



RÉPUBLIQUE
FRANÇAISE

*Liberté
Égalité
Fraternité*



COMMISSION
DE RÉGULATION
DE L'ÉNERGIE

Guide de bonnes pratiques à l'intention des consommateurs professionnels pour leurs achats d'électricité et de gaz

Propos introductifs	4
Présentation du guide de bonnes pratiques contractuelles	5
Synthèse des principales recommandations et bonnes pratiques	8
1. Le processus de contractualisation	14
Recommandation générale : anticiper la souscription de son contrat d'énergie	16
Recommandations spécifiques aux acheteurs publics	18
2. Les contrats d'électricité	20
Les différents types de contrat	23
Les différentes composantes du contrat d'électricité	28
3. Les contrats de gaz	34
Les différents types de contrat	36
Les différentes composantes du contrat de gaz	38
4. Les clauses contractuelles devant faire l'objet d'une attention particulière de la part des consommateurs	42
[Électricité] La fixation du droit ARENH du client et les éventuelles « clauses de CP1/CP2 »	44
[Électricité] L'écrêtement ARENH	46
[Électricité] Adaptation des cadres législatif et réglementaire en cours de contrat (gestion du « post-ARENH »)	49
[Électricité et gaz] Flexibilités de périmètre pour les clients multisites	50
[Électricité et gaz] Frais de résiliation	51
[Électricité et gaz] Plafonds prévus aux marchés publics	52
[Électricité et gaz] Prix d'achat de référence dans les contrats « clics »	53
Lexique	54

Propos introductifs

L'envolée des prix du gaz naturel et de l'électricité sur les marchés de gros à partir du second semestre 2021 a entraîné des hausses importantes des factures des consommateurs, en partie atténuées par la mise en place de plusieurs dispositifs d'aides par les pouvoirs publics : boucliers tarifaires, volumes additionnels de 20 TWh d'ARENH en 2022, amortisseur et sur-amortisseur, guichets d'aide pour les entreprises et filet de sécurité pour les collectivités territoriales.

Cette crise des prix de l'énergie a démontré l'utilité d'un accompagnement des consommateurs pour les aider à mieux appréhender le fonctionnement des marchés de détail de l'électricité et du gaz naturel et ses implications sur leurs factures d'énergie.

C'est en particulier le cas des consommateurs professionnels, privés comme publics, dont beaucoup ont été touchés par la rapide et violente hausse des prix de l'énergie, qui représentait jusqu'à présent un poste relativement stable dans leurs budgets. Cette hausse des prix a ainsi généré de nombreuses interrogations et des difficultés pour les acheteurs professionnels d'énergie, notamment ceux dont les besoins en énergie étaient les plus importants.

Dans un contexte de prix toujours élevés et alors que de nombreux acteurs publics et entreprises vont, d'ici la fin de l'année 2023, renouveler ou souscrire de nouveaux contrats de fourniture d'énergie, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a souhaité donner des repères à ces acteurs pour les aider dans leurs futurs achats d'énergie.

C'est l'objet de ce document, dont certaines recommandations valent pour l'ensemble des consommateurs professionnels, quelle que soit leur taille. Il s'adresse néanmoins principalement aux consommateurs professionnels du « milieu » et du « haut de portefeuille » dont les pratiques contractuelles comportent des spécificités par rapport aux « petits » professionnels (clients éligibles aux tarifs réglementés de vente en électricité, très petites et petites entreprises dont la consommation d'énergie est plus limitée) et aux consommateurs résidentiels.

Qui sont les consommateurs du « milieu » et du « haut » de portefeuille ?

Les consommateurs du « milieu » et du « haut » de portefeuille ne correspondent pas à des segments définis d'un point de vue réglementaire ou contractuel. Dans la pratique, ces clients, privés ou publics, se caractérisent par **au moins** l'un des critères suivants :

- ▶ **une consommation annuelle de gaz ou d'électricité supérieure à 1 GWh ;**
- ▶ **un raccordement au réseau permettant des soutirages significatifs**
En électricité, cela correspond aux consommateurs professionnels dont les sites ont une puissance de raccordement supérieure à 36 kVA, ce qui renvoie aux segments C1 à C4 des gestionnaires de réseaux de distribution et de transport d'électricité ;
- ▶ **une multitude de sites, « petits » ou « grands »**
Le périmètre peut aussi bien compter des « petits » sites que des « grands » sites. On peut considérer qu'un client est de « milieu » de portefeuille dès lors qu'il compte une vingtaine de « petits » sites dans son périmètre. Par exemple, un organisme Hlm dont les immeubles sont chauffés au gaz naturel.

Présentation du guide de bonnes pratiques contractuelles

1

La première partie expose les enjeux du « processus de contractualisation », en amont de la signature des contrats. Elle fait notamment ressortir la nécessité, pour les consommateurs, d'anticiper leurs achats d'énergie pour se donner le temps de consulter différents fournisseurs et définir précisément leurs besoins (durée du contrat, volumes d'énergies, périmètre de livraison), dont le bon dimensionnement permet d'éviter des surcoûts inutiles.

Cette anticipation permet également aux consommateurs de limiter le risque de se retrouver « captifs » de conditions de marché défavorables au moment de la signature du contrat. Concernant spécifiquement l'électricité, cette anticipation vise à sécuriser l'approvisionnement en électricité nucléaire historique (ARENH) - dont le prix est plus avantageux que les prix de marché depuis plusieurs années - de son fournisseur en contractualisant en amont du « guichet ARENH ».

Cette première partie comporte également des recommandations dédiées aux acteurs publics, dont les achats sont encadrés par les règles de la commande publique et qui présentent donc des spécificités qui leur sont propres.

2

La deuxième partie décrit les différentes composantes des contrats d'électricité. Elle permet notamment de distinguer les différents types de contrat que les consommateurs sont susceptibles de souscrire, en fonction de leurs caractéristiques de consommation et de leurs stratégies d'achat. Les contrats à prix fixe permettent aux acheteurs de connaître leur budget « achats d'électricité », en leur donnant de la visibilité sur le prix qu'ils paieront tout au long de la période du contrat.

Les offres dites « à clics » (généralement réservées aux clients ayant une consommation annuelle au moins supérieure à 10 GWh), tout comme les offres qui comportent une indexation partielle au marché journalier « spot » (généralement réservées aux clients ayant une consommation annuelle supérieure à 50 GWh), permettent, pour les consommateurs qui le souhaitent, d'optimiser librement la stratégie de fixation de leur prix. Ces dernières offres doivent reposer sur une expertise et une vigilance accrues.

Différents types de contrats

En fonction des caractéristiques de consommation et des stratégies d'achat des clients

Contrat à prix fixe	Contrat "à clics"	Contrat indexé marché
Consommateurs principalement concernés Consommation jusqu'à 50 GWh/an (gaz et électricité)	Consommateurs principalement concernés À partir de 10 GWh/an (gaz et électricité)	Consommateurs principalement concernés À partir de 10 GWh/an en gaz et 50 GWh/an en électricité
Avantages <ul style="list-style-type: none">▶ Permet d'anticiper un budget "énergie" qui ne sera pas soumis aux aléas du marché pendant la durée du contrat▶ Permet une gestion simplifiée de son contrat d'énergie	Avantage <ul style="list-style-type: none">▶ Permet aux clients de lisser l'approvisionnement via des prises de position successives pour rendre le prix moins dépendant des conditions de marché lors de la signature du contrat	Avantages <ul style="list-style-type: none">▶ Permet aux clients flexibles d'adapter leurs consommations en fonction des prix▶ Peut constituer une alternative à un engagement sur un prix fixe dans un contexte de prix à termes élevés
Point d'attention En électricité, certains contrats à "prix fixe" (avec ARENH "explicite" peuvent voir leurs prix modifiés du fait de l'écretement ARENH.	Point d'attention Nécessite une forte expertise et une organisation permettant des prises de position rapide.	Point d'attention Expose le client à la volatilité du marché et nécessite une forte expertise et une organisation permettant des prises de position rapide.

3

La troisième partie concerne les contrats de gaz naturel, qui en dehors des complexités liées au mécanisme ARENH, peuvent s'apparenter aux offres d'électricité. On y distingue également des contrats d'achat de gaz naturel à prix fixe, des contrats « à clics » et des contrats avec des indexations sur les marchés mensuels ou journaliers du gaz naturel, avec les mêmes avantages et les mêmes points d'attention que pour les contrats d'électricité. Contrairement aux contrats d'électricité dont le niveau d'indexation aux marchés de court terme est souvent limité, les contrats de gaz pour les clients du milieu et du haut de portefeuille se caractérisent historiquement par une forte exposition aux marchés de gros à des échéances quotidiennes et mensuelles.

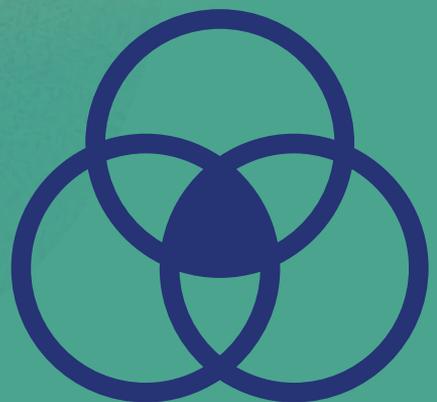
4

La dernière partie met en lumière les conséquences potentielles que certaines clauses contractuelles ont sur les prix payés par les consommateurs.

C'est notamment le cas des différentes clauses relatives à l'ARENH, qu'il s'agisse des clauses visant à définir les droits ARENH que génère, pour les fournisseurs, la consommation de leurs clients ou des clauses relatives à l'impact de « l'écrêtement ARENH » sur le prix payé par les consommateurs. Afin d'aider ces consommateurs à calculer les droits ARENH qu'ils génèrent auprès de leurs fournisseurs, la CRE met désormais à leur disposition un « simulateur » en ligne, accessible sur son site internet (www.cre.fr/Electricite/marche-de-detail-de-l-electricite). La CRE expose également dans cette partie les différentes options dont disposent les consommateurs professionnels pour maîtriser les risques liés à l'écrêtement de l'ARENH.

D'autres types de clauses font également l'objet de points d'attention dans cette partie (clauses de « flexibilités de périmètre » pour les clients multi-sites, clauses de résiliation, clauses de fixation du prix de référence pour les achats « à clics », etc.). La CRE souligne que chacune de ces clauses peut avoir des conséquences potentiellement significatives sur les prix in fine payés par les consommateurs et invite en conséquence les consommateurs et les fournisseurs à échanger en amont sur le bon dimensionnement de ces clauses.

Synthèse des principales recommandations et bonnes pratiques



1. Processus de contractualisation

Anticiper les achats en énergie pour :

- ▶ identifier précisément ses besoins d'énergie (date de fin du contrat actuel, périmètre de livraisons, consommations, durée du contrat souhaitée notamment), qui ont potentiellement un impact fort sur le prix remis par les fournisseurs ;
- ▶ se donner le temps de consulter différents fournisseurs afin de faire jouer la concurrence sur le marché. À cet égard, il est important de s'assurer que les prix remis par les fournisseurs sont comparables et intègrent bien les mêmes composantes (notamment : CEE, TURPE, période de livraison, profil de consommation en regard de l'horosaisonnalité des prix). Par ailleurs, d'autres critères peuvent entrer en compte dans le choix du fournisseur, par exemple la qualité de l'espace client, ou les outils de pilotage des consommations ;
- ▶ sécuriser l'approvisionnement en ARENH de son fournisseur en contractualisant en amont du guichet du 21 novembre ;
- ▶ éviter d'être captif de potentielles conditions de marché défavorables au moment où le contrat précédent arrive à échéance.

S'organiser :

Pour être capable de répondre, dans des délais resserrés, aux offres des fournisseurs, notamment en période de forte volatilité sur les marchés de l'énergie, pour limiter des surcoûts liés aux risques que portent les fournisseurs pendant le délai de réponse.

Afin d'améliorer le taux de réponse des fournisseurs d'énergie aux marchés publics :

- ▶ améliorer la visibilité des fournisseurs sur les calendriers de consultation, pour leur permettre d'anticiper la charge opérationnelle liée aux réponses et d'allouer des ressources internes en conséquence ;
- ▶ dans la mesure du possible, faire des lots spécifiques aux sites localisés dans le territoire des zones de déserte des ELD ;
- ▶ prévoir un délai suffisant, à la fois entre la publication du marché subséquent et la date limite de réponse des fournisseurs (de l'ordre de 10 jours) et entre l'attribution du marché subséquent et le début de la période de livraison (de l'ordre de 3 mois), pour permettre aux fournisseurs de préparer leurs offres et de collecter les données nécessaires à la facturation des clients et à la réalisation des demandes de changement de fournisseurs auprès des gestionnaires de réseau de distribution ;
- ▶ de manière générale, il est important que les acheteurs publics appréhendent l'incidence de leurs choix sur le prix des offres qui leur seront remises. En particulier, certaines exigences de protection, par exemple contre les évolutions du cadre réglementaire, peuvent induire des primes de risques importantes.

2. Modalités de fixation du prix des contrats d'électricité et de gaz

Offres à prix fixe [électricité]

Ces offres permettent aux acheteurs de fixer leur budget « achats d'électricité », en leur donnant de la visibilité sur le prix qu'ils paieront tout au long de la période du contrat. La CRE attire néanmoins l'attention des consommateurs sur l'impact potentiel de l'écrêtement ARENH sur la révision du prix dans les offres à prix fixes dites « révisables ».

En effet, au moment de souscrire un contrat à prix fixe, le client peut opter, soit pour un contrat à prix fixe « non révisable » dont le prix est potentiellement plus élevé a priori, ou un prix fixe « révisable », potentiellement moins élevé a priori, mais dont le prix final dépend du niveau d'écrêtement ARENH.

Offres à « clics » [électricité et gaz]

Ces offres permettent une participation active des consommateurs dans la construction du prix de leur offre de fourniture. Elles permettent, pour les consommateurs qui le souhaitent, d'optimiser leur stratégie de fixation de prix librement, mais doivent reposer sur une expertise développée en interne ou un accompagnement par le fournisseur ou un acteur tiers. La CRE souligne que les offres à « clics » ne sont pas adaptées à tous les consommateurs et que, bien qu'elles soient un outil puissant de lissage des fluctuations des prix de marché pour la livraison sur une année

donnée, la stratégie de placement des clics doit être clairement définie par le consommateur comme un compromis entre visibilité sur le prix futur et lissage. La CRE souligne enfin qu'il n'existe pas de tendance universelle encadrant les fluctuations des prix sur les marchés de gros. À ce titre, l'usage de « clics » implique inévitablement la possibilité de manquer, ou au contraire de bénéficier, des occasions les plus avantageuses. Les offres à « clics » requièrent un niveau de vigilance élevé de la part du consommateur.

Offres indexées au spot [électricité et gaz]

Ces offres sont celles qui exposent le plus le client à la volatilité des prix une fois le contrat signé et impliquent une incertitude sur le niveau de prix final. Principalement proposées aux consommateurs industriels capables d'adapter leur consommation en fonction des prix, elles sont aujourd'hui également proposées à de plus petits consommateurs.

Elles sont conseillées aux clients ayant une consommation flexible ou acceptant un manque de visibilité sur leur budget en contrepartie d'une diminution des primes de risques et ayant développé une expertise en achat d'énergie. Elles requièrent également un niveau de vigilance élevé de la part du consommateur.

3. Les clauses contractuelles

De façon générale, la CRE invite les consommateurs à bien dimensionner leurs besoins quitte à adapter leurs pratiques et à échanger en amont avec leurs fournisseurs dans le cas de certaines clauses induisant des primes de risque/surcoûts importants liés à la crise des prix.

Les clauses relatives à l'ARENH [électricité] :

Généralement fixé contractuellement par le fournisseur, le « droit ARENH » généré par un client définit la part d'électricité approvisionnée au tarif régulé, actuellement fixé par les pouvoirs publics à 42 €/MWh. Il est donc important que soient explicitées ses hypothèses de définition lorsque le contrat prévoit des ajustements liés au mécanisme ARENH. Les montants de ces régularisations ou révisions liées à l'ARENH peuvent être importants. Il est donc important que les différentes clauses qui peuvent exposer le consommateur à une révision du prix de son contrat à cause du mécanisme ARENH soient prises en compte dans l'analyse de l'équilibre du contrat. Cela concerne notamment :

- ▶ **les modalités de définition des droits ARENH générés par le client.** Le droit ARENH effectif des fournisseurs est calculé sur la base des consommations réelles une fois l'année écoulée.

→ Des écarts par rapport au droit prévisionnel génèrent des « compléments de prix » (CP) que les fournisseurs doivent payer. Certains contrats prévoient des clauses de régularisation, à la maille des clients, de tels CP, en cas d'écart entre les prévisions du client et ses consommations réelles. C'est notamment le cas lorsque les consommateurs fixent eux-mêmes, a priori, la part d'ARENH dans leur approvisionnement.

→ Certains fournisseurs communiquent parfois le droit ARENH généré par le client avec une répartition par poste horo-saisonnier. La CRE appelle les consommateurs à la vigilance étant donné le caractère contre-intuitif des conséquences de tels droits ARENH sur les prix payés (l'impact de l'écrêtement est d'autant plus important lorsque le droit ARENH sur un poste est élevé). Plus généralement, la CRE considère que des prix contractuels très bas, voire négatifs, sur certaines heures, bien que reflétant les modalités de calcul du droit ARENH, ne sont pas souhaitables dans une perspective de maîtrise de la demande et de sobriété.

→ Afin d'aider les consommateurs à calculer les droits ARENH avant écrêtement associés à leur courbe de consommation au pas demi-horaire, la CRE met à leur disposition un outil en ligne accessible sur le site de la CRE.

- **la prise en compte de l'écrêtement.** Depuis 2019, le plafond ARENH est atteint chaque année. Les fournisseurs voient donc leurs droits ARENH écrêtés. Cet écrêtement a un impact important sur les prix payés par les consommateurs et les expose souvent aux prix de marché à terme du mois de décembre. En fonction du segment de consommateur visé, les fournisseurs peuvent proposer des modalités permettant de lisser cet impact que les consommateurs doivent considérer en fonction de leurs besoins, notamment la visibilité sur le prix ou le lissage de l'approvisionnement. En cas de couverture de l'écrêtement en amont, la CRE appelle les clients à être attentifs aux clauses de régularisation en cas de mauvaise estimation du taux d'écrêtement.

La CRE invite enfin les consommateurs à échanger avec leurs fournisseurs pour prévoir, dans les contrats portant sur une période ultérieure à 2025, la prise en compte de l'éventuel dispositif succédant à l'ARENH, en fonction des décisions qui seront annoncées par les pouvoirs publics. Les contrats s'étendant au-delà de 2025 peuvent également préciser des conditions de débouclage des positions symétriques et neutres pour les deux parties au contrat, en cas d'absence d'accord sur les conditions d'intégration de l'éventuel dispositif qui succèdera à l'ARENH.

Flexibilités de périmètre pour les clients multisites [électricité et gaz]

Les « flexibilités » de périmètre, exprimées en volumes de consommation, permettent à certains types de clients multi-sites de faire varier leur périmètre en retirant ou en ajoutant des sites en cours d'exécution du contrat. Ce besoin de flexibilité découle naturellement de l'activité de certains consommateurs (ex : gestionnaires de bureaux ou de parcs tertiaires ou encore organismes Hlm).

Avec la forte augmentation des prix sur le marché de gros constatée depuis mi-2021, de tels niveaux de flexibilités induisent des risques élevés pour les fournisseurs et donc des primes de risques importantes pour les consommateurs souhaitant les maintenir.

La CRE invite donc les consommateurs à quantifier précisément leurs besoins de flexibilité (par exemple en analysant ex post les besoins des marchés précédents) pour éviter des surcoûts qui leur seront in fine répercutés par les fournisseurs.

Frais de résiliation [électricité et gaz]

Lorsqu'un contrat dont une partie du prix est fixée sur une durée est conclu, un fournisseur prudent achète sur le marché de gros l'énergie correspondante. Cela est vrai pour les offres à prix fixes comme pour les offres à « clics ».

Dans le cas où un consommateur résilie son contrat avant son échéance, le fournisseur dispose alors de volumes d'énergie qui doivent être revendus sur le marché, ce qui l'expose à un risque en cas de vente de ces volumes à perte.

La CRE rappelle que les frais de résiliation visent à couvrir un risque réel pour les fournisseurs. Les clauses de résiliation doivent être proportionnées au risque supporté par les fournisseurs et être suffisamment explicites pour permettre aux consommateurs de bien mesurer les conséquences d'une éventuelle résiliation.

Dans les marchés publics, les clauses de résiliation sans indemnisation du fournisseur peuvent conduire à des surcoûts compte-tenu des risques pris par les fournisseurs, voire à des absences de réponse de la part de ces mêmes fournisseurs.

Plafonds prévus aux marchés publics [électricité et gaz]

Compte tenu des prix de marchés actuels, la CRE recommande que les plafonds inscrits dans les marchés publics soient exprimés en volumes d'énergie plutôt qu'en euros, afin de limiter le risque d'infructuosité de ces marchés en cas de forte envolée des prix.

Prix d'achat de référence dans les contrats « clics » [électricité et gaz]

Les formules dites « à clics » s'appuyaient souvent sur les prix à termes que la plate-forme EEX rend publics, ce qui permettait aux consommateurs de choisir leurs moments de « clics » en toute transparence.

Avant 2022, il était habituel pour les fournisseurs de faire payer aux clients le prix dit du « settlement » (prix public de clôture des marchés de la bourse d'échange EEX) augmenté d'une majoration définie au contrat de l'ordre de quelques dizaines de centimes d'euro pour compenser l'éventuel écart entre le prix d'achat effectif du fournisseur et le prix du settlement.

Depuis le début de l'année 2022, compte tenu de la volatilité des prix, il est devenu beaucoup plus difficile pour un fournisseur de répliquer le prix du settlement. La possibilité donnée aux clients de « cliquer » au prix du settlement comporte ainsi des risques élevés.

La CRE recommande donc aux acheteurs souhaitant « cliquer » au prix du settlement par souci de transparence, d'échanger en amont avec les fournisseurs pour évaluer le potentiel surcoût lié à cette option.

1



Le processus de contractualisation

Recommandation générale : anticiper la souscription de son contrat d'énergie

La première des priorités des acheteurs professionnels est d'anticiper leurs besoins d'achats d'énergie pour être en mesure de comparer les différentes options qui s'offrent à eux et disposer d'une marge de manœuvre pour signer leurs contrats dans des conditions de prix favorables. La CRE conseille d'adapter les moyens mis dans l'analyse fine des contrats d'énergie en fonction de la structure financière de l'entreprise et du poids des dépenses d'énergie.

Le « bon » moment pour signer son contrat ne peut pas être anticipé car l'évolution des prix de marché est, par nature, incertaine. Toutefois, en anticipant ses besoins d'achats d'énergie, le consommateur évite d'être captif des conditions de marché au moment où son contrat précédent arrive à échéance (à noter que les contrats dits « à clics » - cf. chapitre 2 -, permettent aux consommateurs de fixer progressivement le prix de l'énergie). L'anticipation permet également aux consommateurs de consulter le marché pour trouver l'offre la plus adaptée à leurs besoins, puisque plusieurs dizaines de fournisseurs sont aujourd'hui présents sur le marché français pour la plupart des segments et pour les deux énergies. Ces besoins (durée du contrat, périmètre, consommations estimées notamment) doivent être précisément qualifiés par les acheteurs car ils peuvent avoir une incidence forte sur le prix remis par les fournisseurs.

Concernant plus spécifiquement les contrats d'électricité, anticiper la signature de son contrat donne la garantie de pouvoir bénéficier d'un approvisionnement en électricité nucléaire historique (ARENH, cf. glossaire) dont le prix est plus avantageux que les prix de marché depuis plusieurs années. En effet, les fournisseurs déposent leurs demandes d'ARENH auprès de la CRE dans le cadre d'un « guichet ARENH » au plus tard le 21 novembre de chaque année, pour une livraison d'électricité sur l'année calendaire suivante. Les fournisseurs doivent donc connaître les besoins prévisionnels de leurs clients pour formuler leur demande et de nombreux fournisseurs indiquent réduire fortement leurs offres « avec ARENH » après les guichets ARENH.

Pour les consommateurs pour lesquels l'ARENH est une « brique explicite » du contrat de fourniture (cf. chapitre 2), il est même nécessaire d'anticiper d'avantage les demandes car les fournisseurs ont souvent besoin de plusieurs jours avant le guichet ARENH (de l'ordre d'une à trois semaines en fonction des fournisseurs) pour agréger ces demandes spécifiques. En pratique, de nombreux fournisseurs ne proposent plus d'offre avec ARENH « explicite » à compter du 1^{er} novembre de chaque année.

Au-delà d'une bonne anticipation, il est préférable, en particulier en période de forte volatilité des prix, que les acheteurs soient en mesure de répondre rapidement (parfois en moins de 24 heures) aux offres des fournisseurs, ce qui nécessite, notamment au sein des acteurs publics, de clarifier la gouvernance et le mode d'organisation pour la prise de décision. Dans un contexte de prix volatils, réduire le délai entre le dépôt de la proposition de prix du fournisseur et l'heure de réponse du client permet d'éviter que cette proposition de prix comporte un surcoût trop important. Ce surcoût reflète les risques pris par les fournisseurs pour maintenir leurs prix alors qu'eux-mêmes sont exposés à la volatilité du prix du marché pendant le délai de tenue des prix. Si, au jour dit, le marché traverse une phase de grande volatilité, il peut être recommandé de décaler la date de décision de quelques jours.

Recommandations spécifiques aux acheteurs publics

Les acheteurs publics effectuent leurs achats d'énergie dans le cadre prévu par le code de la commande publique. Ces achats sont réalisés, soit directement par les entités publiques, soit dans le cadre de groupements d'achats permettant de mutualiser les besoins et la mise en concurrence tout en gérant la complexité inhérente aux achats d'énergie. Ils donnent généralement lieu à une phase préalable de consultation informelle des acteurs (dite de « sourcing »), permettant aux acheteurs de bien préciser leurs besoins, et qui se traduit par des appels d'offres permettant de retenir un ou plusieurs fournisseurs sur la base de critères techniques, dans le cadre d'accords-cadres pluriannuels (d'une durée maximale de 4 ans). Des marchés dits « subséquents » sont ensuite attribués aux titulaires de l'accord-cadre, notamment sur la base du prix remis par les fournisseurs.

Il n'y a donc pas, stricto sensu, de phase de négociations entre un acheteur public et un fournisseur d'énergie, comme cela pourrait être le cas entre une entreprise privée et un fournisseur.

Dans le contexte de très forte hausse des prix de l'électricité et du gaz depuis mi-2021, les acheteurs publics, à l'instar des acheteurs privés, ont connu des difficultés importantes dans la souscription de nouveaux contrats telles que la réduction du nombre d'offres disponibles, les fortes hausses des prix de détail ou les complexités liées à la mise en œuvre des mesures de protection des consommateurs.

Ces difficultés ont parfois conduit à un très faible nombre – voire une absence – de réponse(s) des fournisseurs aux consultations des acheteurs publics. Il est à noter que les appels d'offres publics de fourniture de gaz ou d'électricité représentent en ordre de grandeur, environ 1 500 consultations par an (tous marchés publics confondus, en comptant les accords-cadres et les marchés subséquents). Les réponses à ces appels d'offres mobilisent des moyens importants chez les fournisseurs d'énergie.

Afin de s'assurer de la participation des fournisseurs aux marchés publics, la CRE encourage les acteurs publics à leur donner de la visibilité sur les calendriers prévisionnels de consultation et à adapter les délais pour leur permettre de répondre aux appels d'offres dans de bonnes conditions (qu'il s'agisse des réponses aux accords-cadres ou aux marchés subséquents). L'objectif est, in fine, de permettre aux fournisseurs de proposer les offres les plus adaptées aux besoins des acheteurs publics et aux meilleurs prix.

Le code de la commande publique donne par ailleurs la possibilité aux acheteurs de préparer la passation du marché, notamment à travers des consultations et études de marché et/ou en sollicitant des avis et en informant les opérateurs économiques de leurs projets. La CRE précise que cette phase, dite de « sourcing », donne l'occasion aux acheteurs publics de bien appréhender l'incidence de leurs choix sur le contenu des offres qui leur seront remises, notamment sur le prix remis par les fournisseurs.

Cette phase doit également permettre aux acheteurs publics de définir le niveau de risque auquel ils sont susceptibles de s'exposer, afin que les fournisseurs adaptent en conséquence la typologie d'offres proposées. Une attention particulière doit par ailleurs être apportée au lotissement des appels d'offres publics réalisé en amont de l'accord cadre. Généralement, les périmètres des lots sont (entre autres) déterminés par la zone de desserte où se situent les points de livraison, qu'il s'agisse des zones de desserte des deux principaux distributeurs – Enedis pour l'électricité, GRDF pour le gaz – ou des zones de desserte des entreprises locales de distribution (ELD). Ce n'est, néanmoins, pas toujours le cas, et des lots « mixtes » Enedis ou GRDF/ELD sont parfois soumis à consultation. Cela peut soulever des difficultés liées au fait que certains fournisseurs ne sont pas présents sur l'ensemble des zones de desserte des ELD, ce qui peut les conduire à ne pas se positionner sur des lots mixtes. À noter qu'il est possible de privilégier, via la note technique attribuée, les fournisseurs capables de répondre sur l'ensemble des lots, notamment en zone ELD.

Enfin, il est nécessaire que des délais suffisants soient laissés par les acheteurs publics, à la fois entre la publication du marché subséquent et la date limite de réponse des fournisseurs (au moins 10 jours) et entre l'attribution du marché subséquent et le début de la période de livraison (de l'ordre de 3 mois), pour permettre aux fournisseurs de collecter les données nécessaires à la facturation des clients et à la réalisation des demandes de changement de fournisseur auprès des gestionnaires de réseau de distribution.

2



Les contrats d'électricité

Depuis le 1^{er} janvier 2021, les Tarifs Réglementés de Vente d'Électricité (TRVE) s'adressent uniquement :

- aux consommateurs résidentiels ;
- aux clients professionnels dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA employant moins de 10 personnes et dont le chiffre d'affaires, les recettes ou le total de bilan annuel n'excèdent pas 2 M€.

Même s'il n'existe pas de définition précise, il peut être considéré que les consommateurs professionnels dits de « milieu » et « haut de portefeuille » correspondent au moins à l'un des critères suivants :

- les consommateurs professionnels dont les sites ont une puissance de raccordement supérieure à 36 kVA, ce qui correspond aux segments C1 à C4 auprès des gestionnaires de réseaux de distribution et de transport d'électricité⁽¹⁾ ;
- les clients dits « multi-sites », et dont le périmètre peut aussi bien compter des petits sites (puissance de raccordement inférieure ou égale à 36 kVA « C5 »), que des sites C1 à C4. On considère en général qu'un client est de « milieu » de portefeuille dès lors qu'il compte une vingtaine de sites dans son périmètre ;
- les clients dont le niveau de consommation est supérieur à 1 GWh/an.

Tous les consommateurs dits « de milieu » et « haut de portefeuille » se voient en général proposer des offres « individualisées » par les fournisseurs, avec un niveau de personnalisation du contrat qui croît proportionnellement à la consommation du client. À l'inverse, les clients qui ne relèvent pas du « milieu de portefeuille » selon les critères exposés ci-dessus, se voient plutôt proposer des offres standardisées.

Les différents types de contrat

Le présent document n'aborde pas les offres proposées au marché de masse. En particulier, les consommateurs éligibles aux TRVE peuvent se voir proposer par certains fournisseurs des offres indexées aux TRVE.

Pour les consommateurs des segments visés par le présent document, il est possible de distinguer trois grandes familles de formules de prix de la fourniture d'électricité :

- ▶ **les offres « à prix fixe »** : ces offres s'adressent généralement à des clients dont le niveau de consommation est inférieur à 10 GWh/an. Ces offres présentent l'avantage de la simplicité et donnent de la visibilité aux consommateurs sur le prix qu'ils paieront sur la durée du contrat. Elles permettent donc de fixer un « budget électricité » qui ne sera pas soumis aux aléas des variations de prix sur les marchés de gros, hors écrêtement (cf. infra) ;
- ▶ **les offres « à clics »** : ces offres s'adressent généralement aux clients dont la consommation est supérieure à 10 GWh/an. Elles permettent aux clients de définir eux-mêmes, via des prises de position sur les marchés, dites « clics », le moment et donc le niveau de l'approvisionnement sur le marché, en complément de l'ARENH. Elles permettent donc aux clients de gérer eux-mêmes leur approvisionnement mais nécessitent une certaine expertise de la part des consommateurs ;

- ▶ **les offres dites « BLOCS + ARENH + SPOT » ou « Sur mesure »** s'adressent principalement au haut voire « très haut » de portefeuille (consommation généralement supérieure à 50 GWh/an). Il s'agit d'offres dans lesquelles les consommateurs disposent d'une pleine maîtrise de la fixation ou de l'indexation de leur prix et qui nécessitent également un certain niveau d'expertise dans les achats d'énergie. Ces offres sont celles qui exposent le plus le client à la volatilité des prix une fois le contrat signé et impliquent une incertitude sur le niveau de prix final.

La CRE souligne que la grande majorité des offres souscrites comprennent une part ARENH, qu'elle soit explicitement visée dans le contrat ou non. La prise en compte de l'ARENH s'appuie sur la fixation du droit ARENH et l'écrêtement ARENH, paramètres qui sont abordés dans les sections 4.1 et 4.2.

NB (1) : La segmentation des offres par volume de consommation est ici indicative et ne préjuge pas des pratiques propres à chaque fournisseur.

NB (2) : il a pu exister des offres n'intégrant pas de part d'approvisionnement à l'ARENH lorsque les prix de marché étaient bas. De telles offres présentent aujourd'hui peu d'intérêt pour les consommateurs compte tenu des prix élevés constatés sur les marchés de gros depuis 2021. (1) C1 : point de connexion auquel est associé un contrat CARD ; C2 : point de connexion raccordé en HTA, auquel est associé un contrat unique et pour lequel la reconstitution des flux est assurée via la courbe de charge mesurée ; C3 : point de connexion raccordé en HTA, auquel est associé un contrat unique et pour lequel la reconstitution des flux est assurée via la courbe de charge profilée ; C4 : point de connexion raccordé en BT > 36 kVA et auquel est associé un contrat unique.

Les offres à prix fixe

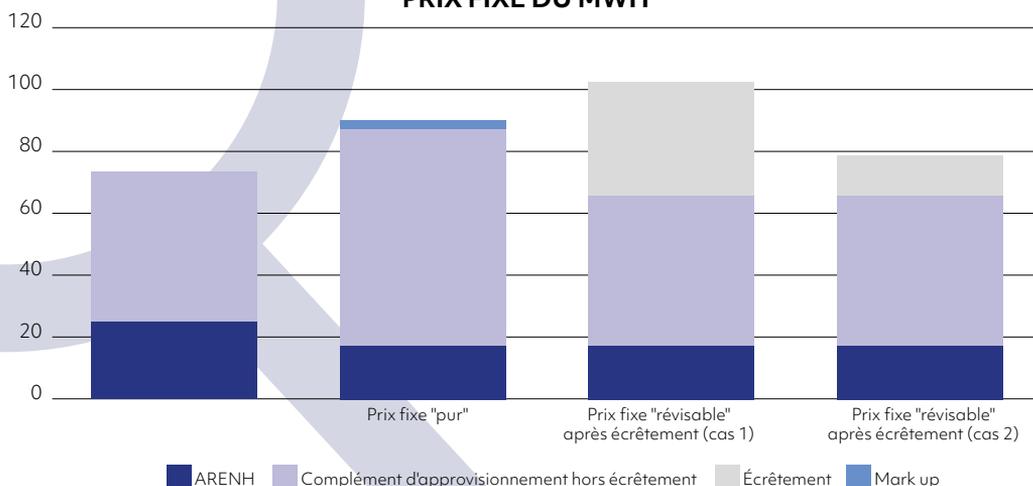
Les offres à prix fixe, c'est-à-dire dont, a minima, le prix de l'énergie hors taxe est fixé pour une période définie par le contrat, sont généralement privilégiées pour des consommateurs dont les consommations sont inférieures à 10 GWh/an. Elles peuvent cependant être proposées à tous les types de consommateurs, quel que soit le niveau de consommation. En donnant au client de la visibilité sur le prix qu'il paiera tout au long de la période du contrat, ces offres permettent aux acheteurs de fixer leur budget « achats d'électricité » sur toute la durée du contrat.

Il convient cependant d'être vigilant sur les caractéristiques des offres à « prix fixe ». On distingue en effet les prix fixes « non-révisables » des prix fixes dits « révisables » ou « indexés ARENH » :

- ▶ lors de la signature d'un contrat à prix fixe « non-révisable », le fournisseur s'engage à facturer un prix de l'énergie, hors taxe, fixé pour la période définie par le contrat. Dans cette situation, le contrat ne comporte aucune clause de régularisation du prix ultérieure, en particulier pas de clause liée au niveau d'écrêtement de l'ARENH dans le cas de l'atteinte du plafond ou d'une éventuelle évolution du dispositif ARENH (changement du plafond ARENH, évolution du coefficient de bouclage, prix). Le prix hors taxe de fourniture affiché au moment de la signature n'est donc pas amené à évoluer ;
- ▶ lors de la signature d'un contrat à prix fixe dit « révisable » ou « indexé ARENH », le fournisseur s'engage à facturer un prix hors taxe fixé pour la période définie par le contrat. Toutefois, le contrat comporte potentiellement des clauses de révision du prix en fonction des paramètres du dispositif ARENH, en particulier l'écrêtement.

Prix unitaire en €/MWh

PRIX FIXE DU MWH



Impact de l'écrêtement sur un contrat à « prix fixe indexé ARENH »

La figure ci-dessus illustre l'impact potentiel de l'écrêtement ARENH sur le prix de la fourniture dans deux contrats prix fixes. Elle a été construite en prenant comme hypothèses : un prix de l'ARENH à 42 €/MWh, un prix de marché à 120 €/MWh au moment de la signature du contrat et un prix de marché de 200 €/MWh dans le cas 1 et de 70 €/MWh dans le cas 2 au moment de la couverture des volumes écrêtés.

Dans cet exemple, au moment de la signature du contrat, l'ARENH permet au fournisseur de proposer une offre plus compétitive que le prix de marché. Le client se voit ainsi proposer :

- ▶ une offre à prix fixe « révisable » à 73 €/MWh qui prend en compte le droit ARENH du client à hauteur de 60% des volumes totaux et un approvisionnement du complément au marché à hauteur de 40% des volumes totaux ;
- ▶ une offre à prix fixe « pur » à 89 €/MWh dans laquelle le fournisseur a anticipé un écrêtement de 30% à venir lors du guichet ARENH. Il a donc considéré un droit ARENH écrêté du client à hauteur de 42% des volumes totaux, une couverture de l'écrêtement ARENH à hauteur de 18% des volumes totaux et un approvisionnement du complément au marché à hauteur de 40% des volumes totaux. Il convient de noter que dans cette situation, une prime de risque sera vraisemblablement ajoutée par le fournisseur en raison du risque d'erreur dans l'anticipation de l'écrêtement ARENH.

Il est probable qu'une telle prime soit toutefois plus réduite que les écarts qui peuvent être observés sur les prix de marché. À titre d'illustration, une prime arbitraire de 2 €/MWh a été ajoutée dans le graphique.

Dans l'hypothèse où le guichet ARENH ferait ressortir un taux d'écrêtement de 30 %, alors :

- ▶ le client en offre à prix fixe « pur », ne voit pas son prix modifié. Il est donc toujours de 89 €/MWh ;
- ▶ dans le cas 1 avec un prix de marché de 200 €/MWh au mois de décembre, le client en offre à prix fixe « révisable » voit son prix augmenter de 29 €/MWh. En effet, en raison de l'écrêtement, le fournisseur doit racheter au prix de marché de l'énergie à 200 €/MWh et répercute ce coût au consommateur. La facture augmente ainsi de 73 €/MWh à 102 €/MWh ;
- ▶ dans le cas 2 avec un prix de marché de 70 €/MWh au mois de décembre, le client en offre à prix fixe « révisable » voit son prix augmenter de 5 €/MWh. En effet, en raison de l'écrêtement, le fournisseur doit racheter au prix de marché de l'énergie à 70 €/MWh et répercute ce coût au consommateur. La facture augmente ainsi de 73 €/MWh à 78 €/MWh.

En fonction des prix au mois de décembre, la formule prix fixe indexé ARENH peut ainsi être plus ou moins avantageuse que la formule prix fixe pur, avec des écarts parfois conséquents.

La CRE attire ainsi l'attention des consommateurs sur l'impact potentiel de l'écrêtement ARENH sur la révision du prix dans les offres à prix fixes « révisables ». Au moment de souscrire un contrat à prix fixe, le client peut opter pour un contrat à prix fixe « non révisable », dans lequel le prix est a priori plus élevé mais réellement « fixé », ou un prix fixe « révisable », a priori moins élevé, mais dont le prix final dépend du niveau d'écrêtement ARENH.

Les offres « à clics »

Les offres à clics permettent à des consommateurs de fixer eux-mêmes progressivement, au moment où ils le désirent, le prix de leur contrat. Ces offres s'adressent souvent à des consommateurs de taille moyenne à grande, c'est-à-dire dont la consommation annuelle excède 10 GWh. En plus de la partie de l'énergie approvisionnée par l'ARENH, un complément est approvisionné sur le marché de gros à terme au travers d'actions déclenchées par le consommateur, nommées « clics ». Les « clics » doivent généralement être effectués en amont de la période de livraison du contrat, mais peuvent être effectués ultérieurement lorsque des produits de marchés de maturité infra-annuelle peuvent être utilisés. Les contrats à clics prévoient généralement un certain nombre de « clics » possibles et, en fonction des offres, les produits de marché accessibles et les volumes correspondant peuvent être plus ou moins larges. Ce type d'offre permet aux clients qui le souhaitent de « lisser » l'approvisionnement en électricité, pour rendre le prix moins dépendant des conditions de marché au moment de la signature du contrat. Cela nécessite, en contrepartie, une implication et une expertise plus fortes du client, qui pilote sa stratégie de couverture. Le client doit ainsi assurer un suivi régulier des prix sur le marché de gros et disposer d'une organisation opérationnelle lui

permettant de prendre ces actions dans des délais courts.

Les clients qui souscrivent des offres à clics se font parfois accompagner par des experts indépendants du fournisseur (assistants à maîtrise d'ouvrage ou consultants externes) pour « cliquer » au bon moment ou laissent la main au fournisseur sur la méthode de lissage du prix.

Les offres à « clics » permettent une participation active des consommateurs dans la construction du prix de leur offre de fourniture. Elles permettent, pour les consommateurs qui le souhaitent, d'optimiser leur stratégie de fixation de prix librement, mais doivent reposer sur une certaine expertise ainsi qu'un niveau de vigilance accru.

La CRE souligne que les offres à « clics » ne sont pas adaptées à tous les consommateurs et que, bien qu'elles soient un outil puissant de lissage des fluctuations des prix de marché pour la livraison sur une année donnée, la stratégie de placement des clics doit être clairement définie par le consommateur comme un compromis entre visibilité sur le prix futur et lissage.

La CRE souligne enfin qu'il n'existe pas de tendance universelle encadrant les fluctuations des prix sur les marchés de gros. À ce titre, l'usage de « clics » implique inévitablement la possibilité de manquer, ou au contraire bénéficier, des occasions les plus avantageuses.

Les offres « ARENH + bloc + spot »

Certains clients peuvent disposer d'offres plus personnalisées. Ces offres sont en pratique principalement proposées aux consommateurs dont la consommation annuelle est supérieure à 50 GWh.

En plus de l'approvisionnement via l'ARENH à hauteur de ses droits, le client est libre de fixer la méthode d'approvisionnement du complément d'électricité à approvisionner sur le marché.

Il peut opter pour l'achat de blocs d'énergie sur le marché à terme (partie « clics ») et/ou s'approvisionner directement sur le marché court terme (marché dit « spot »). La répartition entre blocs et achats au spot est laissée à la main du client, le fournisseur pouvant néanmoins jouer un rôle de conseiller dans ces opérations.

Notons que le fournisseur laisse en général au client la possibilité de cliquer soit en pourcentage de sa consommation, soit en quantité de produits de marché (blocs en MW).

La 1^{re} option permet au client de s'approvisionner au plus près de ses besoins. Elle présente cependant un risque pour le fournisseur en cas d'écart par rapport à la consommation prévisionnelle du client, risque que le fournisseur couvre généralement par une prime. Dans la seconde option, le fournisseur ne prend pas de risque et c'est le client qui fait l'estimation de sa consommation et des blocs nécessaires pour l'approvisionner. Il ne paiera

donc pas de prime de risque mais doit mieux maîtriser son estimation de consommation et être prêt à régler des écarts au spot.

Les indexations au spot sont celles qui exposent le plus le client à la volatilité des prix une fois le contrat signé. Principalement proposées aux consommateurs industriels capables d'adapter leur consommation en fonction des prix, elles sont aujourd'hui également proposées à des plus petits consommateurs qui disposent d'un certain niveau d'expertise dans leurs achats d'énergie. Elles peuvent constituer une option alternative à un engagement sur un prix fixe dans un contexte de prix à termes élevés. Elles sont conseillées aux clients ayant une consommation flexible ou acceptant un manque de visibilité sur leur budget en contrepartie d'une diminution des primes de risques et ayant développé une expertise en achat d'énergie.

Les différentes composantes du contrat d'électricité

La période de fourniture

La période de fourniture est définie par une date de début et une date de fin de livraison.

La période de fourniture est, en pratique, souvent comprise entre 1 an et 3 ans. Certains grands consommateurs bénéficient de contrats pluriannuels pouvant aller au-delà.

Plus rarement, des contrats de fourniture sont signés pour des périodes infra-annuelles. De tels contrats ne sont pas proposés par l'ensemble des fournisseurs, mais peuvent s'avérer utiles pour les consommateurs souhaitant plus de flexibilité dans la révision de leur contrat. Cette pratique s'est notamment développée en fin d'année 2022 compte tenu de la hausse importante des prix sur les marchés de gros, certains consommateurs souhaitant éviter de s'engager sur de longues périodes aux conditions de l'époque. Il est à noter que les contrats avec des durées infra-annuelles ne donnent pas la garantie de pouvoir bénéficier d'électricité nucléaire historique à prix régulé (ARENH). À ce titre, ces contrats sont dans la pratique, transitoires : généralement la grande majorité des contrats sont signés à la

maille annuelle, notamment du fait des pratiques comptables et de la liquidité plus importante des produits de marché calendaires sur les marchés de gros.

Il convient enfin de souligner que, quelle que soit sa durée, l'engagement sur un prix de contrat par un fournisseur s'accompagne souvent de clauses prévoyant des frais en cas de résiliation anticipée du contrat. Les frais de résiliation sont abordés dans le chapitre 4.

Les consommateurs souhaitent souvent avoir de la visibilité, dans la durée, sur le prix de l'électricité qu'ils consomment. Il peut néanmoins s'avérer pertinent d'adapter la durée des contrats si les conditions de contractualisation sont contraintes, notamment en cas d'échéances courtes avant la fin du contrat en cours ou de période de crise sur les marchés. Contractualiser dans ce genre de situation peut conduire à être engagé dans des conditions sous-optimales sur plusieurs années ou, à défaut, à s'exposer à des frais de résiliation anticipés des contrats parfois importants en cas de dénonciation du contrat.

Le périmètre de fourniture

Le périmètre de fourniture correspond à la consommation annuelle prévisionnelle des sites à fournir. Ce périmètre de fourniture sert de base à la construction des prix par les fournisseurs.

Cette consommation peut être détaillée par poste horo-saisonnier, voire être fournie sous la forme d'une « courbe de charge » prévisionnelle évoluant à un pas de temps fin.

La consommation prévisionnelle est une donnée centrale dans la construction des offres des fournisseurs : elle définit les volumes d'électricité que les fournisseurs doivent approvisionner sur les marchés de gros sur chaque pas de temps. Les écarts entre la consommation réelle et la consommation prévisionnelle génèrent un coût potentiel pour le fournisseur.

Les risques d'écart sont, soit couverts par les fournisseurs dans les offres sous forme de marges, appelées « primes de risque », soit supportés directement par le consommateur, dans certains types d'offres, dites « sur mesure ».

Pour les clients « multisites », les contrats peuvent également distinguer différents lots qui sont caractérisés par le nombre de sites, les segments associés et leurs consommations prévisionnelles.

La définition du périmètre de consommation s'accompagne, dans certains cas (principalement pour les clients de haut de portefeuille), de clauses d'engagement du client sur son niveau de consommation. La consommation prévisionnelle est alors

encadrée par un « tunnel » de tolérance. Une consommation finale réelle se situant hors de ce tunnel engendre des pénalités pour le client ou des régularisations par exemple au prix spot. En contrepartie, le fournisseur limite les primes de risques dans les prix facturés aux clients.

Lorsque les prix sur les marchés de gros étaient plus bas et moins volatils, les écarts entre consommation prévisionnelle et consommation réalisée induisaient des surcoûts maîtrisables pour les fournisseurs et ainsi, des primes de risques contenues. Dans un contexte de prix élevés, de tels écarts induisent des primes de risques parfois très importantes qui viennent augmenter fortement le prix des contrats.

Enfin, des clauses de flexibilité en « nombre de sites » peuvent également être proposées dans certains contrats multisites.

La CRE souligne l'importance que les consommateurs définissent le plus précisément possible leurs besoins en amont de la souscription d'un contrat afin de limiter les incertitudes pesant sur l'approvisionnement des fournisseurs et de maîtriser en conséquence les primes de risque facturées par les fournisseurs. Il est recommandé aux consommateurs d'adapter leurs exigences de flexibilité à leurs besoins réels afin d'éviter de s'exposer à des primes de risque inutilement élevées.

Le prix de la fourniture d'électricité

Le prix de la fourniture, qui est défini selon différentes formules tarifaires (offres à prix fixe, à « clics », ou « ARENH + bloc + spot ») correspond à la somme de plusieurs coûts :

- ▶ les coûts d'approvisionnement en électricité des fournisseurs, ou « part énergie » ;
- ▶ les coûts d'approvisionnement en garanties de capacité ;
- ▶ les coûts commerciaux des fournisseurs (service clients, etc.) ;
- ▶ la marge des fournisseurs ;
- ▶ les éventuels autres coûts (notamment les Certificats d'Économie d'Énergie (CEE) et les garanties d'origine).

Ce prix est proportionnel à la consommation, même s'il convient de noter que certains coûts peuvent aussi être intégrés à la partie abonnement (cf. p.26). À ce titre, les fournisseurs communiquent, dans les contrats, sur un prix unitaire en €/MWh qui englobe les différents coûts du fournisseur. Enfin, il est à noter que le choix de prix horo-saisonniers (heures pleines/heures creuses, été/hiver) peut être plus adapté à certains clients et leur permet, notamment, d'optimiser leur facture grâce à leur capacité de pilotage de leur consommation.

Le prix des garanties de capacité

Le code de l'énergie établit, dans ses articles L. 335-1 et suivants, un dispositif d'obligation de capacités. 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 prix unitaire des garanties de capacité de l'offre, en €/MWh correspond au produit de l'obligation de capacité par le prix d'achat des garanties de capacité rapporté au volume total de consommation du client.

Les obligations de garanties de capacité sont calculées pour un fournisseur en fonction de la consommation de son portefeuille pendant les périodes de pointe (heures PP1 publiées par RTE, www.services-rte.com/fr/visualisez-les-donnees-publiees-par-rte/signaux-pp1-et-pp2.html).

L'obligation de capacité qu'un client fait peser sur son fournisseur dépend donc directement de sa consommation pendant ces heures de pointe (PP1). Le prix d'achat des garanties de capacité est communiqué par le fournisseur dans le contrat. Il dépend souvent du prix résultant des enchères des garanties de capacité organisées par EPEXSPOT.

En pratique, le prix des garanties de capacité est généralement annuel et peut varier d'un fournisseur à l'autre en fonction des hypothèses de consommation prévisionnelle retenues ou de modalités d'indexation du prix des garanties de capacité différentes. Notons enfin que le fournisseur peut offrir aux consommateurs du haut de portefeuille la possibilité de donner ses propres ordres d'enchères de garanties de capacité.

Le prix des certificats d'économie d'énergie

Les CEE constituent l'un des principaux instruments de la politique de maîtrise de la demande énergétique. Ce dispositif repose sur une obligation triennale de réalisation d'économies d'énergie en CEE (1 CEE = 1 kWh cumac d'énergie finale) imposée aux fournisseurs d'énergie (les "obligés"). Ceux-ci sont ainsi incités à promouvoir activement l'efficacité énergétique auprès des consommateurs d'énergie : ménages, collectivités territoriales ou professionnels.

Autrement dit, les fournisseurs sont obligés de collecter des CEE pour les consommations de leurs clients dont les sites sont assujettis. Cette éligibilité dépend de la branche d'activité du site. À titre indicatif, les consommateurs industriels sont exemptés de CEE tandis que les consommateurs du secteur tertiaire et particuliers sont contributeurs du dispositif. Les CEE se distinguent en CEE classiques et « CEE précarités ». Le fonctionnement est identique pour ces deux types de CEE.

Le prix payé en €/MWh dépend :

- ▶ du coefficient d'obligation de CEE, identique pour tous les fournisseurs et communiqué par la DGEC (www.ecologie.gouv.fr/dispositif-des-certificats-deconomies-denergie). À titre d'information, le coefficient d'obligation de CEE classique en 2023 est 0,478 MWhcumac/MWh et le coefficient d'obligation de CEE précarité est 0,62 MWhcumac/MWh ;
- ▶ du prix d'achat des CEE pour le fournisseur. Celui-ci peut varier d'un fournisseur à l'autre. Il est possible d'avoir un repère de prix en consultant l'évolution du prix des CEE de C2E Market (c2emarket.com/prix-des-cee/). À titre d'information, en mai 2023, le prix moyen pondéré du CEE classique est de 7,39 €/MWhcumac et le prix moyen pondéré du CEE précarité est de 7,52 €/MWhcumac.

À partir du produit du prix en €/MWhcumac et du coefficient d'obligation, il est possible de calculer le coût du CEE en €/MWh en cas d'éligibilité du site. À titre d'exemple, en mai 2023, le coût unitaire du CEE classique est de 3,5 €/MWh et le coût unitaire du CEE précarité est de 4,7 €/MWh.

Le prix des garanties d'origine électriques (ne concerne que les offres « vertes »)

La garantie d'origine (GO) est un document électronique permettant au consommateur d'avoir la garantie que la production d'électricité est issue d'énergies renouvelables ou de cogénération. Si un fournisseur couvre tout ou partie de l'énergie qu'il vend à un consommateur par des GO, cette quantité est dite « verte ».

Le marché des GO permet d'acheter des GO associées à une installation précise, une filière et un emplacement géographique.

Certains fournisseurs proposent des services complémentaires aux GO pour les consommateurs souhaitant contribuer activement à la transition énergétique. On note notamment les services d'adéquation au pas demi-heure de la production d'installation d'énergies renouvelables à la consommation, ou encore la contractualisation d'achat direct d'énergie (« Power Purchase Agreement », ou PPA).

Les coûts commerciaux, les primes de risques et la rémunération du fournisseur

En plus de couvrir ses coûts de commercialisation, la part fourniture doit également couvrir les primes de risques et la rémunération du fournisseur. Les deux risques principaux encourus par le fournisseur sont :

- ▶ risque de « volume » : écarts de consommation par rapport aux prévisions du portefeuille qui font courir aux fournisseurs un risque d'exposition au marché de gros de court terme ;
- ▶ risque de « forme » : le profil de consommation horaire des clients ne peut pas être couvert au moment de l'engagement du contrat, compte tenu des produits (maturité / liquidité) pouvant être traités sur les marchés de gros de l'électricité en France. Des produits intermédiaires sont donc achetés pour sécuriser l'approvisionnement. Un risque existe donc sur les écarts éventuels de prix entre les différents produits.

Les coûts commerciaux ont, par ailleurs, vocation à couvrir certains coûts de fonctionnement du fournisseur, les frais ou besoin de trésorerie associés aux marchés de gros, etc.

Les risques pris par le fournisseur et inclus dans sa rémunération dépendent de la formule tarifaire de la part énergie choisie par le client. À titre indicatif, dans un contrat prix fixe, le fournisseur garantit le prix payé par le client et s'expose donc à un certain nombre de risques qu'il doit rémunérer. À l'inverse, dans un contrat indexé au spot, le risque est davantage porté par le client et la prime de risque du fournisseur est faible.

L'abonnement

Au même titre que les consommateurs particuliers paient un abonnement souvent fonction de la puissance souscrite, les consommateurs du milieu et haut de portefeuille paient dans leur facture une part fixe indépendante de leur consommation. Cette part permet notamment au fournisseur de couvrir ses coûts fixes. Plus la consommation du client est importante et plus l'impact de son abonnement est dilué dans la facture finale. Notons enfin que certains consommateurs de haut de portefeuille font explicitement la demande au fournisseur de bénéficier d'un prix uniquement en €/MWh, sans part fixe. Dans ce cas, le fournisseur prend un risque de couverture de ses coûts fixes par les volumes et l'offre peut comporter, toutes choses égales par ailleurs, plus de primes de risques.

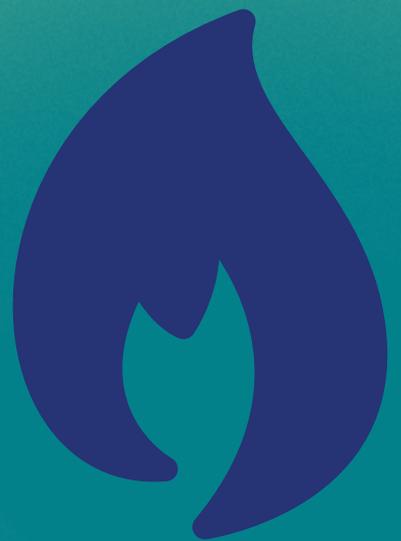
Le coût de l'acheminement

L'acheminement est payé au travers du Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE). Celui-ci est fixé par la CRE et identique pour tous les fournisseurs. Il peut être refacturé à l'euro par le fournisseur ou intégré dans le prix précisé par le contrat. La CRE invite donc les clients à comparer des prix homogènes de ce point de vue. Le niveau du coût d'acheminement peut varier, d'un consommateur à l'autre, en fonction des niveaux de puissances souscrites ou encore des caractéristiques de consommation (abattement). Certains fournisseurs ou tiers proposent à ce titre d'accompagner les consommateurs en optimisant leurs puissances souscrites afin de réduire leur facture.

Les taxes

Les taxes et contributions payées sur la facture d'électricité sont la contribution tarifaire d'acheminement (CTA), la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE) et taxe sur la valeur ajoutée (TVA). Le niveau de ces taxes est identique pour tous les fournisseurs. La CRE appelle les consommateurs à être attentifs aux taux réduits qui leur sont applicables selon leur code NAF. Elle les invite à veiller, le cas échéant, à en informer leur fournisseur, et à vérifier la bonne application de ces taux dans leurs factures.

3



Les contrats de gaz

Depuis le 1^{er} décembre 2020, les sites non résidentiels ne sont plus éligibles au Tarif Réglementé de Vente de Gaz.

Même s'il n'existe pas de définition précise, il peut être considéré que les consommateurs professionnels dits de « milieu » et « haut de portefeuille » correspondent, aux clients dont le niveau de consommation est supérieur à 1 GWh/an.

Tous les consommateurs dits « de milieu » et « haut de portefeuille » se voient en général proposer des offres « individualisées » par leurs fournisseurs, avec un niveau de personnalisation du contrat qui croît proportionnellement à la consommation du client. À l'inverse, les clients qui consomment moins d'1 GWh/an se voient plutôt proposer des offres standardisées.

Les différents types de contrat

Pour les consommateurs des segments visés par le présent document, il est possible de distinguer trois grandes familles de formules de prix de la fourniture de gaz naturel :

- ▶ les offres « à prix fixe » : ces offres s'adressent généralement à des clients dont le niveau de consommation est inférieur à 10 GWh/an. Ces offres présentent l'avantage de la simplicité et donnent de la visibilité aux consommateurs sur le prix qu'ils paieront sur la durée du contrat. Elles permettent donc de fixer un budget « achat de gaz » qui ne sera pas soumis aux aléas des variations de prix sur les marchés de gros ;
- ▶ les offres « à clics » : ces offres s'adressent généralement aux clients dont la consommation est supérieure à 10 GWh/an. Elles permettent aux clients de définir eux-mêmes, via des prises de position sur les marchés,

dites « clics », le moment et donc le niveau de l'approvisionnement sur le marché. Elles permettent donc aux clients de gérer eux-mêmes leur approvisionnement mais nécessitent une certaine expertise de la part des consommateurs ;

- ▶ les offres « indexées au marché » : ces offres permettent de recevoir directement les signaux de prix de marché. Elles permettent notamment aux consommateurs flexibles d'adapter leur consommation lors des pics de prix, mais elles nécessitent en contrepartie d'être averti sur les risques liés à aux évolutions des prix de marchés de gros et à sa volatilité.

NB : La segmentation des offres par volume de consommation est ici indicative et ne préjuge en rien des pratiques des fournisseurs.

Les offres à prix fixe

Les offres à prix fixe, c'est-à-dire dont, a minima, le prix de l'énergie hors taxe est fixé pour une période définie par le contrat, sont généralement privilégiées pour des consommateurs dont les consommations sont inférieures à 10 GWh/an. Elles peuvent cependant être proposées à tous les types de consommateurs, quel que soit le niveau de consommation. En donnant au client de la visibilité sur le prix qu'il paiera tout au long de la période du contrat, ces offres permettent aux acheteurs de fixer leur budget « achats de gaz » sur toute la durée du contrat.

Les offres à clics

Moins répandues dans les contrats de fourniture de gaz naturel que dans les contrats de fourniture d'électricité, les offres à clics permettent à des consommateurs de fixer eux-mêmes progressivement, au moment où ils le désirent, le prix de leur contrat. Ces offres s'adressent souvent à des consommateurs de taille moyenne à grande, c'est-à-dire dont la consommation annuelle excède 10 GWh. Dans ce type de contrat, l'approvisionnement en gaz naturel est réalisé sur le marché de gros à terme au travers d'actions déclenchées par le consommateur, nommées « clics ». Les « clics » doivent généralement être effectués en amont de la période de livraison du contrat, mais peuvent être effectués ultérieurement lorsque des produits de marchés de maturité infra-annuelle peuvent être utilisés. Les contrats à clics prévoient généralement un certain nombre de « clics » possibles et, en fonction des offres, les produits de marché

accessibles et les volumes correspondant peuvent être plus ou moins larges.

Ce type d'offre permet aux clients qui le souhaitent de « lisser » l'approvisionnement en gaz, pour rendre le prix moins dépendant des conditions de marché au moment de la signature du contrat. Cela nécessite, en contrepartie, une implication et une expertise plus fortes du client, qui pilote sa stratégie de couverture. Le client doit ainsi assurer un suivi régulier des prix sur le marché de gros et disposer d'une organisation opérationnelle lui permettant de prendre ces actions dans des délais courts.

Les clients qui souscrivent des offres à clics se font parfois accompagner par des experts indépendants du fournisseur (assistants à maîtrise d'ouvrage, consultant externe) pour « cliquer » au bon moment ou laisser la main au fournisseur sur la méthode de lissage du prix.

Les offres à « clics » permettent une participation active des consommateurs dans la construction du prix de leur offre de fourniture. Elles permettent, pour les consommateurs qui le souhaitent, d'optimiser leur stratégie de fixation de prix librement, mais doivent reposer sur une certaine expertise ainsi qu'un niveau de vigilance accru.

La CRE souligne que les offres à « clics » ne sont pas adaptées à tous les consommateurs et que, bien qu'elles soient un outil puissant de lissage des fluctuations des prix de marché pour la livraison sur une année donnée, la stratégie de placement des clics doit être clairement définie par le consommateur comme un compromis entre visibilité sur le prix futur et lissage.

La CRE souligne enfin qu'il n'existe pas de tendance universelle encadrant les fluctuations des prix sur les marchés de gros. À ce titre, l'usage de « clics » implique inévitablement la possibilité de manquer, ou au contraire bénéficier, des occasions les plus avantageuses.

Les offres indexées au marché

Les consommateurs de gaz peuvent également souscrire des contrats avec une formule de prix indexée sur des produits du marché « Point d'échange gaz » (PEG). L'indexation la plus utilisée est mensuelle (« Month Ahead » ou « PEG MA »), le consommateur voyant ainsi le prix de sa fourniture évoluer chaque mois.

Les fournisseurs proposent également des indexations sur le marché spot (« Day Ahead » ou PEG DA). Ces offres

sont, en pratique, plutôt utilisées par les consommateurs de très haut de portefeuille.

Ces offres permettent de recevoir directement les signaux de prix de marché de court terme et permettent notamment aux consommateurs flexibles d'adapter leur consommation lors des pics de prix, mais elles nécessitent en contrepartie d'être averti sur les risques liés aux évolutions des prix de marchés de gros et à sa volatilité.

Les différentes composantes du contrat de gaz

La période de fourniture

La période de fourniture est définie par une date de début et une date de fin de livraison.

La période de fourniture est, en pratique, souvent comprise entre 1 an et 3 ans. Certains grands consommateurs bénéficient de contrats pluriannuels pouvant aller au-delà.

Plus rarement, des contrats de fourniture sont signés pour des périodes infra-annuelles. De tels contrats ne sont pas proposés par l'ensemble des fournisseurs, mais peuvent s'avérer utiles pour les consommateurs souhaitant plus de flexibilité dans la révision de leur contrat. Cette pratique s'est notamment développée en fin d'année 2022 compte tenu de la hausse importante des prix sur les marchés de gros, certains consommateurs souhaitant éviter de s'engager sur de longues périodes aux conditions de l'époque.

Il convient enfin de souligner que, quelle que soit sa durée, l'engagement sur

un prix de contrat par un fournisseur s'accompagne souvent de clauses prévoyant des frais en cas de résiliation anticipée du contrat. Les frais de résiliation sont abordés dans le chapitre 4.

Les consommateurs souhaitent souvent avoir de la visibilité, dans la durée, sur le prix du gaz naturel qu'ils consomment. Il peut néanmoins s'avérer pertinent d'adapter la durée des contrats si les conditions de contractualisation sont contraintes, notamment en cas d'échéances courtes avant la fin du contrat en cours ou de période de crise sur les marchés. Contractualiser dans ce genre de situation peut conduire à être engagé dans des conditions sous-optimales sur plusieurs années ou, à défaut, à s'exposer à des frais de résiliation anticipés des contrats parfois importantes en cas de dénonciation du contrat.

Le périmètre de consommation

Le périmètre de fourniture correspond à la consommation annuelle prévisionnelle des sites à fournir. Ce périmètre de fourniture sert de base à la construction des prix par les fournisseurs. Cette consommation est fournie sous la forme d'une courbe de consommation prévisionnelle évoluant à un pas de temps fin.

La consommation prévisionnelle est une donnée centrale dans la construction des offres des fournisseurs : elle définit les volumes de gaz que les fournisseurs doivent approvisionner sur les marchés de gros sur chaque pas de temps. Les écarts entre la consommation réelle et la consommation prévisionnelle génèrent un coût potentiel pour le fournisseur.

Les risques d'écart sont couverts par les fournisseurs dans les offres sous forme de marges, appelées « primes de risque ».

Pour les clients « multisites », les contrats peuvent également distinguer différents lots qui sont caractérisés par le nombre de sites, les segments associés et leurs consommations prévisionnelles.

La définition du périmètre de consommation s'accompagne, dans certains cas (principalement pour les clients de haut de portefeuille), de clauses d'engagement du client sur son niveau de consommation. La consommation prévisionnelle est alors encadrée par un « tunnel » de tolérance. Une consommation finale réelle se

situant hors de ce tunnel engendre des pénalités pour le client ou des régularisations par exemple au prix spot. En contrepartie, le fournisseur limite les primes de risques dans les prix facturés aux clients.

Lorsque les prix sur les marchés de gros étaient plus faibles et moins volatils, les écarts entre consommation prévisionnelle et consommation réalisée induisaient des surcoûts maîtrisables pour les fournisseurs et, ainsi, des primes de risques contenues. Dans un contexte de prix élevés, de tels écarts induisent des primes de risques parfois très importantes qui viennent augmenter fortement le prix des contrats.

Enfin, des clauses de flexibilité en « nombre de sites » peuvent également être proposées dans certains contrats multisites.

La CRE souligne l'importance que les consommateurs définissent le plus précisément possible leurs besoins en amont de la souscription d'un contrat afin de limiter les incertitudes pesant sur l'approvisionnement des fournisseurs et de maîtriser en conséquence les primes de risque facturées par les fournisseurs. Il est recommandé aux consommateurs d'adapter leurs exigences de flexibilité à leurs besoins réels afin d'éviter de s'exposer à des primes de risque inutilement élevées.

Le prix de la fourniture de gaz naturel

Le prix de la fourniture, qui est défini selon différentes formules tarifaires (offres à prix fixe, à « clics », ou indexées au marché) correspond à la somme de plusieurs coûts :

- ▶ les coûts d'approvisionnement en gaz naturel des fournisseurs, ou « part énergie » ;
- ▶ les coûts commerciaux des fournisseurs (service clients, etc.) ;
- ▶ la marge des fournisseurs ;
- ▶ les éventuels autres coûts (notamment les CEE et les GO).

Ce prix est proportionnel à la consommation, même s'il convient de noter que certains coûts peuvent aussi être intégrés à la partie abonnement.

À ce titre, les fournisseurs communiquent, dans les contrats, sur un prix unitaire en €/MWh qui englobe les différents coûts du fournisseur.

Le Prix des certificats d'économie d'énergie

Les CEE constituent l'un des principaux instruments de la politique de maîtrise de la demande énergétique. Ce dispositif repose sur une obligation triennale de réalisation d'économies d'énergie en CEE (1 CEE = 1 kWh cumac d'énergie finale) imposée aux fournisseurs d'énergie (les "obligés"). Ceux-ci sont ainsi incités à promouvoir activement l'efficacité énergétique auprès des consommateurs d'énergie : ménages, collectivités territoriales ou professionnels.

Autrement dit, les fournisseurs sont obligés de collecter des CEE pour les consommations de leurs clients dont les sites sont assujettis. Cette éligibilité dépend de la branche d'activité du site.

À titre indicatif, les consommateurs industriels sont exemptés de CEE tandis que les consommateurs du secteur tertiaire et particuliers sont contributeurs du dispositif. Les CEE se distinguent en CEE classiques et « CEE précarités ».

Le fonctionnement est identique pour ces deux types de CEE. Le prix payé en €/MWh dépend :

- ▶ du coefficient d'obligation de CEE, identique pour tous les fournisseurs et communiqué par la DGEC (www.ecologie.gouv.fr/dispositif-des-certificats-deconomies-denergie) À titre d'information, le coefficient d'obligation de CEE classique en 2023 est 0,485 MWhcumac/MWh et le coefficient d'obligation de CEE précarité est 0,620 MWhcumac/MWh ;
- ▶ du prix d'achat des CEE pour le fournisseur. Celui-ci peut varier d'un fournisseur à l'autre. Il est possible d'avoir un repère de prix en consultant l'évolution du prix des CEE de C2E Market (c2emarket.com/prix-des-cee). À titre d'information, en mai 2023, le prix moyen pondéré du CEE classique est de 7,39 €/MWhcumac et le prix moyen pondéré du CEE précarité est de 7,52 €/MWhcumac.

À partir du produit du prix en €/MWhcumac et du coefficient d'obligation, il est possible de calculer le coût du CEE en €/MWh en cas d'éligibilité du site. À titre d'exemple, en mai 2023, le coût unitaire du CEE classique est de 3,5€/MWh et le coût unitaire du CEE précarité est de 4,7€/MWh.

Le prix des garanties d'origine biométhane (ne concerne que les offres « vertes »)

La garantie d'origine (GO) est un document électronique permettant au consommateur d'avoir la garantie qu'une quantité déterminée de biométhane a été produite. Si un fournisseur couvre tout ou partie de l'énergie qu'il vend à un consommateur par des GO, cette quantité est dite « verte ».

Chaque GO biométhane est associée à une installation précise. Aujourd'hui, les GO biométhane sont majoritairement acquises par les fournisseurs sur les marchés de gré à gré.

Les coûts commerciaux, les primes de risques et la rémunération du fournisseur

En plus de couvrir ses coûts de commercialisation, la part fournisseur doit également couvrir les primes de risques et la rémunération du fournisseur. Les deux risques principaux encourus par le fournisseur sont :

- ▶ risque de « volume » : écarts de consommation par rapport aux prévisions du portefeuille qui font courir aux fournisseurs un risque d'exposition au marché de gros de court terme ;
- ▶ risque de « forme » : le profil de consommation des clients ne peut pas être couvert au moment de l'engagement du contrat, compte tenu des produits (maturité / liquidité) pouvant être traités sur les marchés de gros du gaz naturel en France. Des produits intermédiaires sont donc achetés pour sécuriser l'approvisionnement. Un risque existe donc sur les écarts éventuels de prix entre les différents produits.

Les coûts commerciaux ont, par ailleurs, vocation à couvrir certains coûts de fonctionnement du fournisseur, les frais ou besoin de trésorerie associés aux marchés de gros, etc.

Les risques pris par le fournisseur et inclus dans sa rémunération dépendent de la formule tarifaire de la part énergie choisie par le client.

L'abonnement

Au même titre que les consommateurs particuliers paient un abonnement souvent fonction de leurs « consommations annuelles de référence », les consommateurs du milieu et haut de portefeuille paient dans leur facture une part fixe indépendante de leur consommation. Cette part permet notamment au fournisseur de couvrir ses coûts fixes. Plus la consommation du client est importante et plus l'impact de son abonnement est dilué dans la facture finale.

Notons que certains consommateurs de haut de portefeuille font explicitement la demande au fournisseur de bénéficier d'un prix uniquement en €/MWh, sans part fixe. Dans ce cas, le fournisseur prend un risque de couverture de ses coûts fixes par les volumes et l'offre peut comporter, toutes choses égales par ailleurs, plus de primes de risques.

Le coût de l'acheminement

L'acheminement est payé au travers des tarifs d'Accès des Tiers au Réseau de Distribution (ATRD) et d'Accès des Tiers aux Réseaux de Transport (ATRT), incluant l'Accès des Tiers au Stockage (ATS) finançant les opérateurs de stockage et dont le niveau varie selon la consommation du consommateur. Ceux-ci sont fixés par la CRE. Il peut être refacturé à l'euro par le fournisseur ou intégré dans le prix précisé par le contrat. La CRE invite donc les clients à comparer des prix homogènes de ce point de vue.

Les taxes

Les taxes et contributions payées sur la facture de gaz naturel sont la contribution tarifaire d'acheminement (CTA), la taxe intérieure sur la consommation de gaz naturel (TICGN) et taxe sur la valeur ajoutée (TVA). Le niveau de ces taxes est identique pour tous les fournisseurs.

La CRE appelle les consommateurs à être attentifs aux taux réduits qui leur sont applicables selon leur code NAF. Elle les invite à veiller, le cas échéant, à en informer leur fournisseur, et à vérifier la bonne application de ces taux dans leurs factures.

4



Les clauses contractuelles devant faire l'objet d'une attention particulière de la part des consommateurs

Au-delà des modalités générales de contractualisation et de fixation du prix, certaines clauses contractuelles méritent une attention particulière au moment du choix de l'offre, compte tenu de l'impact qu'elles peuvent avoir sur son équilibre économique.

[Électricité] La fixation du droit ARENH du client et les éventuelles « clauses de CP1/CP2 »

Le droit ARENH avant écrêtement d'un fournisseur dépend de la consommation de ses clients sur certaines heures définies prévues dans le dispositif. Une description des modalités de calcul est disponible sur le site de la CRE. Ainsi tout consommateur génère un droit ARENH pour son fournisseur, qui est répercuté dans le prix de l'électricité facturé. Il est à noter que le droit ARENH « théorique » du client est diminué par « l'écrêtement » des demandes ARENH, dont l'impact sur les contrats est abordé dans ce chapitre. De nombreux contrats de fourniture d'électricité font apparaître explicitement le droit ARENH du consommateur avant écrêtement, dont dépend alors le prix qui lui est proposé par le fournisseur. Cette « part ARENH » est souvent précisée en pourcentage de la consommation et peut, selon les cas, être fixée par le fournisseur ou faire l'objet d'une fixation conjointe en accord avec le consommateur.

La « part ARENH » fixée au moment de la signature du contrat doit, par définition, s'appuyer sur une consommation prévisionnelle. Le dispositif ARENH prévoit néanmoins une régularisation a posteriori, sur la base de la consommation réelle du portefeuille du fournisseur, appelée « complément de prix » (CP1 et CP2). À ce titre, meilleure est l'estimation de la consommation prévisionnelle d'un consommateur, plus précise est l'estimation de son droit ARENH. Les contrats laissant à la main des consommateurs la fixation de la part

ARENH prévisionnelle prévoient souvent, des modalités de régularisation des « compléments de prix ». Concrètement, en cas de sous-consommation d'un consommateur ayant fixé lui-même sa composante ARENH, le fournisseur pourra lui répercuter le montant du complément de prix dont il doit s'acquitter en année n+1.

Comme précisé dans sa délibération du 29 juin 2023 portant décision sur le calcul du complément de prix ARENH sur l'année 2022, la CRE considère qu'un dialogue bilatéral entre les fournisseurs et leurs clients doit permettre d'établir des modalités contractuelles équilibrées en matière de répercussion du complément de prix aux consommateurs lorsque celui-ci contient une composante de redistribution aux fournisseurs. La CRE invite donc les fournisseurs, dans le cadre de leurs relations commerciales, à rechercher des aménagements avec leurs clients concernés au cas par cas, pour prendre en compte le complément de prix CP1.

Afin d'aider les consommateurs à calculer le droit ARENH avant écrêtement associé à leur consommation, la CRE leur met à disposition un outil permettant, sur la base d'une courbe de consommation au pas horaire, de déterminer le droit ARENH qu'ils génèrent pour leur fournisseur, avant application de l'écrêtement. Cette calculatrice est disponible à l'adresse suivante : www.cre.fr/Electricite/marche-de-detail-de-l-electricite

Zoom sur l’affichage des droits ARENH par poste « horo-saisonniers »

D’après les contrats que la CRE a pu consulter, il peut arriver qu’un fournisseur communique le droit ARENH généré par la consommation du client réparti par poste horo-saisonnier comme, par exemple, ci-dessous :

Droit ARENH HPH	Droit ARENH HCH	Droit ARENH HPE	Droit ARENH HCE
0.00 %	0.00 %	124.34 %	208.66 %

Dans l’exemple ci-dessus, le client génère pendant les Heures Pleines Été (HPE) un droit à une livraison ARENH à hauteur de 124 % de sa consommation sur ce poste. Autrement dit, il génère en MWh plus de droit ARENH livrés sur l’année que les MWh consommés sur sa consommation en HPE. Dans cet exemple, pour construire un prix par poste horo-saisonnier, le fournisseur valorise les volumes d’ARENH générés en surplus sur les autres heures de l’année sur le marché de gros puis répercute cette valeur sur le poste HPE via une diminution de prix. Cette modalité de fixation du prix présente deux limites :

- ▶ la diminution du prix liée à la revente des volumes excédentaires est susceptible d’entraîner des prix négatifs pour le consommateur. En pratique, les fournisseurs adaptent souvent le prix afin qu’il reste supérieur à 0 sur le poste horo-saisonnier en question et répartissent le reste de la valeur sur le prix des autres postes horo-saisonniers ;
- ▶ en cas d’écèlement des demandes ARENH, les volumes écèlement sont achetés sur le marché à des prix souvent supérieurs à celui de l’ARENH. Les droits ARENH générés par la consommation du client étant souvent présentés avant écèlement, son impact peut être important sur les postes horo-saisonniers qui contiennent la valeur de l’ARENH. Dans l’exemple précédent, l’écèlement peut alors avoir un effet à la hausse sur les seuls postes estivaux.

La CRE souhaite appeler les consommateurs à la prudence en cas de communication des droits ARENH par poste horo-saisonnier dans le contrat, compte tenu des effets potentiellement contre-intuitifs qu’ils peuvent avoir sur la structure des prix finals.

Par ailleurs, la CRE alerte les clients sur le fait que l’impact de l’écèlement est d’autant plus important lorsque le droit ARENH sur un poste est élevé. Il est indispensable que les consommateurs soient informés, avant la signature du contrat des modalités de prise en compte de l’écèlement dans leurs prix et des potentielles conséquences sur leur évolution.

La CRE considère que des prix contractuels très bas, voire négatifs, sur certaines heures, bien que reflétant les modalités de calcul du droit ARENH, ne sont pas souhaitables dans une perspective de maîtrise de la demande et de sobriété.

HP = Heures Pleines
HC = Heures Creuses
H = Hiver
E = Été

[Électricité] L'écrêtement ARENH

Depuis 2019, la demande globale d'ARENH est supérieure au plafond annuel de 100 TWh et chaque fournisseur voit sa demande ARENH être « écrêtée ». En conséquence, pour approvisionner l'ensemble de la consommation de ses clients, le fournisseur doit acheter des volumes supplémentaires d'électricité sur les marchés de gros.

En dehors des contrats à prix fixes « non révisables », le prix de vente facturé au client dépend donc du niveau d'écrêtement de l'ARENH : plus l'écrêtement est important, et plus le fournisseur doit approvisionner des

volumes complémentaires d'électricité sur le marché.

Les modalités d'approvisionnement de ces volumes complémentaires, ou de « couverture de l'écrêtement », peuvent être diverses en fonction des consommateurs. On distingue notamment :

- ▶ la couverture de l'écrêtement ARENH réalisée par le fournisseur à la suite des résultats du guichet ARENH ;
- ▶ la couverture de l'écrêtement ARENH réalisée, à la demande du client, par anticipation, en amont du guichet ARENH.

Couverture après l'annonce de l'écrêtement

Le niveau effectif de l'écrêtement n'étant connu qu'au moment de la communication par la CRE, en général le 1^{er} décembre de chaque année, de nombreux contrats proposent une couverture postérieure à cette date. Dans ce cas, le fournisseur achète sur le marché de gros au cours du mois de décembre les volumes écrêtés et répercute, en pratique, le prix au client selon l'une des deux modalités suivantes :

- ▶ **couverture lissée en décembre** : il s'agit de la formule la plus répandue. La part ARENH écrêtée est couverte à un prix correspondant à la moyenne des cotations du produit calendaire de l'année suivante sur les quelques jours suivants l'annonce de la CRE. Le nombre de jours de lissage varie généralement entre 5 et 15 jours en fonction du fournisseur. Cette formule est souvent appliquée par défaut aux consommateurs du milieu de portefeuille et du haut de portefeuille. Dans ce cas, la période de prix utilisée pour le calcul de l'écrêtement doit impérativement être explicitée dans le contrat ;
- ▶ **couverture « back-to-back » en décembre** : à la suite de l'annonce de la CRE, la part ARENH écrêtée est couverte par le fournisseur via l'achat de « blocs » d'électricité à terme. À la différence de la couverture lissée, le prix répercuté dépend du moment où l'achat est effectué. Dans ce cas, la période de prix utilisée pour le calcul de l'écrêtement doit impérativement être explicitée dans le contrat ;
- ▶ **couverture au spot** : pour certains clients de haut de portefeuille, il est possible de demander que la part ARENH écrêtée soit couverte au cours de l'année de livraison par des achats sur le marché spot. Cette option est généralement proposée aux consommateurs de haut de portefeuille et leur permet de ne pas avoir à se couvrir impérativement en décembre s'ils estiment que les prix de marché sont anormalement élevés. Cette option est donc intéressante pour les consommateurs qui sont prêts à supporter un manque de visibilité sur leur budget.

Couverture anticipée en amont des résultats du guichet ARENH

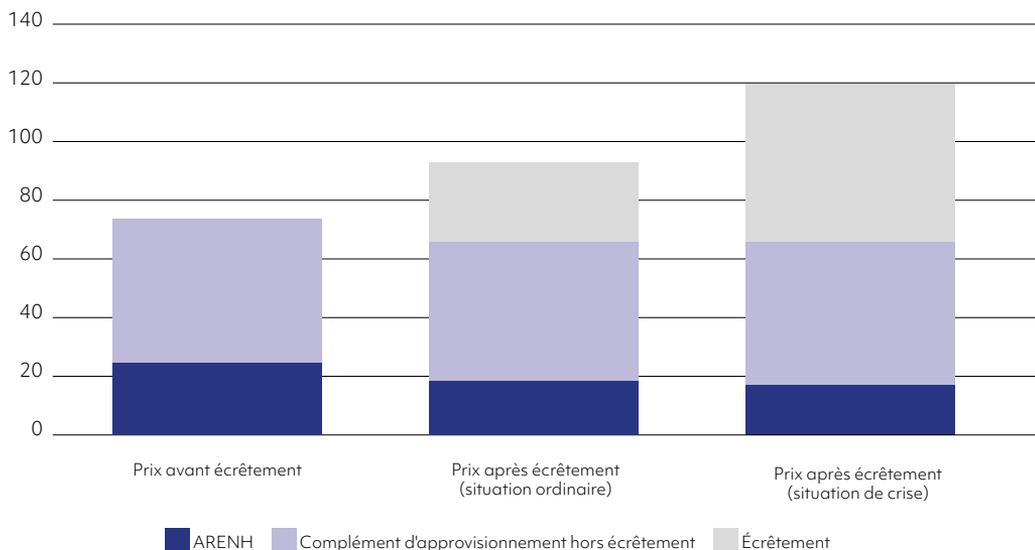
Certains fournisseurs offrent à leur clients la possibilité d'anticiper l'écrêtement ARENH en lissant dans le temps l'approvisionnement sur le marché lui correspondant. Ces modalités « assurantielles » permettent au consommateur d'avoir plus de visibilité sur le prix final de leur offre.

Une telle option peut prendre plusieurs formes :

- ▶ **« clics » en amont des résultats du guichet ARENH :** le client peut demander au fournisseur d'acheter des blocs calendaires pour couvrir les volumes écrêtés anticipés. Cela impose de définir, en amont du guichet, une hypothèse d'écrêtement dans le contrat. Sauf mention explicite dans le contrat, en cas d'écart entre l'écrêtement prévisionnel et l'écrêtement effectif, le fournisseur régularise la situation auprès de son client.
Ce mode de couverture anticipée de l'écrêtement ARENH est principalement proposé aux grands consommateurs.
Illustration : en anticipant un écrêtement de 30 % sur une livraison ARENH de 10 MW, un client ayant signé son contrat de livraison pour 2023 en juin 2022 achète, en un ou plusieurs clics, l'équivalent d'un bloc calendaire de 3 MW sur la période juin-décembre. Il peut alors lisser sa couverture de l'écrêtement sur 6 mois au lieu d'être exposé aux prix de décembre ;
- ▶ **option « Assurance écrêtement » :** une deuxième possibilité de couverture anticipée de l'écrêtement consiste en un système d'assurance : le client souscrit à l'option d'assurance en payant un premium (supplément) fixé par le fournisseur. En échange, quelle que soit la valeur de l'écrêtement, le droit ARENH initial du client est garanti dans la formule tarifaire. À la suite de la souscription à cette option d'assurance, la formule tarifaire du client est donc insensible aux résultats du guichet ARENH. Plus facile à gérer opérationnellement pour le fournisseur, cette option est généralement proposée à un plus grand nombre de clients désireux d'anticiper l'écrêtement.
Dans le cas où l'option d'assurance est proposée en pourcentage d'écrêtement ARENH (par exemple : le client se couvre en amont contre un écrêtement de 30 % par l'option d'assurance), il est recommandé de souscrire un niveau d'assurance légèrement inférieur au taux d'écrêtement anticipé, par exemple en extrapolant à partir de celui de l'année précédente. En effet, dans ce cas précis si le client « sur-couvre » l'écrêtement ARENH, il n'est pas régularisé.

Il est à noter que la diminution du « coefficient de bouclage » de l'ARENH (qui traduit la moindre disponibilité du parc nucléaire historique) introduite par un arrêté du 27 juillet 2023 aura pour effet, à demande d'ARENH équivalente, de diminuer le taux d'écrêtement en 2024 par rapport à 2023. La définition du taux de couverture écrêtement doit donc prendre en compte cette nouvelle donnée en 2024 pour éviter que les consommateurs paient une assurance écrêtement surévaluée.

PRIX FIXE DU MWH AVANT/APRÈS ÉCRÊTEMENT



La CRE souligne que l'impact de l'écrêtement sur le prix payé par les consommateurs peut être significatif car l'approvisionnement complémentaire sur le marché de gros porte sur des volumes potentiellement importants et dont le prix est connu tardivement, souvent bien après la signature du contrat.

La figure ci-dessus illustre l'impact d'un écrêtement de l'ARENH sur le prix de la fourniture dans un contrat dont le complément à l'ARENH est approvisionné au marché après l'annonce de l'écrêtement. Elle a été construite en prenant les hypothèses suivantes : un prix de l'ARENH à 42€/MWh, un prix de marché à 120 €/MWh au moment de la signature du contrat, et un prix de marché après l'annonce par la CRE de l'écrêtement ARENH de 150 €/MWh (scénario stable) ou de 300 €/MWh (scénario crise).

En conclusion, la CRE souligne l'importance de l'impact que peut avoir l'écrêtement ARENH sur le prix d'un contrat de fourniture d'électricité. En fonction du segment de consommateur visé, les fournisseurs peuvent proposer des modalités permettant de lisser cet impact, que les consommateurs doivent considérer en fonction de leur besoin : visibilité sur le prix, lissage de l'approvisionnement, etc. En cas de couverture de l'écrêtement en amont, la CRE appelle les clients à être attentifs aux clauses de régularisation en cas de mauvaise estimation du taux d'écrêtement.

[Électricité]

Adaptation des cadres législatif et réglementaire en cours de contrat (gestion du « post-ARENH »)

Afin d'avoir de la visibilité à moyen terme sur le prix de leurs énergies, de nombreux consommateurs souscrivent des contrats pluriannuels d'une durée pouvant aller jusqu'à 3 ou 4 ans. À de telles échéances, des modifications législatives et réglementaires peuvent intervenir et avoir des conséquences directes sur les prix. Les contrats comprennent souvent des clauses de révisions en fonction de l'évolution du cadre juridique qui s'impose aux parties. Dans le contexte actuel, plusieurs éléments importants du cadre juridique des contrats d'énergie sont amenés à évoluer dans les prochaines années. En particulier, alors que le dispositif ARENH prend fin le 31 décembre 2025, la mise en place d'un dispositif lui succédant n'est pas encore actée. De la même façon, et bien qu'ayant aujourd'hui un impact plus modéré sur le prix final des contrats, le mécanisme de capacité actuellement en place n'est autorisé par la Commission européenne que jusqu'en novembre 2026. Pourtant, certains consommateurs souhaitent dès-à-présent souscrire des contrats pouvant s'étendre au-delà de 2025.

La CRE appelle ainsi les pouvoirs publics à apporter le maximum de visibilité à l'ensemble des acteurs afin que des contrats pluriannuels puissent continuer d'être signés dans des conditions transparentes pour les consommateurs. La CRE invite également les consommateurs à échanger avec leurs fournisseurs pour prévoir, dans les contrats portant sur une période ultérieure à 2025, la prise en compte des éventuels dispositifs qui seront mis en place et, en particulier, de l'éventuel dispositif succédant à l'ARENH. En cas d'absence d'accord sur les conditions d'intégration de l'éventuel dispositif qui succèdera à l'ARENH, les contrats s'étendant au-delà de 2025 peuvent également préciser des conditions de débouclage des positions symétriques et neutres pour les deux parties au contrat, notamment dans l'hypothèse où un nouveau dispositif conduirait à l'achat ou la revente de volumes d'énergie sur les marchés.

[Électricité et gaz]

Flexibilités de périmètre pour les clients multisites

Les « flexibilités » de périmètre, exprimées en volumes de consommation, permettent à certains types de consommateurs de faire varier leur périmètre en retirant ou en ajoutant des sites en cours d'exécution du contrat. Ce besoin de flexibilité découle naturellement de l'activité de certains consommateurs (ex : gestionnaires de bureaux ou de parcs tertiaires ou encore organismes Hlm).

Ces flexibilités ne doivent pas être confondues avec d'éventuels engagements de consommation à l'échelle d'un contrat individuel, généralement sous la forme d'un « tunnel de consommation ».

Historiquement, dans un contexte de prix de marché relativement stables et mesurés, les contrats pouvaient prévoir des flexibilités importantes, parfois jusqu'à 10% des volumes, sans surcoût important. Avec la forte augmentation des prix sur le marché de gros constatée depuis mi-2021, de tels niveaux de flexibilités induisent des risques élevés pour les fournisseurs et donc des primes de risques importantes pour les consommateurs souhaitant les maintenir. En effet, à la hausse comme à la baisse, la flexibilité impose

aux fournisseurs d'acheter ou de revendre des volumes d'énergie, ce qui les expose à des gains ou des pertes potentiellement importants.

En conséquence, certains fournisseurs ont cessé de répondre aux appels d'offres comportant de tels niveaux de flexibilité ou proposent des prix très élevés.

L'identification des différents motifs de retraits ou d'ajouts de sites couverts par la flexibilité est par ailleurs nécessaire pour évaluer précisément le besoin de flexibilité. L'inscription de ces motifs dans les contrats peut permettre de limiter les risques pour les fournisseurs et donc d'éviter un éventuel surcoût. À titre d'exemple, des modifications structurelles de portefeuille pour des clients multisites (par exemple entrée ou sortie de logements pour des organismes Hlm) doivent être distinguées des conséquences des efforts de sobriété.

La CRE invite donc les consommateurs à quantifier précisément leurs besoins de flexibilité (par exemple en analysant ex post les besoins des marchés précédents) pour éviter des surcoûts qui leur seront in fine répercutés par les fournisseurs.

[Électricité et gaz]

Frais de résiliation

Lorsqu'un contrat dont une partie du prix est fixée sur une durée déterminée est conclu, un fournisseur prudent achète sur le marché de gros l'énergie correspondante. Cela est vrai pour les offres à prix fixes, comme pour les offres à « clics ».

Dans le cas où un consommateur résilie son contrat avant son échéance, le fournisseur dispose alors de volumes d'énergie qui doivent être revendus sur le marché. Alors que le prix du contrat initial était cohérent avec le prix d'achat des volumes d'énergie, au moment de la résiliation, le prix sur le marché peut être très différent du prix d'achat et exposer directement le fournisseur à des pertes ou des gains potentiellement importants.

Pour se prémunir de cette situation, il est normal que les fournisseurs prévoient des frais de résiliation, qui doivent couvrir le risque de revente à perte des volumes d'énergie des contrats résiliés.

Les consommateurs souhaitant s'engager sur le long terme doivent donc tenir compte de ces frais au moment de leur choix. En particulier, ils devront arbitrer entre une visibilité sur le long terme et la capacité de changer d'offre au gré des situations de marché.

La CRE rappelle que les frais de résiliation visent à couvrir un risque réel pour les fournisseurs. Les clauses de résiliation doivent être proportionnées au risque supporté par les fournisseurs et être suffisamment explicites et clairement communiquées pour permettre aux consommateurs de bien mesurer les conséquences d'une éventuelle résiliation.

Dans les marchés publics, les clauses de résiliation sans indemnisation du fournisseur peuvent conduire à des surcoûts compte-tenu des risques pris par les fournisseurs, voire à des absences de réponse de la part des fournisseurs.

[Électricité et gaz]

Plafonds prévus

aux marchés publics

Le code de la commande publique impose de préciser, au niveau de l'accord-cadre, un plafond pour le marché, exprimé en volume d'énergie ou en euros.

Dans le contexte de très forte augmentation des prix de l'énergie à partir de l'été 2021, certains marchés, dont le plafond était exprimé en euros plutôt qu'en volumes d'énergie, se sont avérés infructueux.

Compte tenu des prix de marchés actuels, la CRE recommande que les plafonds des marchés publics soient exprimés en volumes d'énergie plutôt qu'en euros, afin de limiter le risque d'infructuosité de certains marchés en cas de forte envolée des prix.

[Électricité et gaz]

Prix d'achat de référence

dans les contrats « clics »

Les formules dites « à clics » s'appuyaient souvent sur les prix à termes que la plate-forme EEX rend publics, ce qui permettait aux consommateurs de choisir leurs moments de « clics » en toute transparence.

Avant 2022, il était habituel pour les fournisseurs de faire payer aux clients le prix dit du « settlement » (prix public de clôture des marchés de la bourse d'échange EEX) augmenté d'une majoration définie au contrat, de l'ordre de quelques dizaines de centimes d'euro pour compenser l'éventuel écart entre le prix d'achat effectif du fournisseur et le prix du settlement.

Depuis le début de l'année 2022, compte tenu de la volatilité des prix, il est devenu difficile pour un fournisseur de répliquer le prix du settlement.

Par ailleurs, un certain nombre de fournisseurs privilégient désormais l'achat d'énergie sur les marchés de gré à gré (dits « Over the Counter » (OTC)), plus liquides, et répliquent ce prix au client.

Dans les conditions actuelles de marché, il est difficile pour un fournisseur d'assurer des « clics » au prix du settlement d'EEX, à moins de prévoir des primes de risque potentiellement importantes.

La CRE recommande donc aux acheteurs souhaitant « cliquer » au prix du settlement par souci de transparence, d'échanger en amont avec les fournisseurs pour évaluer le potentiel surcoût lié à cette option.

LEXIQUE

ARENH

L'ARENH (accès régulé à l'électricité nucléaire historique) est un mécanisme de régulation mis en place en France dans le cadre de la loi Nouvelle organisation du marché de l'électricité (NOME). Cette loi a été adoptée en 2010 dans le but de favoriser la concurrence sur le marché de l'électricité en permettant l'accès des fournisseurs alternatifs à l'électricité nucléaire produite par EDF, l'opérateur historique du marché. Elle impose ainsi à EDF de vendre une partie de sa production nucléaire à des fournisseurs alternatifs à un prix réglementé de 42 euros/MWh en 2023 par exemple. Ce mécanisme permet aux fournisseurs alternatifs d'acheter jusqu'à 100 TWh d'électricité nucléaire par an à ce prix réglementé pour le compte de leurs clients. Si le client souscrit à une offre ARENH, son fournisseur lui commandera de l'ARENH en fin d'année A pour l'année A+1. Cette quantité est calculée en fonction du type de consommation du client pendant l'année A. Les heures ARENH sont définies de cette manière :

- toutes les heures de juillet et d'août
- toutes les heures des week-ends entre le 1^{er} avril et le 31 octobre
- toutes les heures des jours fériés entre le 1^{er} avril et le 31 octobre
- toutes les autres heures entre 1h et 7h du matin entre le 1^{er} avril et le 31 octobre

Poste horosaisonnier

Pour les clients dotés de compteurs d'une puissance supérieure à 36 kVA, l'année se divise en plusieurs postes horosaisonniers. Ces derniers sont des périodes correspondant à une saison (été/hiver ou mois spécifiques) et/ou à une période de la journée. Les postes horosaisonniers influencent le prix de l'électricité de plusieurs façons, incitant ainsi les clients à réduire (ou effacer) leur consommation électrique lors des périodes où la demande est élevée, c'est-à-dire par exemple en hiver et en soirée.

Courbe de charge

Une courbe de charge représente sous forme de graphique, la consommation d'électricité de votre PDL sur une période précise. C'est en fait le relevé des puissances atteintes de votre compteur par votre gestionnaire de réseau

Marché à terme

Marché où s'échangent les produits à terme

Produits à terme

Les acteurs du marché de l'électricité peuvent signer des contrats de vente/d'achat d'électricité pour une fourniture dans les jours, les semaines, les mois, les trimestres ou les années à venir, à un prix négocié à la date de conclusion du contrat. Les contrats futurs sont des contrats à terme qui portent sur des produits standardisés afin de faciliter leur échange, par exemple, la livraison de 1 MW d'électricité en base (pendant toutes les heures d'une période), ou en pointe (de 8h à 20h du lundi au vendredi). Les contrats forwards sont des contrats à terme conclus entre deux parties, directement ou par le biais d'un intermédiaire, avec une plus grande flexibilité sur la période de livraison. Ayant un horizon plus lointain, et correspondant a priori à la moyenne des prix spot anticipés pour une période considérée, les prix des produits à terme sont moins volatils que les prix spot. Ils permettent notamment la couverture de risques pour les fournisseurs et les producteurs, et servent généralement pour la définition des prix aux clients finals : en effet, lorsqu'un fournisseur signe un contrat avec un client, il se couvre généralement pour la majeure partie des livraisons qu'il devra effectuer, en prenant en compte ses actifs de production et en achetant les produits à terme nécessaires.

Produits spot

Selon les marchés, les produits spot sont :

- pour l'échéance journalière, des produits horaires avec livraison le lendemain ;
- pour l'échéance infrajournalière, des produits demi-horaires, horaires ou par blocs de plusieurs heures, avec livraison le jour même.

Les prix de référence pour le marché l'électricité français sont ceux de l'échéance journalière, c'est-à-dire les produits horaires calculés par les opérateurs désignés du marché de l'électricité (NEMO) opérant en France, dans le cadre du couplage des marchés journaliers. Ils sont fixés tous les jours avant 13h00 par un mécanisme d'enchères communes. Négociés la veille pour livraison le lendemain, ils reflètent l'équilibre offre-demande à cette échéance. L'échéance journalière est complétée par une plateforme à l'échéance infrajournalière appelée « XBID », qui permet d'échanger de l'énergie entre pays jusqu'à une heure avant le début de l'heure de livraison. Ensuite, RTE, le gestionnaire du réseau de transport français, assure la gestion de l'équilibre offre-demande en temps réel. Par ailleurs, le marché infrajournalier français permet des échanges en France jusqu'à cinq minutes avant le début de la livraison. Ces prix de court terme sont volatils. En effet, l'électricité ne peut pas être stockée à grande échelle et des facteurs influençant l'équilibre offre-demande peuvent varier considérablement, comme les conditions climatiques (froid faisant augmenter la consommation, etc.) ou des événements prévus ou non sur le parc électrique (centrale en panne, capacité d'interconnexion réduite, etc.).

Achat OTC

Un achat OTC signifie un achat « Over The Counter » ou « de gré à gré » en français. Les achats "Over the Counter" permettent des échanges entre deux parties sur la base d'un accord commun. Ils s'opposent donc aux achats réalisés sur des marchés organisés (comme la bourse d'échange EEX).

PEG

On appelle Point d'Échange de gaz (PEG) une place de marché (ou hub virtuel) où se retrouvent les acteurs du marché du gaz pour contractualiser leurs échanges de gaz en gros. Dit plus simplement, les Points d'Échange de gaz sont des places de marché où sont enregistrés les quantités de gaz injectées et soutirées quotidiennement sur le réseau. Depuis novembre 2018, la France dispose d'un unique PEG : le TTR (Trading Region France). Avant cette date, la France a connu jusqu'à 5 zones.

Le présent document a pour seule vocation d'informer le public des activités de la CRE. Seules les délibérations de la CRE font foi.

Ce document est téléchargeable sur le site Internet de la CRE : cre.fr

Vous pouvez suivre l'actualité de la CRE sur

 [@cre_energie](https://twitter.com/cre_energie)

 Commission de régulation de l'énergie

**Direction de la communication
et des relations institutionnelles de la CRE**

Conception graphique et réalisation
Diagramme * studio

Impression
Imprimerie Groupe PPA-èsPRINT

www.cre.fr

