

²⁹ Source : Les énergies renouvelables (s.d.). [URL](#).

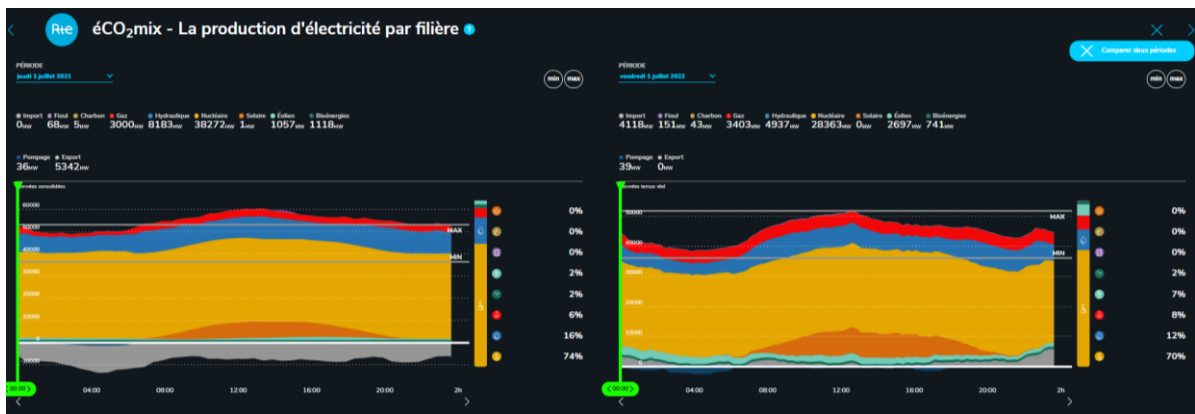


Figure 24 : éCO2mix – La production d’électricité par filière le 01/07/2021 et le 01/07/2022

Source : RTE, [URL](#)

Pourquoi se tourner vers les énergies renouvelables ?

Tout d’abord, d’un point de vue écologique : répondre à l’urgence climatique. 28 juillet 2022 : jour de dépassement. C’est la date à partir de laquelle nous avons consommé toutes les ressources de la Terre qu’elle peut reconstituer en un an. Il nous faut désormais 1.75 Terre³⁰ en 2022 contre 1 en 1971 pour subvenir à nos besoins.

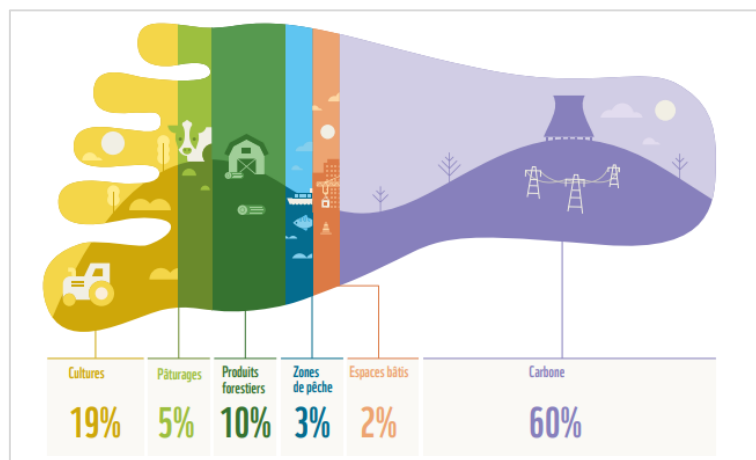


Figure 25 : L’empreinte écologique au niveau mondial

Source : WWF ([URL](#))

Le carbone représente 60% de l’empreinte écologique, il faut donc chercher à le diminuer. Des objectifs tels que le plan “Fit for 55” et mesures (marché des quotas d’émissions de CO2 (EU

³⁰ Wackernage, M. (2022). « Jour du dépassement de la Terre 2022 : Nos systèmes agricoles et alimentaires en question ». WWF. [URL](#)

ETS)) sont déjà en place. De plus, le mix énergétique de la France est actuellement composé de 20% d'énergies renouvelables et l'objectif serait d'atteindre les 40% d'ici 2030³¹.

D'un point de vue économique, plus les investissements concernant les énergies renouvelables sont importants plus le marché sera concurrentiel entraînant une diminution du prix de l'électricité. *“En 2028, les énergies renouvelables représenteront 21 milliards d'euros de valeur ajoutée brute en France, soit 10 % de la valeur ajoutée créée actuellement par le secteur industriel.”*(Ministère de la transition écologique et de la cohésion des territoires, s.d., [URL](#)).

Le développement des énergies renouvelables crée une forte valeur ajoutée profitant à l'économie nationale. D'après une étude du cabinet EY (Ernst & Young) et SER (Syndicat des énergies renouvelables), les énergies renouvelables jouent un rôle essentiel dans l'amélioration de la facture énergétique. *“Elles ont permis d'économiser 4,6 milliards d'euros d'importations en énergies fossiles en 2019 dans les secteurs de la chaleur et des transports.”* (Gazzo, A. (2020). Le coût de l'énergie solaire a également vu son prix diminuer de 80% entre 2009 et 2015 d'après l'Agence internationale pour les énergies renouvelables (IRENA). C'est également un secteur porteur qui crée de l'emploi : *« En 2018, 8,6 milliards d'euros d'investissement et 68 000 emplois en équivalent temps plein sont liés aux énergies renouvelables »* (Statistiques développement durable. (2021)). Pourtant la question du stockage se pose toujours. Actuellement, il existe des stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) ou encore appelées stations pompage-turbinage permettant de stocker l'électricité par l'intermédiaire de l'eau.

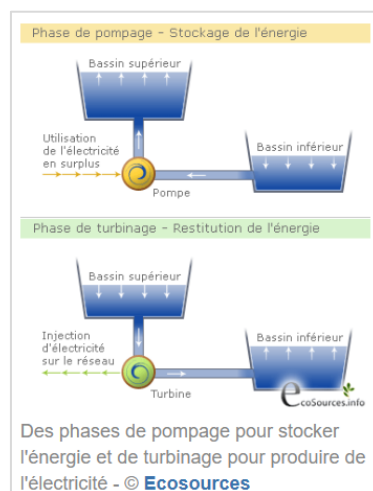


Figure 26 : Principe de fonctionnement du pompage-turbinage

Source : Ecosources

³¹ Ministère de Transition écologique et de la Cohésion des territoires et Ministère de la Transition énergétique. (2022). « Les énergies renouvelables ». *Ecologie.gouv.* [URL](#)

Ce système permet le stockage de l'électricité à travers des centrales hydroélectriques composées de deux bassins d'altitudes différentes. Lorsqu'il y a un surplus d'électricité disponible lors des heures creuses ou pic de consommation, l'eau du bassin inférieur (figure 26) est pompée vers le bassin supérieur. A contrario, cela fonctionne comme un barrage hydraulique où la turbine renvoie l'eau du bassin supérieur au bassin inférieur. Ce système demande une certaine quantité d'eau et les fortes chaleurs que connaît la France poseront de plus en plus problème. A cela, nous pouvons ajouter la perte d'énergie de 15% à 30%³².

La finance durable et l'investissement dans les énergies renouvelables sont-ils alors la clé de la transition énergétique ?

ii. Les purchase power agreement (PPA)

Un moyen alliant réduction du risque des prix de l'électricité et transition énergétique est le *green purchase power agreement (green PPA)*. Un PPA est un contrat entre un producteur d'électricité et un consommateur, ici l'entreprise, qui s'engage à lui acheter son électricité. Ce contrat est un accord bilatéral : il peut donc être adapté et prendre plusieurs formes (volume d'électricité, prix, pénalités en cas de non-respect du contrat...)³³.

Un contrat bilatéral avec une entreprise consommatrice est un *Corporate PPA* tandis qu'un tiers qui souhaite revendre par la suite l'électricité entre dans un *Merchant PPA*. Ce tiers peut ensuite le vendre à un consommateur spécifique (*corporate PPA*) ou directement sur le marché boursier. Les PPA, étant des contrats long-termes, sont utilisés pour réduire les fluctuations des prix de l'électricité et pour financer des investissements liés à la construction et l'exploitation d'installations d'énergies renouvelables.

Pour un producteur/propriétaire d'un site de production d'électricité à partir d'une source d'énergie renouvelable, un *green PPA* est un moyen de sécuriser la vente de sa production. A contrario, pour un gros consommateur d'électricité, cela lui permet de s'approvisionner en énergie verte à un tarif convenu.

³² Ecosources. (s.d.). « Les STEP, stockage d'énergie par pompage turbinage ». *Ecosources*. [URL](#)

³³ Next. (s.d.). "Qu'est-ce qu'un purchase power agreement (PPA)?" *Next*. [URL](#)

Les GAFAM (Google, Amazon, Facebook, Apple et Microsoft) sont les pionniers dans ce domaine du fait de leur forte consommation en électricité en particulier pour leurs *data centers*³⁴. Un centre de données peut consommer jusqu'à 100 MW (Annick, 2022)³⁵. A travers ces *Green PPA*, ces sociétés énergivores décarbonent leur consommation. C'est donc un moyen de financer les énergies renouvelables et de décarboner l'électricité consommée.

“Les PPA permettent de se prémunir contre la volatilité des prix, de bénéficier d'une visibilité long terme sur son budget énergie tout en bénéficiant de prix d'approvisionnement compétitifs. Ils sont aussi un outil stratégique majeur pour les entreprises qui veulent s'inscrire dans une politique forte de développement durable.” (Vanessa Tissier, 2022)³⁶.

Il existe quatre différents types de PPA :

- **PPA physique** ou encore appelé *“on site”* : les parties s'accordent sur la quantité d'électricité, le prix et la maturité pouvant aller de 5 à 25 ans. Cette électricité produite est livrée de façon physique au consommateur imposant une certaine proximité entre les deux parties. Dans ce cas, l'électricité ne passe pas par le réseau de distribution public et évite au consommateur donc de payer une partie du TURPE.
- **PPA physique “off site”** : l'électricité produite n'est pas directement transmise du producteur au consommateur mais transite par le réseau public. Dans le cadre d'un *green PPA hors site*, étant donné que le producteur n'est pas à proximité du consommateur, un service d'équilibrage est mis en place. Il se peut que l'électricité provenant des éoliennes, panneaux solaires etc soit insuffisante à un moment donné selon la météo. Les certificats d'origine, garantissant que l'énergie est verte, sont compris dans la vente de cette dernière.
- **PPA sleeve** : cela correspond à un PPA off site où le fournisseur joue un rôle d'intermédiaire appelé *“sleever”* et se positionne entre producteurs et consommateurs. Par exemple, il peut combiner plusieurs producteurs ou consommateurs afin de créer un

³⁴ *“Un Data center regroupe à minima des serveurs, des sous-systèmes de stockage, des commutateurs de réseau, des routeurs, des firewalls ainsi que des câbles et des racks physiques permettant d'organiser et d'interconnecter l'ensemble de cet équipement informatique.”* Sana. (2021). “Datacenters : la consommation d'énergie au cœur de nos priorités”. *Euclide*. [URL](#)

³⁵ Annick. (2022). “Consommation d'un datacenter : tout ce qu'il faut savoir pour limiter les dépenses.” *Lebigdata*. [URL](#)

³⁶ Tissier, V. (2022). “Mise en œuvre d'un Power Purchase Agreement (PPA)”. *Opera Energie*. [URL](#)

seul portefeuille, fournir l'électricité manquante ou au contraire acheter l'électricité excédentaire... (Next Kraftwerke, s.d).

- **PPA synthétique ou virtuel** : les flux financiers et physiques sont dissociés. Producteur et consommateur conviennent d'un prix (€/KWh) mais il n'y a pas livraison. C'est un produit financier de couverture où le consommateur paie le prix fixé dans le contrat et revend l'électricité au réseau.

Les avantages avec les PPA sont que les entreprises peuvent prévoir leurs coûts et réduire leur exposition à la fluctuation des prix du marché tout en réduisant leur empreinte carbone (par leur participation au développement des énergies renouvelables). Seulement ce sont des contrats complexes sur d'assez longues durées : cela peut être désavantageux si les prix de l'électricité viennent à baisser (ce qui n'est pas le cas depuis ces dernières décennies).

CONCLUSION

Au 18 août 2022, le prix baseload de l'électricité en France est en moyenne de 600 €/MWh. Un record jamais atteint depuis ces dernières années. Alors comment les entreprises gèrent ce risque de volatilité des prix de l'énergie ? C'est la question à laquelle nous avons tenté de répondre à travers ce mémoire.

Tout d'abord, nous avons parcouru l'historique du marché électrique de 1945 à aujourd'hui en passant par la libéralisation totale des marchés en 2007. La France a connu plusieurs réformes et mécanismes afin de faire profiter à ces citoyens d'une électricité peu chère. La création de la commission de régulation de l'énergie en 2000 a accompagné ce processus de libéralisation et du principe de libre concurrence. Le gouvernement a également joué un rôle important en fixant des tarifs réglementés de vente. Mais c'est lors des périodes de crise que l'on se rend compte des disparités qu'il peut y avoir. Avec le cours de l'électricité corrélé à celui du pétrole, les fournisseurs alternatifs se trouvent en difficulté lorsque ce dernier augmente et ils souhaitent bénéficier à nouveau des TRV. Cela donne naissance à la loi NOME en 2010, où EDF est contraint de fournir de 25% de son électricité produite venant du nucléaire, l'ARENH, à ses concurrents. Dans une économie qui continue de croître, les besoins en électricité suivent le mouvement. Vient alors la question de l'environnement : il faut réduire nos émissions de gaz à effet de serre. La Commission Européenne met alors en place un marché de quotas d'émissions de CO2 nommé EU ETS. Celui-ci imposant aux entreprises polluantes de payer un droit pour « continuer » de polluer et dans l'objectif de réduire de 55% nos émissions de carbone d'ici 2030.

Ensuite, nous avons vu qu'il existe différents marchés sur lesquels les entreprises peuvent acheter et vendre leur électricité : marché spot et marché à terme. Mais le prix que l'on paie ne représente pas uniquement le prix de production de l'électricité mais comprend aussi des taxes (qui augmentent avec le temps), le coût d'entretien des sites de production, le coût d'acheminement et ces fameux droits de pollution (quotas CO2). Le premier moyen de se couvrir est de revoir son contrat de fourniture : contrat à prix fixe, indexé, tarif réglementé... En complément et pour diminuer leur exposition à ces fluctuations de prix, les entreprises peuvent également utiliser des instruments dérivés tels que des forwards, futures, options ou bien des swaps. Le forward est l'instrument le plus utilisé contrairement aux options qui sont très dispendieuses. Toujours est-il que toutes les sociétés ne se couvrent pas : par choix ou par contraintes (comme certaines PME). Les PME peuvent pourtant se tourner vers leur fournisseur

afin de fixer un prix pour l'année à venir, ou selon leurs horaires d'activités et ainsi réduire leur exposition. Certains fournisseurs comme Engie mettent à disposition la plateforme SAM-e à ses clients PME/PMI leur permettant d'accéder à la salle des marchés de l'énergie. Ils peuvent alors acheter quand ils le souhaitent et Engie se charge de la gestion du risque et des couvertures. Un autre moyen de réduire sa facture énergétique est de faire certifier ces capacités d'effacements qui sont rémunérées. Et à la suite de la récente augmentation des prix de l'électricité (liée à la reprise économique post-covid et guerre en Ukraine), nous pouvons se demander si les entreprises non couvertes ne changeraient pas d'avis.

Enfin, le sujet de transition écologique fait parler et de plus en plus d'entreprises adoptent une politique RSE et se tournent vers des financements dits verts. Les green purchase power agreement permettent aux entreprises de se couvrir contre des prix volatiles tout en finançant le domaine des énergies renouvelables.

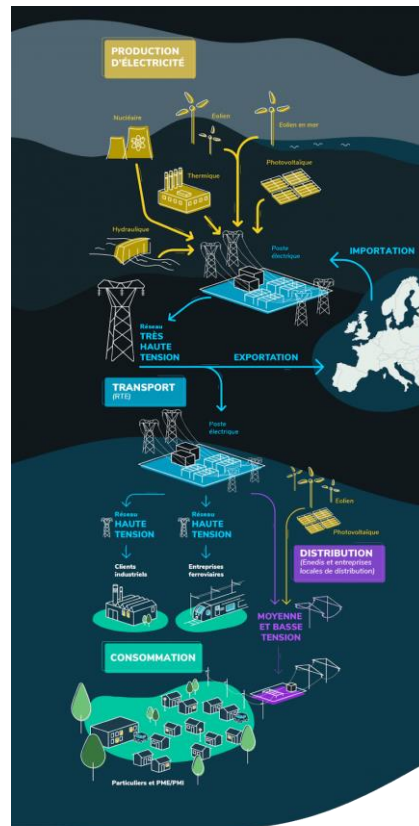
D'après un rapport du cabinet EnAppSys, la France est depuis juin 2022, passée de solde exportateur net à importateur net d'électricité. Tout cela dans un contexte où nous cessons d'importer du gaz russe et où nos centrales nucléaires sont au minimum de leur production (pour cause principale de maintenance). L'aspect RSE prend de plus en plus d'ampleur et fait partie intégrante de certaines entreprises. Une entreprise peut choisir son fournisseur selon des critères ESG, rénover des installations plus performantes et respectueuses de l'environnement... Est-ce que les financements verts liés à transition écologique et à la promotion des énergies renouvelables seront la nouvelle solution pour obtenir une électricité moins chère ?

ANNEXES

Annexe A : liste de fournisseurs alternatifs d'électricité

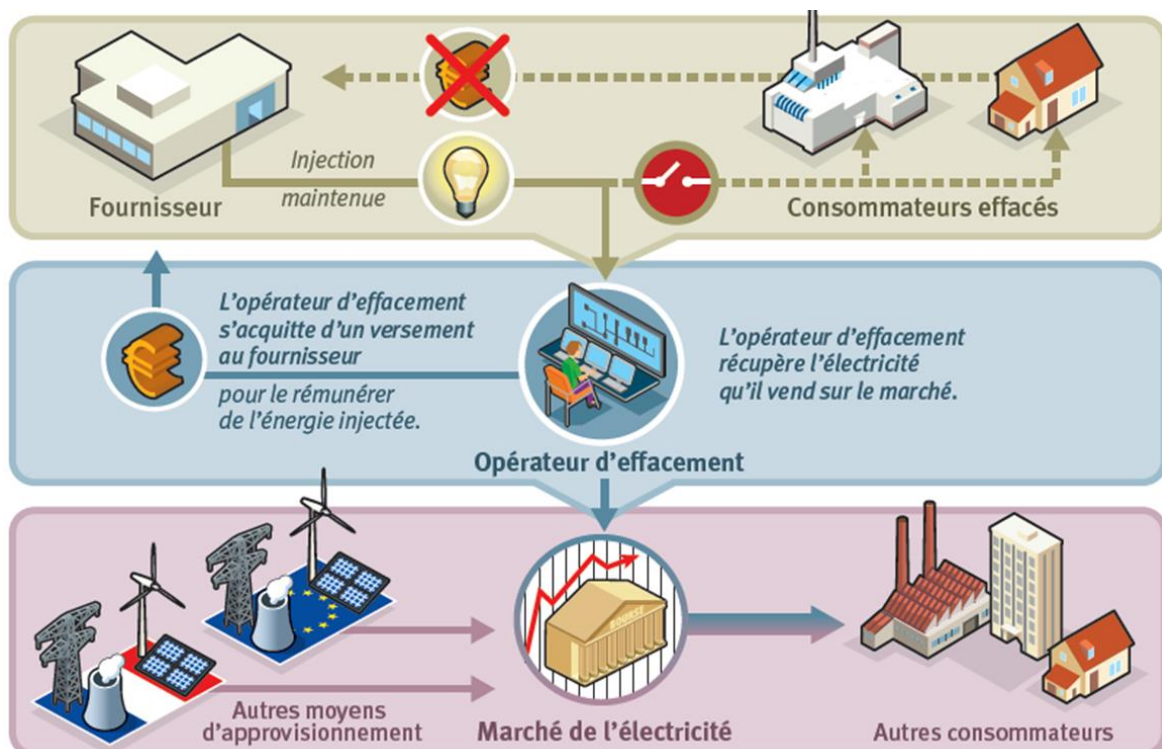
- Alpiq
- Alterna Énergie
- Cdiscount Energie
- Dyneff
- ekWateur
- Elecocité
- Electricite de Provence
- Elmy
- Enercoop
- Energem
- Energie d'ici
- Energies du Santerre
- Engie (ex GDF-Suez)
- ENI
- Gaz de Bordeaux
- GEG
- Green Yellow
- Happ-e by Engie
- Iberdrola
- Ilek
- La Bellenergie
- Lucie Energie
- Mint Energie
- Ohm Energie
- OVO Energy
- Planète oui
- Plüm énergie
- Proxelia
- Sélia
- Sowee
- Urban Solar Energy
- Vattenfall
- Wekiwi
- Yéli by GEG

Annexe B : Illustration de la production de l'électricité à la consommation finale



Annexe C : Transfert physique et financier d'un opérateur d'effacement

Source : <https://www.cre.fr/Electricite/Reseaux-d-electricite/Effacements>



Annexe D : Les 9 composantes du coût d'acheminement pour les professionnels dont la consommation est supérieure ou égale à 36 kVA.

Les 9 composantes sont :

1. **Composante annuelle de gestion** : prix fixe selon puissance de raccordement
2. **Composante annuelle de comptage** : contrôle du compteur électrique, son relevé, sa location et son entretien
3. **Composante annuelle des soutirages** : dépend de la puissance et de l'option tarifaire (base, heures creuses/pleines...)
4. **Composante Mensuelle des Dépassements de Puissance Souscrite**
5. **Composante Annuelle des Alimentations Complémentaires et de Secours (CACs)** : pour les utilisateurs ayant une ligne complémentaire/de secours en cas de défaillance
6. **Composante de regroupement** : pour les utilisateurs alimentés par des lignes de moyenne tension (HTA) et ayant plusieurs points de connexion qui souhaitent regrouper leur facturation
7. **Composante annuelle des dépassements ponctuels programmés** : en cas de travaux nécessitant un surcroît de puissance, l'utilisateur peut demander un tarif spécifique (entre juin et octobre uniquement)
8. **Composante annuelle de l'énergie réactive** : facturée par ENEDIS (énergie réactive : lorsque l'énergie transite une partie seulement est exploitable par le consommateur final (= énergie active), le reste est l'énergie réactive)
9. **Composante annuelle des Injections** : dépend de l'énergie injectée sur le réseau (ne concerne pas les clients à basse et moyenne tension)

Annexe E : Questionnaire sur la politique de couverture des entreprises

1. Nom de l'entreprise
2. Secteur de l'entreprise
3. Avez-vous une politique de couverture concernant l'électricité mis en place ?
4. Si oui, quels instruments utilisez-vous ?
5. Depuis la flambée des prix (post-covid et guerre en Ukraine), votre politique en matière de couverture a-t-elle changé ?
6. Si oui, comment a-t-elle évolué ?
7. Si vous n'avez pas de politique de couverture concernant les prix de l'électricité, seriez-vous à l'avenir intéressés à en mettre une en place ?
8. Diriez-vous que la politique de couverture contre le risque de taux et change de votre entreprise est plus importante que celle de l'énergie (électricité) ?
9. Commentaire ou suggestion

GLOSSAIRE

Accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) : a été créé par la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (NOME) et par le décret d'application n° 2011-466 du 28 avril 2011, désormais codifié aux articles R. 336-1 et suivants du code de l'énergie.

Depuis le 1er juillet 2011, et pour une durée de 15 ans, l'ARENH permet aux fournisseurs alternatifs d'accéder, à un prix régulé, à l'électricité produite par les centrales nucléaires historiques d'EDF en service à la date de promulgation de la loi NOME. « *Les volumes d'ARENH souscrits par les fournisseurs alternatifs ne peuvent excéder 100 TWh sur une année, soit environ 25 % de la production du parc nucléaire historique* »³⁷.

L'article L.337-14 du code de l'énergie dispose qu'afin d'assurer une juste rémunération à EDF, le prix doit être représentatif des conditions économiques de production de l'électricité de ses centrales nucléaires historiques sur la durée du dispositif. Le prix de l'ARENH s'élève depuis le 1er janvier 2012 à 42 €/MWh.

Baseload : bloc d'électricité échangé sur le marché spot couvrant toutes les heures. Par exemple, un bloc baseload juillet 2022 de 10 MW = livraison de 10 MW chaque heure pendant tout le mois de juillet.

Collège : organe indépendant de la CRE il est composé de 5 à 6 membres. Nommé par décret, Jean-François Carencu est le président depuis 2017. Les autres membres sont Catherine Edwige, Ivan Faucheu, Jean-Laurent Lastelle, Valérie Plagnol, Dominique Jamme (Directeur Général des services) et Rachid Bouabane-Schmitt (secrétaire générale et directeur du cabinet).

Commission de Régulation de l'Energie (CRE) : créée le 24 mars 2000, la commission veille au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz en France tout en portant une attention particulière aux consommateurs finaux et aux objectifs de la politique énergétique.

Entreprise locale de distribution (ELD) : distributeur non nationalisé assurant la distribution de gaz ou d'électricité sur un territoire déterminé

Fournisseur alternatif : fournisseur qui n'est pas un fournisseur dit historique

³⁷ Source : CRE (<https://www.cre.fr/Pages-annexes/Glossaire/arenh>)

Fournisseur historique : un fournisseur est considéré historique s'il commercialise ou a commercialisé des TRV dans cette énergie

Garantie des capacités : mécanismes mis en place en janvier 2017 pour assurer l'approvisionnement en électricité en France en tout temps

Interconnexion : ligne de transport traversant une frontière entre des Etats membres et qui relie les réseaux de transport nationaux des Etats membres de l'Union européenne

NEBEF (Notification d'Echanges de Blocs d'Effacement) : les opérateurs d'effacement agréés peuvent vendre de gré à gré ou en bourse des effacements la veille pour le lendemain ou infrajournalier. Les effacements sont des blocs d'électricité qui n'ont pas été consommés et peuvent être vendus à un autre consommateur.

Loi NOME : loi du 7 décembre 2010 favorisant l'ouverture des marchés de l'électricité aux concurrents. Cette dernière doit assurer un droit à l'ARENH aux fournisseurs alternatifs aux mêmes conditions qu'EDF, préserver le parc nucléaire historique d'EDF et maintenir des prix compétitifs pour les consommateurs finaux en France. <https://www.cre.fr/Pages-annexes/Glossaire/LOI-NOME>

Marché de détail : le marché de détail concerne la fourniture d'électricité à destination des clients finaux.

Marché de gros : marché où l'électricité est négociée et achetée par les fournisseurs aux producteurs avant d'être commercialisée sur le marché de détail et distribuée via le réseau de distribution.

Peakload : bloc d'électricité échangé sur le marché spot couvrant les heures de 8h à 20h du lundi au vendredi. Par exemple, un bloc peakload juillet 2022 de 10 MW = livraison de 10 MW de 8h à 20h du lundi au vendredi pendant tout le mois de juillet.

PP1, PP2 (Période de Pointe) : période de pic de consommation d'électricité. Désignation mise en place par RTE dans le cadre des garanties de capacité.

Site : lieu de consommation d'électricité. Un site peut comprendre plusieurs points de livraison (compteurs) et dépendre d'un même client.

Tarif bleu : tarif de vente réglementé fixé par les pouvoirs publics à la suite de l'arrêté du 12 août 2010.

BIBLIOGRAPHIE

- Blanche Lormeteau, Laurence Molinero. « L’autoconsommation collective et le stockage de l’électricité : Etude juridique ». [Rapport de recherche] *ADEME*. 2018. fhalshs-03676880 <https://halshs.archives-ouvertes.fr/halshs-03676880/file/flexbat-etude-juridique-2018.pdf>
- Bravo, S. (2021). “Les projets européens d’interconnexions électriques”. *BSI Economics*. <http://www.bsi-economics.org/1293-les-projets-europeens-d%E2%80%99interconnexions-electriques-note>
- Chanvry, E. (2018). “Qui sont les concurrents d’EDF et que proposent-ils ?”. *Hello Watt*. <https://www.hellowatt.fr/contrat-electricite/concurrent-edf-france>
- Commission de régulation de l’énergie. (2021). “Présentation du marché de gros de l’électricité”. *CRE*. <https://www.cre.fr/Electricite/Marche-de-gros-de-l-electricite/presentation-du-marche-de-gros-de-l-electricite>
- Commission de régulation de l’énergie. (2022). “Observatoire : Les marchés de détail de l’électricité et du gaz naturel”. *CRE*. <https://www.cre.fr/Documents/Publications/Observatoire-des-marches/observatoire-des-marches-de-detail-du-4e-trimestre-2021>
- CRE. (s.d.). « Qui sommes-nous ? ». *CRE*. <https://www.cre.fr/La-CRE/qui-sommes-nous>
- Deboyser, B. (2022). “L’idée originale de chercheurs américains : stocker l’électricité sous forme d’informations”. *Révolution énergétique*. <https://www.revolution-energetique.com/lidee-originale-de-chercheurs-americains-stocker-lelectricite-sous-forme-dinformations/>
- Energie-info. (s.d.). « Les tarifs réglementés de gaz naturel vont disparaître le 1^{er} juillet 2023 ». *Energie-info*. https://www.energie-info.fr/fiche_pratique/les-tarifs-reglementes-de-gaz-naturel-vont-disparaitre-le-1er-juillet-2023/#:~:text=1er%20juillet%202023-.Les%20tarifs%20r%C3%A9glement%C3%A9s%20de%20gaz%20naturel%20vont%20disparaitre%20le%201er,disparaitront%20le%201er%20juillet%202023.
- Engie. (s.d.). « Green corporate PPA : le contrat d’approvisionnement en électricité verte ». *Engie*. <https://www.engie.com/activites/green-ppa>
- Engie. (2022). « Majors de la tech : pourquoi ils nous ont choisis ». *Engie*. <https://www.engie.com/news-ppa-power-purchase-agreement-major-tech>

- François, A. (2020). “Comment fonctionne le marché de l’électricité en France ?”. *Hello Watt*. <https://www.hellowatt.fr/contrat-electricite/marche-electricite>
- François, A. (2018). “Fournisseur électricité : liste complète 2022 - Prix et avis”. *Hello Watt*. [https://www.hellowatt.fr/contrat-electricite/liste-fournisseurs-electricite#les-fournisseurs-deelectricite-locaux-\(eld\)](https://www.hellowatt.fr/contrat-electricite/liste-fournisseurs-electricite#les-fournisseurs-deelectricite-locaux-(eld))
- Garnier, C. (2022). “Energie : les PME peinent à anticiper les tarifs de l’électricité”. *Les Echos*. <https://business.lesechos.fr/entrepreneurs/gestion-finance/0700951022843-energie-les-pme-peinent-a-anticiper-les-tarifs-de-l-electricite-347262.php#:~:text=Patrick%20Coquelet%20a%20budg%C3%A9t%C3%A9%20une,de%2033%20millions%20d'euros.>
- Gazzo, A. (2020). « Energies renouvelables : quelle contribution à l’économie en France ? ». *EY*. https://www.ey.com/fr_fr/assurance/la-contribution-des-energies-renouvelables-a-l-economie
- Karwal, A. (2021). « Hedging helps corporate energy users navigate natural gas price spike ». *Eurofinance*. <https://www.eurofinance.com/news/hedging-helps-corporate-energy-users-navigate-natural-gas-price-spike/>
- Laboureau, T. (2021). “Les entreprises face à la hausse des prix du gaz et de l’électricité”. *BPI France*. <https://lelab.bpifrance.fr/thematiques/tendances-economiques-et-sectorielles/les-entreprises-face-a-la-hausse-des-prix-du-gaz-et-de-l-electricite>
- Lalanne, M. (2019). “Les entreprises sous-estiment le risque de volatilité des prix des matières premières”. *Les Echos*. <https://www.lesechos.fr/thema/articles/les-entreprises-sous-estiment-le-risque-de-volatilite-des-prix-des-matieres-premieres-1145409>
- La Rédaction. (2022). “Energie : “les entreprises doivent agir, car les prix ne vont pas baisser””. *Le monde de l’énergie*. <https://www.lemondedelenergie.com/energie-entreprises/2022/02/14/>
- Le Gros, G. (2020). “La naissance du parc nucléaire français : le plan Messmer”. *SFEN*. <https://www.sfen.org/rgn/naissance-parc-nucleaire-francais-plan-messmer/>
- Maurer, M. & Trentmann, N. & Broughton, K. (2022). « Hedge give companies temporary relief from surging energy prices ». *The Wall Street Journal*. <https://www.wsj.com/articles/hedges-give-companies-temporary-relief-from-surging-energy-prices-11647250201>

- Moniez, Rof, Armand, Leclerc & Sommazi. (2022). “Energie et matières premières : “on tue notre trésorerie”, la hausse des prix fait trembler l’industrie française”. *Le Monde*. https://www.lemonde.fr/economie/article/2022/03/14/on-tue-notre-tresorerie-la-hausse-de-l-energie-et-des-matieres-premieres-fait-trembler-l-industrie-francaise_6117416_3234.html
- Moreau, J. (2019). « PME PMI, quelles solutions pour optimiser vos achats d’énergie ? ». *Filière 3e*. <https://www.filiere-3e.fr/2019/03/15/pme-pmi-quelles-solutions-pour-optimiser-vos-achats-denergie/>
- Next Kraftwerke. (s.d.). « Qu’est-ce qu’un purchase power agreement ». Next Kraftwerke. <https://www.next-kraftwerke.be/fr/plateforme-de-connaissances/power-purchase-agreement/>
- Olivier, A. (2022). "Electricité : comment les pays européens sont-ils connectés entre eux ?". *Toute l'Europe*. <https://www.touteurope.eu/economie-et-social/electricite-comment-les-pays-europeens-sont-ils-connectes-entre-eux/>
- Perceboix, J. (2015). “Marchés de l’énergie : la couverture des risques”. *Encyclopédie de l’énergie*. <https://www.encyclopedie-energie.org/la-couverture-des-risques-de-marche/>
- Prix Élec. (2021). “Le marché de l’électricité en Europe et dans le monde”. *Prix Élec*. <https://prix-elec.com/energie/etranger>
- Réseau de Transport de l'Electricité. (2022). “éCO2mix - Les données de marché”. *RTE*. <https://www.rte-france.com/eco2mix/les-donnees-de-marche>
- Réseau de Transport de l'Electricité. (2022). “Bilan électrique 2021”. *RTE*. <https://bilan-electrique-2021.rte-france.com/synthese-les-faits-marquants-de-2021/>
- Riffaud, A. (2022). “Le marché de l’électricité de l’UE n’est pas responsable de la crise actuelle des prix, selon un rapport”. *Euractiv*. <https://www.euractiv.fr/section/energie/news/le-marche-de-lelectricite-de-lue-nest-pas-responsable-de-la-crise-actuelle-des-prix-selon-un-rapport/>
- Watier, A. (2021). “Stockage de l’électricité : où en est-on ?”. *Le monde de l’énergie*. <https://www.lemondedelenergie.com/stockage-electricite/2021/01/12/>
- WWF. (s.d.). « Accélérer la transition énergétique ». *WWF*. <https://www.wwf.fr/champs-daction/climat-energie/transition-energetique>