

Préambule

Ouverture à la concurrence et disparition des Tarifs Réglementés de Vente (TRV), enjeux d’autonomie et de maîtrise

Les marchés de l’électricité et du gaz naturel, historiquement régulés par l’État à travers les opérateurs historiques (EDF, GDF et les Entreprises Locales de Distribution (ELD)), sont restés en quasi-monopole jusqu’au début des années 2000.

Avec la publication de deux directives européennes à la fin des années 90 (96/92 du 19 décembre 1996 pour l’électricité, et 98/30 du 22 juin 1998 pour le gaz), apparaît un marché de l’énergie à l’échelle de l’Union Européenne, on passe ainsi de plusieurs marchés nationaux peu connectés entre eux à un seul marché européen organisé.

La France a traduit ces directives en ouvrant progressivement ses marchés entre 1999 et 2007. Depuis 2007, tous les consommateurs de gaz naturel et d’électricité peuvent choisir, sur le marché de détail, entre des offres de marché ou des tarifs réglementés proposés par les fournisseurs historiques (EDF, ENGIE et les ELD (Entreprises Locales de Distribution)).

L’approvisionnement et l’autonomie énergétiques des collectivités sont plus que jamais des sujets à forts enjeux : que ce soit celui de la maîtrise des factures énergétiques ou celui du développement de la production d’énergie décarbonée sur notre territoire quand bien même elle suppose de mobiliser des financements également ; investissements qui doivent être valorisés non seulement en termes de charges évitées mais également en termes de charges environnementales.

Dans les éléments qui suivent, les termes soulignés sont explicités dans un glossaire en fin de la présente annexe.

L’ACHAT D’ELECTRICITE

Organisation du marché

L’ouverture du marché de l’électricité français, dans lequel EDF reste en situation dominante grâce à son parc nucléaire (environ 75% de la production nationale d’électricité) et sa position de fournisseur national historique, a été encadrée par la loi NOME (loi n°2010-1488 du 7 décembre 2010) portant Nouvelle Organisation du Marché de l’Electricité.

Ainsi, la loi NOME prévoit notamment :

- Que les fournisseurs alternatifs puissent disposer d’un droit d’accès régulé à l’électricité nucléaire historique (ARENH). Son coût d’achat est fixé à 42 € / MWh.
- La suppression des TRV au 1er janvier 2016 pour les sites de consommation non-domestiques de puissance souscrite supérieure à 36 KVA (ex-tarifs jaunes et verts).
- La création d’un **mécanisme de capacité** qui permet de garantir durablement la sécurité d’approvisionnement en électricité de la France et qui est entré en vigueur le 1er janvier 2017. Chaque fournisseur est ainsi tenu de s’approvisionner en garanties de capacités pour couvrir la consommation de l’ensemble de ses clients en périodes de pointe de consommation nationale. Ce mécanisme incite à développer, à moyen terme, des capacités de production ou d’effacement.

Le montant du surcoût de capacité dû par un client à son fournisseur est le produit de deux termes :

- La puissance moyenne consommée par le site pendant les heures de forte consommation, notées PP1 (Période de Pointe 1). Il s'agit des heures de 7h à 15h et de 18h à 20h, soit 10 heures pour chaque jour déclaré « PP1 » par RTE.
- Le **prix de la « garantie de capacité »**, dont la cotation est effectuée sur des marchés de gros, via un mécanisme d'enchères.

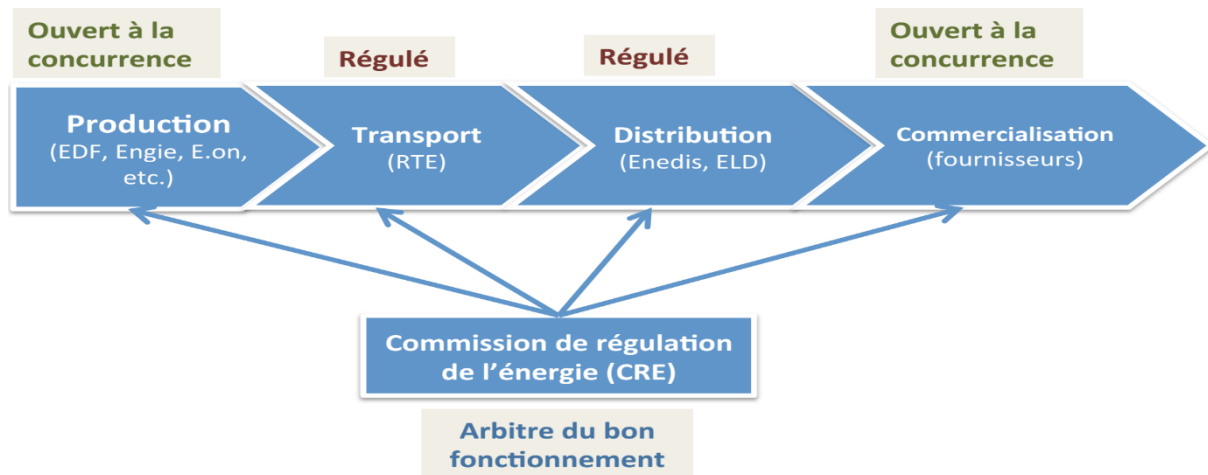


Schéma d'organisation du marché de l'électricité

Principe de facture de l'électricité – composantes de la facture

Composantes non négociables

Taxes et contributions :

La **CSPE** (Contribution au Service Public de L'Énergie) - finance les charges de service public de l'électricité. La CSPE a été réformée en 2016 pour être intégrée au budget de l'Etat et ne participe plus au financement du soutien aux Energies Renouvelables.

Les **TCFE** (Taxes sur la Consommation Finale d'Électricité) regroupent :

- **TICFE** (Taxe Intérieure Consommation Finale Electricité) et **TLCFE** (Taxe locale Consommation Energie Finale)
- La Contribution Tarifaire d'Acheminement (**CTA**) – permet de financer les droits spécifiques relatifs à l'assurance vieillesse des personnels des entreprises de réseaux de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel.
- La Taxe sur la Valeur Ajoutée (**TVA**) – elle est de 5,5% sur le montant de l'abonnement ainsi que sur la CTA des sites d'une puissance inférieure ou égale à 36kVA, et de 20% sur les autres postes.

Une part **acheminement** via le Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (**TURPE**) : elle couvre les coûts des gestionnaires de réseaux de transport et de distribution, et comporte une part abonnement fixe et une part variable en €/MWH.

Composante négociable : la fourniture

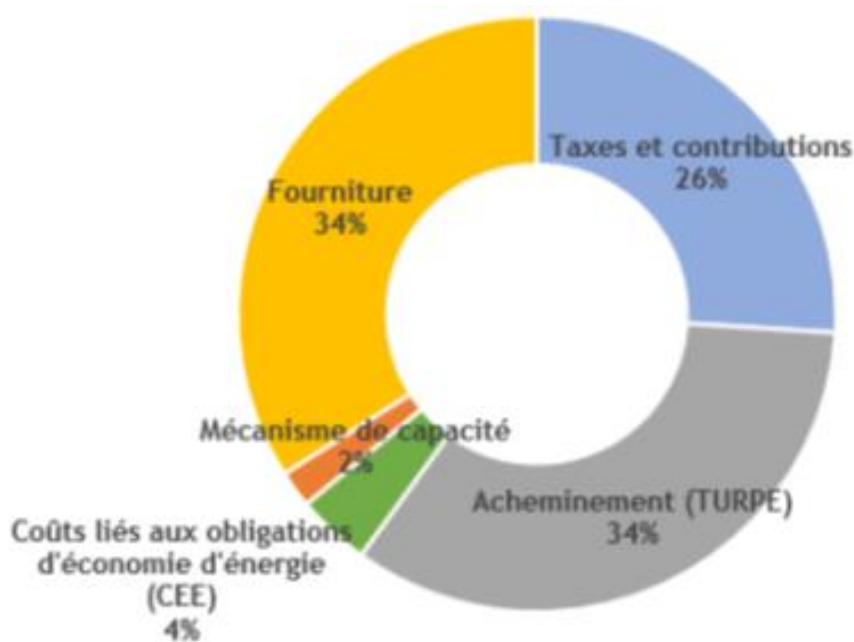
La part **fourniture** : Elle couvre les coûts de l'électron lui-même et dépend des mécanismes de **GC** (Garanties de Capacité), de la réglementation imposée aux fournisseurs comme les **CEE** (Certificats Economie Energie) et du service commercial proposé par le fournisseur (facturation, frais de personnel,

Part relative des coûts fixes et variables

La part fourniture représente environ entre **35 et 50%** du prix final payé selon les consommateurs d'électricité. Tous les autres postes de coûts sont imposés aux fournisseurs, c'est la seule part de la facture réellement mise en concurrence lors d'un appel d'offres.¹

	BT<36 - EP	BT<36 - BASE	BT<36 - HP/HC	BT>36	HTA
	Bleu EP	Bleu Base	Bleu HC	ex Jaune	ex Vert
Taxes	36%	29%	29%	33%	34%
Acheminement	26%	33%	33%	32%	21%
Energie	37%	38%	38%	35%	45%
€/MWh HTVA	109,1	137,0	135,7	124,2	94,1

Illustration de la part relative des coûts



L'ACHAT DU GAZ NATUREL

Organisation du marché

Depuis le 1er janvier 2016, tous les sites de consommation annuelle de référence (CAR) supérieure à 30 MWh sont passés en offre de marché pour leur fourniture de gaz naturel (loi n°2014-344 du 17

¹ Bleu : nouvelle appellation C5 ; Bleu EP : Eclairage public ; Jaune : nouvelle appellation C4 ; Vert : nouvelle appellation C2 C3 suivant profil

mars 2014).

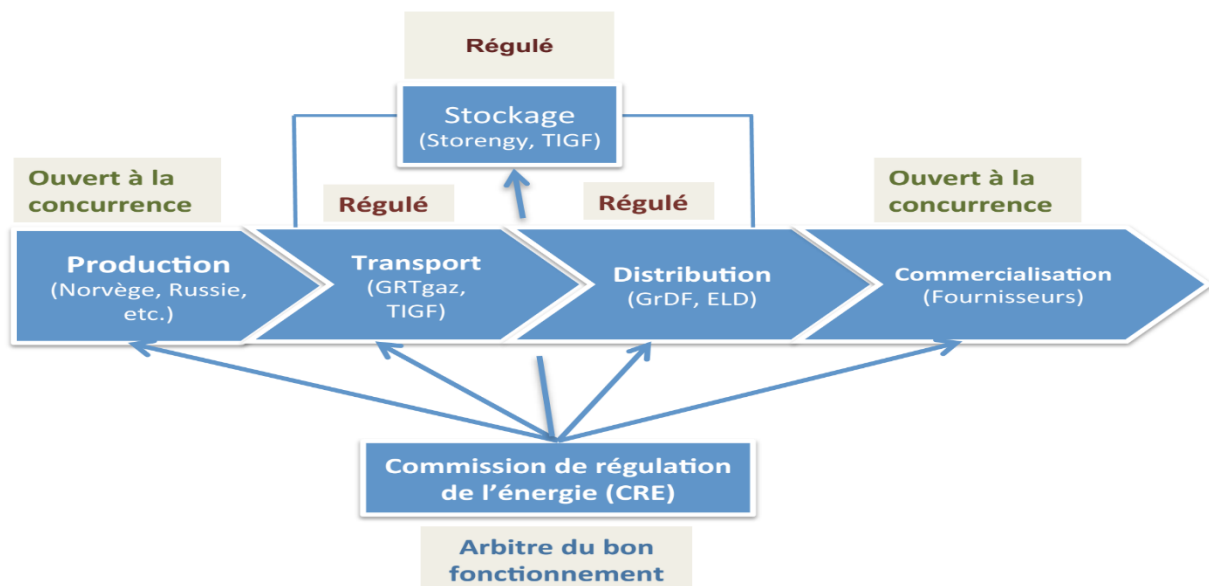


Schéma d'organisation du marché du gaz naturel

Principe de facture de gaz – composantes de la facture

Composantes non négociables

La **TICGN** (Taxe Intérieure sur la Consommation de Gaz Naturel) est collectée par les fournisseurs puis reversée aux services des douanes de l'État. Cette taxe intègre la Contribution Climat Énergie (CCE) et évolue proportionnellement selon le prix de la tonne de carbone (CO₂). Les recettes de la TICGN servent notamment à soutenir le développement du bio méthane en France et à lutter contre la précarité énergétique via les tarifs sociaux du gaz.

La **CTA** (Contribution Tarifaire d'Acheminement) : permet de financer les droits spécifiques relatifs à l'assurance vieillesse des personnels des entreprises de réseaux de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel.

La **TVA** (Taxe sur la Valeur Ajoutée) : elle est de 5,5% sur le montant de l'abonnement (part fixe) ainsi que sur la CTA, et de 20% sur le montant des consommations (part variable).

La part acheminement

Cette taxe, fixée par la CRE avec accord du ministre chargé de l'énergie, permet de rémunérer les différents gestionnaires de réseau, elle est composée de :

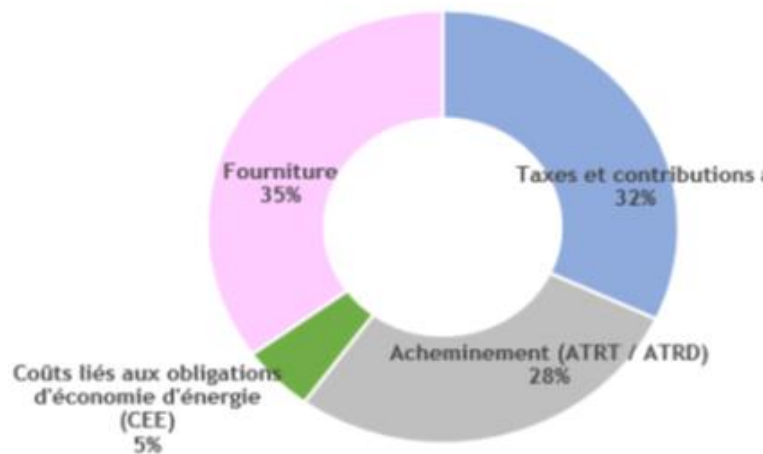
- L'**ARTT** (Accès des Tiers aux Réseaux de Transport) permet de rémunérer les gestionnaires des réseaux de transport (GRTgaz et TIGF), elle est spécifique à chaque réseau de transport, elle intègre depuis 2018 une partie du coût de l'accès au stockage souterrain de gaz.
- L'**ARTD** (Accès des Tiers aux Réseaux de Distribution) permet de rémunérer les gestionnaires des réseaux de distribution (GRDF pour 95%, les ELD pour le reste), son montant peut varier à la fois suivant le gestionnaire du réseau de distribution et la consommation annuelle des sites. Ce tarif comporte une part variable en €/MWh et une part abonnement fixe.

- L'**ATTM** (Accès des Tiers aux Terminaux Méthaniers) permet de rémunérer les services des terminaux méthaniers si l'arrivée du gaz se fait sous forme de GNL.
- **L'Accès au stockage**, permet de lisser les surcoûts liés aux variations saisonnières de la consommation.

Composante négociable : la fourniture

La part **fourniture** : elle couvre les coûts de l'approvisionnement de la molécule (et dépend donc des relations entre fournisseurs, producteurs et marchés organisés), de la réglementation sur les **CEE** (Certificats d'Economies d'Énergie), le **stockage**, les services proposés par le fournisseur (facturation, frais de personnel et de gestion, etc.).

La part fourniture représente environ entre **35 et 50%** du prix final payé selon les consommateurs de gaz. Tous les autres postes de coûts sont imposés aux fournisseurs, c'est la seule part de la facture réellement mise en concurrence lors d'un appel d'offres.



LE MARCHÉ DE L'ÉNERGIE – STRATEGIES D'ACHAT

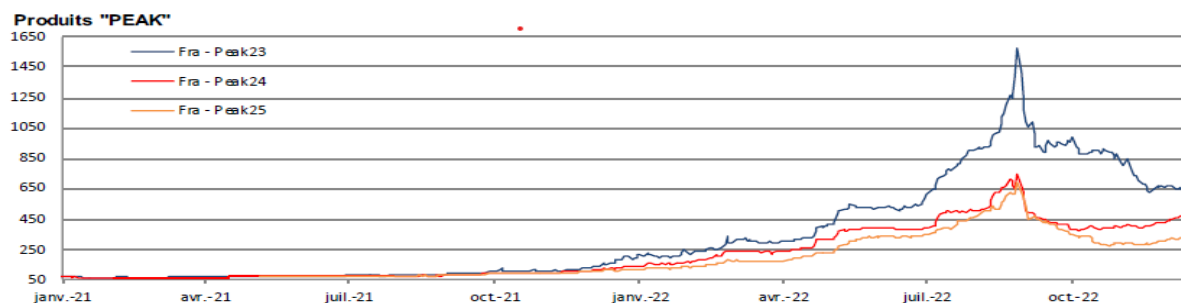
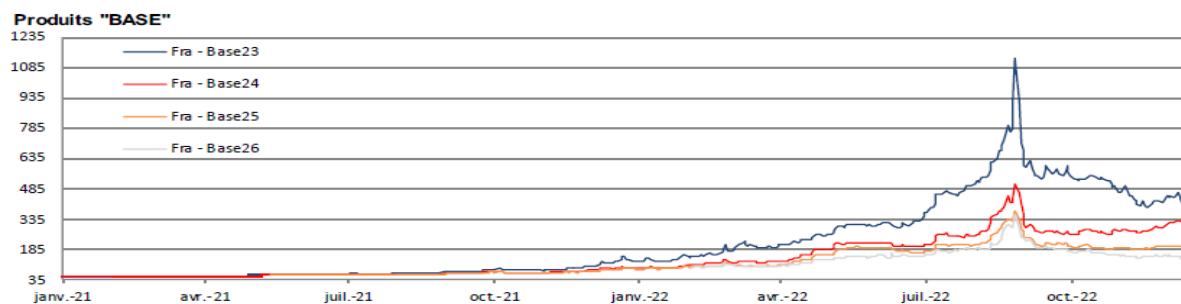
Les marchés du gaz et de l'électricité

Si la décomposition des coûts est spécifique à chaque énergie, les techniques et stratégies d'achat sont proches et reposent sur celles observées sur les marchés financiers (marchés à terme).

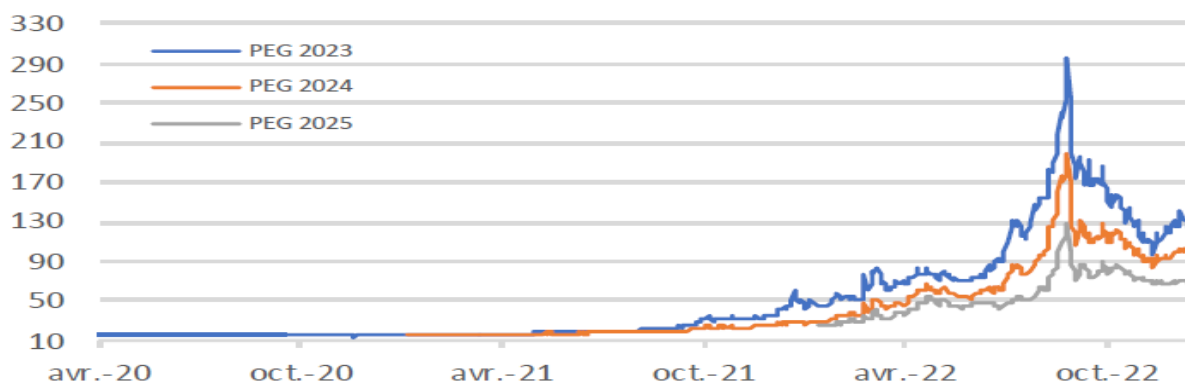
Les achats d'énergie gaz et électricité sont réalisés à TERME² sur des marchés financiers de l'énergie pour au plus les 3 ans à venir (N+1 / N+2 / N+3).

² Un marché à terme, ou marché des contrats à terme, est un marché où l'engagement pris par le donneur d'ordre (qu'il s'agisse de vendre ou d'acheter) s'exécute (produira tous ses effets) à une échéance dont la date, définitivement convenue par avance, se situe postérieurement à la date de l'engagement pris par le donneur d'ordre. Le but de ces marchés est soit de garantir à l'avance le prix d'achat ou de vente, soit de spéculer sur la variation du cours.

Les diagrammes ci-dessous illustrent l'évolution des prix des deux énergies sur la période 2021-2022, pour des achats couvrant la période 2023-2026 suivant la « règle » des 3 ans.



Variation du prix marché de l'électricité³



Variation du prix marché du gaz

Stratégie des achats pour 2023 et 2024

A) L'approvisionnement en électricité

Les approvisionnements de Bordeaux Métropole en électricité pour 2023 interviennent dans le cadre d'un accord-cadre en groupement de 14 membres renouvelé le 27 juillet 2022 pour 2 ans reconductible jusqu'à 4 ans. Ce marché est découpé en deux lots : le lot 1 Haute qualité environnementale et lot 2 Garantie d'origine (GO).

³ Un fournisseur achète de l'électricité en prix base et pointe pour reconstituer la courbe de consommation selon les plages horaires réelles du site.

Les fournisseurs retenus pour le lot 1 sont VOLTERRES et SELFEE et pour le lot 2 Electricité de Provence, TOTAL énergies, VOLTERRES, SELFEE, TOTAL DIRECT énergie et EDF.

La contractualisation des besoins intervient au travers de la conclusion de marchés subséquents remettant en concurrence l'ensemble des prestataires.

Deux stratégies de prix peuvent être retenues : achat en prix ferme ou en prix indexé.

Le prix ferme sur la durée

Il s'agit de se positionner à un instant T jugé « opportun » par l'acheteur à l'observation des tendances du marché pour une période longue pouvant aller jusqu'à trois ans. Cette technique d'achat donne de la lisibilité à la collectivité en termes de budget prévisionnel, elle ne nécessite pas de veille particulière sur les cours, en conclusion elle est quelque part sans risques car prévisible mais ne permet de bénéficier des évolutions des marchés (au bénéfice ou pas de l'acheteur, raison pour laquelle on la qualifiera de « sans risques »).

Prix indexés

Dans ce cas, l'évolution du prix est indexée sur l'évolution des cours des différentes composantes du coût (cours du marché de gros, coût des CEE, coûts d'échanges).

Cette technique nécessite une véritable expertise, une veille quotidienne des marchés. Bien que comportant un risque, associée à des périodes d'approvisionnement plus courtes, elle permet à l'acheteur de bénéficier des opportunités du marché ou de pendre des positions de repli dans les périodes incertaines.

Dans ce cas, la période d'approvisionnement sera d'une année maximum, renouvelable 1 à 3 fois.

Dans tous les cas l'observation des cours et le déclenchement du ou des ordres d'achat reste déterminant.

Avec le renouvellement de l'accord cadre de 2022 et du marché subséquent pour 2023 et 2024 attribué le 29 septembre 2022, la stratégie vise à pouvoir établir en plusieurs fois le prix sur les « plus bas » du marché suivant une formule indexée par consolidation successive du besoin N+1 en volume entre janvier et novembre, dans le cadre de la consolidation des besoins en volume ARENH. Au regard de la date d'attribution de l'accord-cadre et des marchés subséquents, les besoins 2023 ont donc été couverts en une seule fois auprès des tributaires.

Formule appliquée pour l'électricité

Prix Electron = A x Base(N) + B x Peak(N) + C (frais structurel et de marché fixe)

Avec A, B et C fixés au MS, seuls les produits de marché Base(N) et Peak(N) évoluent et d'agir sur le droit ARENH :

- Le **volume d'ARENH** à « swapper » (échanger) sera déterminé en fonction de l'estimation de plafonnement prévisionnel fixé par la CRE. Le fournisseur aura réservé 100% du droit ARENH théorique sur son offre.
- Le **Swap ARENH** (échange sur le marché) sera à réaliser si possible sur un plus haut de marché afin de maximiser le bonus de la revente
(Prix de Marché – Prix de l'ARENH à 42 €/MWH)
- En décembre 2022, le titulaire a procédé aux régularisations liées au plafonnement réel de l'ARENH
 - o Si la demande est supérieure : Le fournisseur achète les volumes qui lui font défaut, l'effet sera de renchérir le prix de l'énergie-active.
 - o Inversement, si la demande est inférieure : Le fournisseur cède les volumes qui lui restent.

Valorisation ARENH 2023

L'estimation stratégique de volume d'ARENH pouvant être attribué au regard de nos volumes à nos fournisseurs par la CRE (Commission de Régulation de l'Energie) a permis de limiter l'impact des prix de marché et de faire bénéficier le groupement à 100% du prix de l'ARENH. Ainsi le taux d'écrêtement du volume d'ARENH avait été simulé à 33,33% pour un réel à 32,6%, ce qui a limité le rachat au prix fort de l'électricité sur le marché financier.

Au regard des prix de marché, ce volume ARENH anticipé permet à la Métropole d'économiser de l'ordre de 4,3 M€ sur son besoin estimé pour 2023.

Amortisseur électricité et réduction TICFE

Le principe de l'amortisseur mis en place par le gouvernement peut être synthétisé de la façon suivante :

- Le prix sur lequel s'applique le dispositif est le prix hors taxes (TURPE, TICFE et TVA).
- le prix annuel moyen de la « part énergie » est ramené à **180 €/MWh** (ou 0,18€/kWh) sur la moitié des volumes d'électricité consommée, dans la limite d'un plafond d'aide unitaire de la «part énergie» du contrat à 500 €/MWh.
- la compensation de l'Etat sera d'**au plus 160 €/MWh et elle sera directement déduite de notre facturation par nos fournisseurs.**

L'économie estimée de ce dispositif est d'1,2 M€ pour 2023.

Par ailleurs, dans ce contexte de tension forte sur les cours, l'Etat a réduit la TICFE (Taxe Intérieure Consommation Finale Electricité) de 22 €/MWh à 0,5 MWh.

B) L'approvisionnement en gaz

L'approvisionnement en gaz intervient également dans le cadre d'un accord-cadre en groupement dont l'unique attributaire est Gaz de Bordeaux. Cet accord, notifié en juillet 2022, est conclu pour 4 ans avec un 1er Marché subséquent qui a débuté au 1er janvier 2023 pour 2 ans.

Formule appliquée pour le gaz

Formule à Terme = PEG-Nord-2020 + CoF + CoM

La molécule=PEG-Nord-2020 : PEG Calendar 2020 Powernext

(On fixe le prix au moment le plus opportun de la sinusoïde du marché)

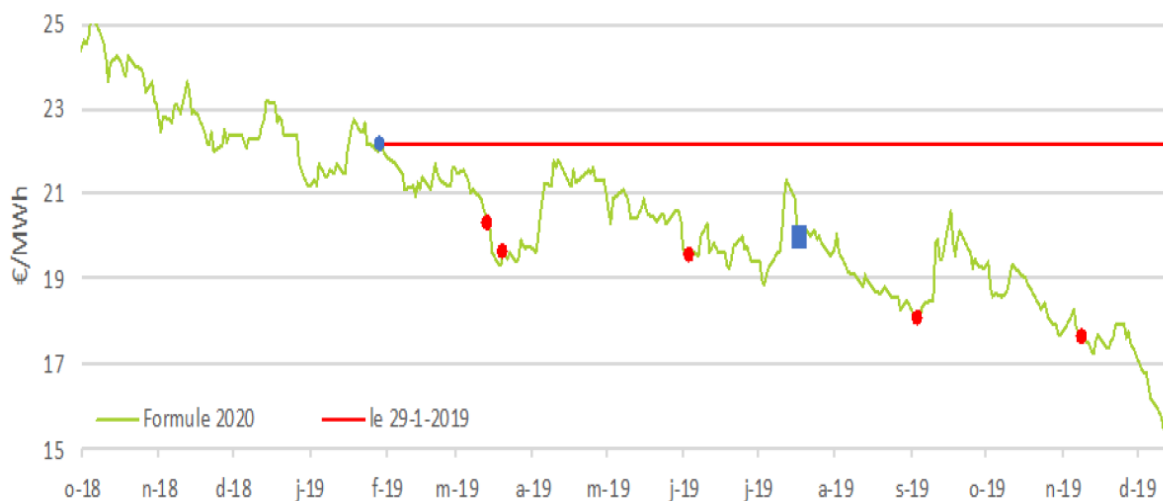
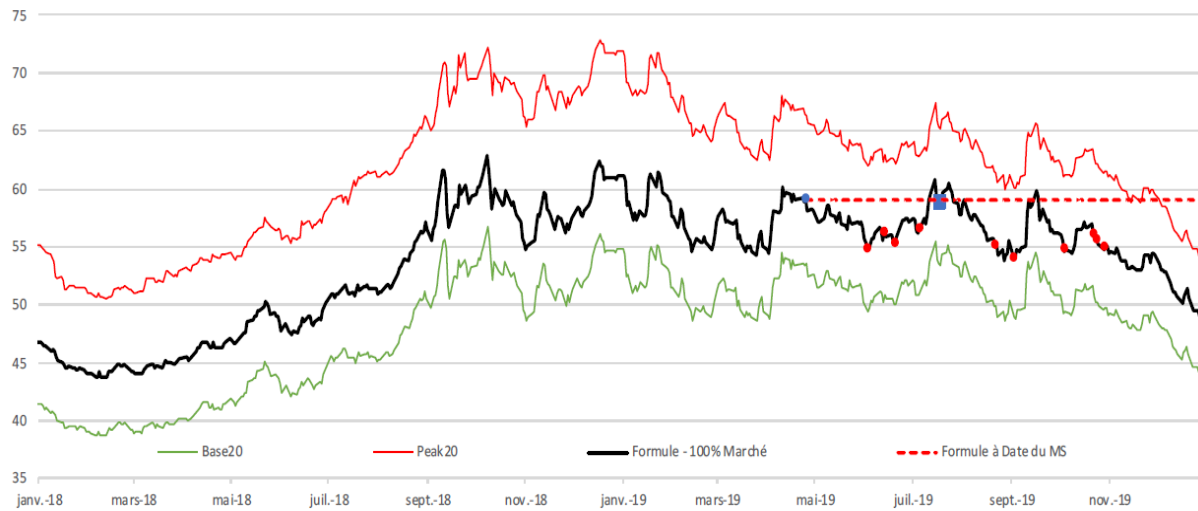
Les frais « fixes » remis lors du marché subséquent :

CoF : frais structurels du fournisseur (profil hiver/été, équilibrage...)

CoM : frais de fixation sur clôture de Marché Powernext

C) Les modalités de fixation concourant au prix d'achat des approvisionnements 2024.

Les graphes ci-après illustrent les modalités qui vont présider à la détermination du prix des énergies (part fourniture avant ARENH pour l'électricité) au regard de l'évolution des cours par prises de position matérialisées par les points rouges.



Pour 2024, le prix de marché des achats de gaz et d'électricité sera constitué de la moyenne annuelle des prises de position.

Glossaire

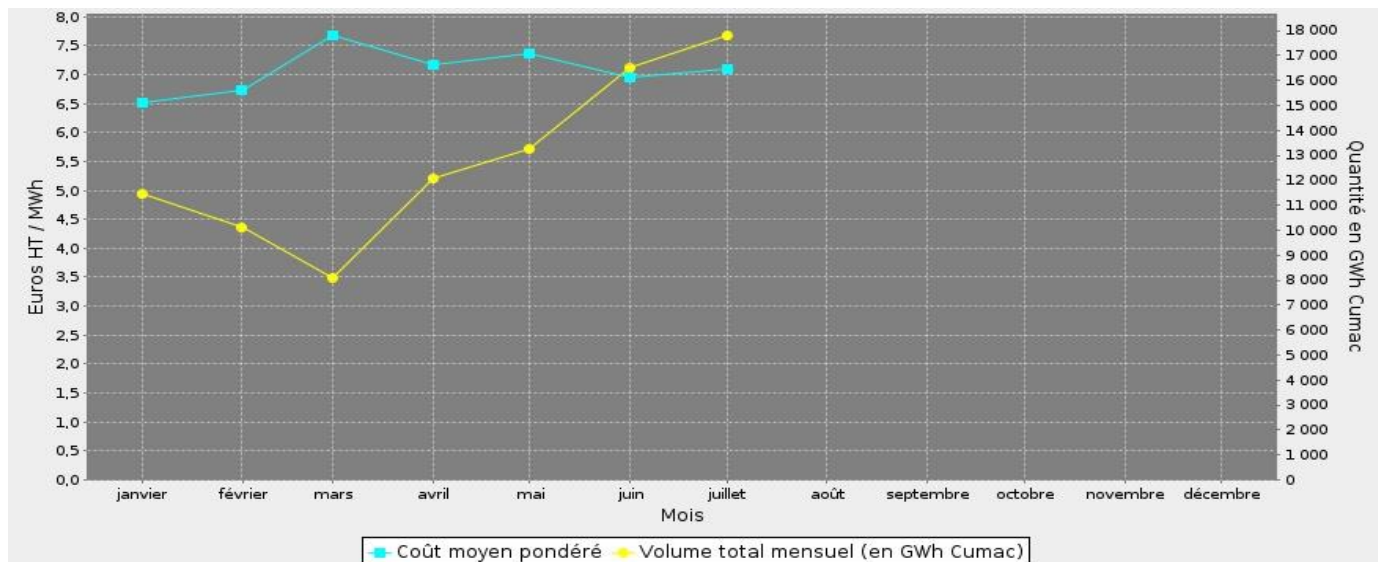
Les CEE (Certificats d'Economies d'Energies)

Le dispositif des certificats d'économies d'énergie (CEE), créé par les articles 14 à 17 de la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique (loi POPE) créé en 2006 repose sur une obligation de réalisation d'économies d'énergie imposée par les pouvoirs publics aux vendeurs d'énergie (Les « Obligés »). Ceux-ci doivent ainsi promouvoir activement l'efficacité énergétique auprès des consommateurs d'énergie : ménages, collectivités territoriales ou professionnels.

Le 1er janvier 2018, le dispositif est entré dans sa 4ème période d'obligation pour une durée de 3 ans. L'obligation imposée aux vendeurs d'énergie en quatrième période équivaut à 1600 TWHC* d'actions classiques sur la période 2018-2020 dont 400 TWHC* à réaliser au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique ;

*C=CUMAC : Cumulé actualisé

Les certificats délivrés par les services du ministère chargé de l'énergie, aux acteurs éligibles (« obligés ») sont exclusivement matérialisés par leur inscription sur un compte individuel ouvert dans le registre national des certificats d'économies d'énergie, dont la tenue peut être déléguée à une personne morale. Le registre doit également enregistrer l'ensemble des transactions (ventes et achats) de certificats et fournir une information publique régulière sur le prix moyen d'échange des certificats. Ce registre est accessible sur le site www.emmy.fr.



L'ARENH (Accès Régulé à l'Electricité Nucléaire Historique)

L'accès régulé à l'énergie 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, pour une durée de 15 ans et au prix de 42 €/MWH pour un volume mis à disposition de 100 TWH (Téra Watt heure soit 1000 Méga Watt heure).

Le dispositif de bénéfice de l'électricité nucléaire historique offert aux alternatifs (fournisseurs autres que EDF) permet de protéger leurs clients des évolutions de marché dès lors que les prix dépassent le seuil de 42€ / MWH.

La GC (Garantie de Capacité)

La loi NOME (Nouvelle organisation du marché de l'électricité) du 7 décembre 2010 établit le dispositif du mécanisme de capacité. Le code de l'énergie, aux articles L335-1 et suivants, décrit ce mécanisme de capacité comme suit : « 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. »

Depuis plusieurs années, la consommation française d'électricité stagne. Sauf, durant les périodes de pointe ou la puissance est forte. Cette puissance, l'hiver, oblige les producteurs d'électricité de maintenir en l'état des centrales (hydrauliques ou thermiques).

Investir dans de telles capacités de pointe est coûteux et rarement rentable, aux conditions actuelles du marché de l'électricité. Or, du fait de l'importance de l'équipement en chauffage électrique et des habitudes de consommation, la puissance nécessaire pour « couvrir la pointe » augmente chaque année. À court terme, le système électrique risque donc de ne plus pouvoir garantir l'approvisionnement de tous durant les moments de forte demande.

La première année de mise en place du dispositif est 2017.

Il impose des obligations aux fournisseurs lesquels les répercutent aux clients en fonction de leur consommation sur une quinzaine de jours en hiver. (Les jours PP1 en fonction de la prévision météorologique et PP2 en fonction de la tension sur le réseau correspondent à des journées de forte consommation d'électricité, d'où leurs noms « Période de Pointe 1 et 2 ». C'est RTE qui les déterminent tous les ans. Ils ne peuvent pas excéder 15 jours pour les PP1 et 25 pour les PP2).

Les garanties de capacité sont échangées sur le marché des capacités via une plateforme dédiée gérée par l'EPEX (Euro péan Europe Exchange).

Le cout final des garanties de capacité est déterminé tous les ans après enchères (2017 à 10000 €/MWGC, 2018 à 9300 €/MWGC, 2019 à 17000 €/MWGC).

Energie verte ou garantie d'origine (GO)

Une garantie d'origine est un document électronique certifiant l'origine de l'électricité fournie par une unité de production renouvelable ou de cogénération.

Les garanties d'origine tracent l'énergie verte du producteur au consommateur final, assurant la transparence de la provenance de l'électricité aux consommateurs finaux.

Ce mécanisme assure une traçabilité contractuelle, bien souvent décorrélée de l'énergie achetée par le fournisseur sur les marchés. **Une GO n'assure ainsi pas que l'énergie fournie ait été achetée auprès d'un producteur Energie Renouvelable.** En effet, une GO est associée à la production d'un MWh, par un moyen donné du territoire européen à une certaine période. Dans ces moyens de production, on retrouve majoritairement des installations hydrauliques européennes (dont françaises) déjà amorties. Une offre d'électricité verte, engage le fournisseur à acheter suffisamment de GO pour couvrir l'équivalent de ce qu'il a fourni dans l'année à ses clients. Il n'y a pas de corrélation temporelle stricte, mais seulement une couverture moyenne annuelle à garantir. Ceci ne garantit pas que le fournisseur se soit approvisionné en électricité verte, mais seulement qu'un producteur d'électricité a injecté durant l'année, une quantité d'électricité équivalente à la consommation, sur le réseau.

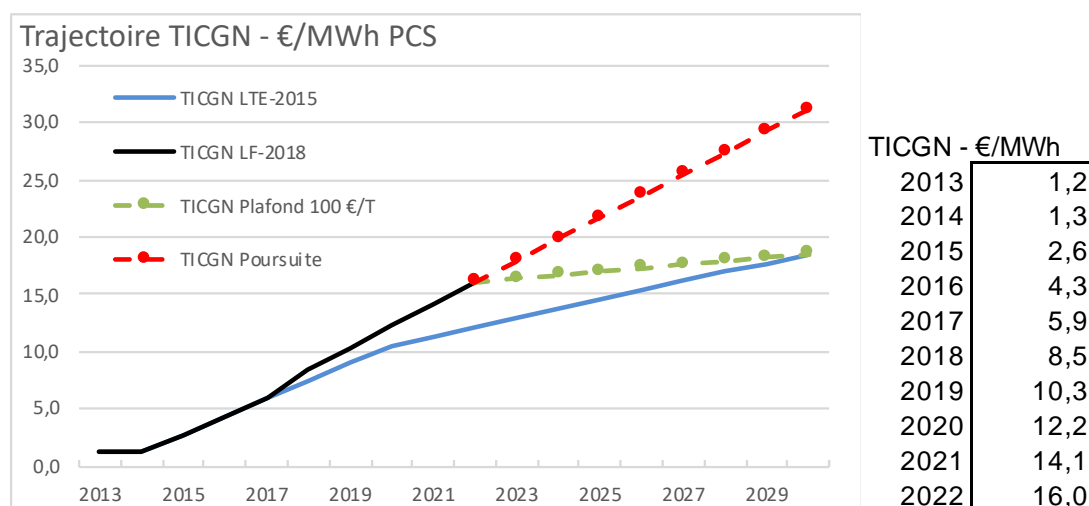
En somme, dans le cadre d'un contrat d'électricité verte, un fournisseur peut acheter de l'électricité sur les marchés au producteur X, pour vous alimenter en avril et des GO provenant d'une centrale hydroélectrique au producteur Y en février pour couvrir cette consommation

Powernext gère un registre des GO et a été désignée pour organiser la mise aux enchères des Garanties d'Origine issues des installations de production bénéficiant d'obligation d'achat ou de complément de rémunération. L'Etat sera l'unique vendeur au cours de ces **enchères**.

La TICGN (Taxe Intérieure de Consommation de Gaz Naturel)

La Taxe Intérieure sur la Consommation de Gaz Naturel (**TICGN**) – est collectée par les fournisseurs puis reversée aux services des douanes de l'État. Cette taxe intègre la Contribution Climat Énergie (CCE) et évolue proportionnellement selon le prix de la tonne de carbone (CO2). Les recettes de la TICGN servent notamment à soutenir le développement du bio méthane en France et à lutter contre la précarité énergétique via les tarifs sociaux du gaz.

Evolution prévue de la TICGN suivant choix politique :



LTE : Loi Transition Energétique 2015
 LF : Loi finances 2018

La contribution de stockage

La loi n°2017-1839 du 30 décembre 2017 mettant fin à la recherche ainsi qu'à l'exploitation des hydrocarbures et portant diverses dispositions relatives à l'énergie et à l'environnement a été publiée au Journal Officiel de la République française le 31 décembre 2017. Son article 12 prévoit que le revenu des opérateurs de stockage est régulé. Les capacités de stockage sont commercialisées aux enchères et la différence, positive ou négative, entre les recettes des opérateurs, majoritairement issues des enchères, et leur revenu autorisé est compensée via l'application, au sein du tarif d'utilisation du réseau de transport de gaz naturel (tarif ATRT) d'un terme tarifaire dédié.

La CRE fixe les modalités d'enchères sur proposition des opérateurs.

(Dans sa délibération du 22 mars 2018, la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) a introduit en conséquence un terme tarifaire stockage dans le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et de TIGF1, et fixé la méthodologie de calcul de ce terme tarifaire. En application de cette délibération, la présente délibération fixe le niveau, à compter du 1er avril 2018, de ce terme tarifaire)