

Evolution du prix de l'électricité sur le marché de gros entre janvier 2021 et janvier 2023 en €/MWh (Source : Expex Spot)

## Achats d'électricité et gestion du risque après la crise de 2022, le cas du contrat « Bloc+Spot »

**Après la crise énergétique de 2022, les achats d'électricité ont été bouleversés, et l'ensemble des acteurs se repositionnent. Dans ce contexte, la question du partage du risque et de la valeur entre fournisseurs et clients est devenue clé. Et le contrat « Blocs+Spot » en est une illustration.**

Analyse

Octobre 2023

# Sommaire

<b>Synthèse.....</b>	<b>3</b>
<b>1 L'impact des crises énergétiques récentes sur le marché de l'électricité.....</b>	<b>4</b>
1.1 Rappel SUR L'EXPLOSION DES PRIX.....	4
1.2 UNE FORTE INCERTITUDE SUR LES PRIX DES ANNEES FUTURES.....	4
<b>2 La refonte du marché de la fourniture de l'électricité : réponses des acteurs.....</b>	<b>5</b>
2.1 DES PRIX AUX CLIENTS FINAUX PROFESSIONNELS QUI ONT ETE MULTIPLIES JUSQU'A X3 ENTRE 2021 ET 2023.....	5
2.2 LES REPONSES DES CLIENTS.....	5
2.2.1 Réduire la complexité : le recours accru au conseil en achats d'énergies et aux services de courtiers.....	5
2.2.2 Négocier les prix : le recours aux groupements d'achats.....	6
2.2.3 Visibilité sur les prix : le choix des PPA.....	7
2.3 LES FOURNISSEURS DANS LA CRISE DU MARCHE DE L'ELECTRICITE : APPELS DE MARGE ET RISQUE DE LIQUIDITES.....	7
2.4 LES REPONSES REGLEMENTAIRES EN COURS AU SEIN DE L'UE ET LES QUESTIONS EN FRANCE.....	8
2.4.1 Réglementation européenne : une réforme en cours.....	8
2.4.2 Mesures prises en France pour atténuer la hausse des prix.....	9
2.5 EN CONCLUSION : UN MARCHE EN PLEINE RESTRUCTURATION.....	9
<b>3 Le report du risque : vers la généralisation du contrat Blocs+Spot ? .....</b>	<b>9</b>
3.1 CONTRAT BLOCS+SPOT : DEFINITION ET PROCESSUS D'ACHAT.....	9
3.2 CONTRAT BLOCS+SPOT : QUELLE DIFFERENCE AVEC LES CONTRATS « CLASSIQUES » ? .....	10
3.3 BLOCS+SPOT : QUELS AVANTAGES, QUELS INCONVENIENTS, ET POUR QUI ? .....	11
<b>4 En conclusion : gestion du risque et partage de la valeur entre fournisseurs et clients.....</b>	<b>11</b>
4.1 LES FOURNISSEURS LAISSENT LA MAIN AUX CONSOMMATEURS POUR LA GESTION DU RISQUE .....	11
4.2 D'UN BESOIN ACCRU DE GESTION D'ENERGIE .....	12

# Achats d'électricité et gestion du risque après la crise de 2022, le cas du contrat

## « Blocs+Spot »

### Note d'analyse

#### Synthèse

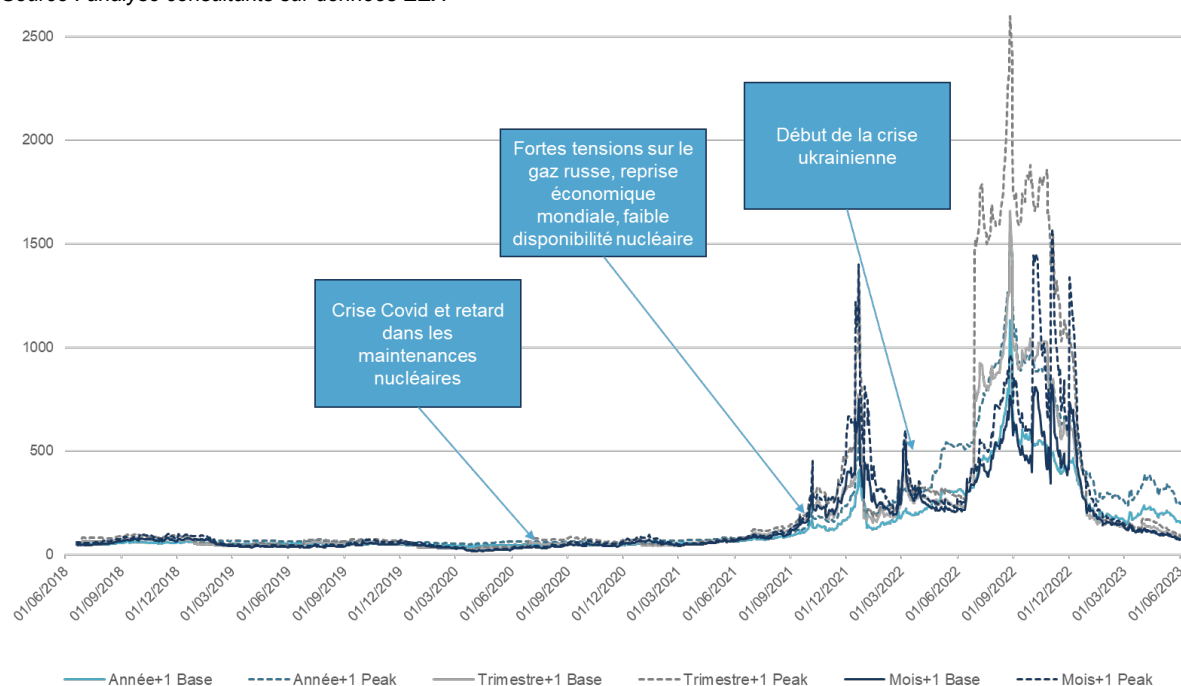
Le secteur énergétique a connu une crise sans précédent en 2022. L'impact a été violent pour l'ensemble des acteurs ; des producteurs aux clients. Les opérateurs se sont adaptés et continuent de le faire, des législateurs aux fournisseurs, en passant par les clients. Ces logiques passent par une évolution en profondeur des achats : intermédiation ou groupements du côté des clients, modification des offres du côté des fournisseurs, notamment dans une approche de partage des risques en faisant évoluer les contrats proposés. Cette note se propose de dresser un état des lieux de ces évolutions et de faire un focus sur la traduction contractuelle de l'équilibre entre partage des risques et de la valeur : le contrat Blocs+Spot.

# 1 L'impact des crises énergétiques récentes sur le marché de l'électricité

## 1.1 Rappel sur l'explosion des prix

### Evolution des prix des futures de l'électricité en €/MWh par produit entre juin 2018 et juin 2023

Source : analyse consultants sur données EEX



Le marché de l'électricité n'en est pas à ses premiers soubresauts, et on serait tenté de se dire qu'une crise chasse l'autre, l'histoire se répétant, sinon à l'identique, au moins avec de fortes ressemblances. Pourtant, la crise qui a emporté les prix de l'électricité entre 2022 et 2023 se distingue aussi nettement des précédentes que Typhon parmi les titans. Il suffit, pour s'en convaincre, de contempler les différentes crises à la même échelle, comme dans le graphique ci-avant.

Si la crise ukrainienne apparaît comme le déclencheur d'une hausse phénoménale, elle vient en réalité s'ajouter à un contexte déjà fortement tendu. En effet, dès l'hiver précédent, la disponibilité nucléaire était mise à mal par le Grand Carénage, les défauts de soudures détectés et les effets de série d'un parc français vieillissant. En 2021, la très faible pluviométrie, qui limite la production d'électricité des centrales hydrauliques, vient mettre à mal la flexibilité d'un système électrique ne reposant plus que sur les outils thermiques conventionnels (gaz et, encore dans une large mesure, charbon).

C'est donc à une triple crise (d'approvisionnement gaz, de disponibilité nucléaire et de pluviométrie) que le marché de l'électricité européen fait face au printemps 2022. Les effets sont exponentiels et les prix s'envolent à des niveaux stratosphériques. Les crêtes de courbes culminent à cinquante fois les prix habituels, faisant par comparaison passer les précédentes crises pour d'inoffensives vagues.

## 1.2 Une forte incertitude sur les prix des années futures

Comme la laideur sur la beauté, cette crise a une supériorité sur les autres crises : elle dure. Les épisodes de tension précédents montraient un impact très inférieur, notamment sur année+1. L'incertitude – et donc la volatilité – portait sur l'avenir proche, les mois ou la saison à venir, pour s'estomper ensuite rapidement. Ici, les effets sont durables. Pire encore, comme on le voit dans le graphique ci-avant, la hausse de prix perdure sur le long terme, longtemps après qu'elle s'est apaisée sur les échéances proches.

Le chantier de l'approvisionnement en gaz sans gaz russe (mais néanmoins, sans exclure le GNL russe) aura été un des sous-jacents de cette hausse de prix de plus long terme, mais n'explique pas l'explosion de la volatilité observée. D'ailleurs, les perspectives pour l'approvisionnement Européen en gaz pour

l'hiver 2023-2024 se sont largement détendues, ramenant le marché du gaz à un niveau inférieur à celui de l'hiver 2016. Pourtant, l'inquiétude sur l'électricité à long terme demeure.

En cause, principalement, le défi du parc nucléaire français et de ses maintenances – programmées ou non – qui se prolongent. Au point que la prévision de disponibilité du gestionnaire de réseau, RTE, intègre un scénario de disponibilité très inférieur aux prévisions d'EDF, et que le gouvernement allemand justifie la prolongation d'opération de ses centrales nucléaires (qui devaient fermer en 2021) par le manque de fiabilité du parc outre-Rhin.

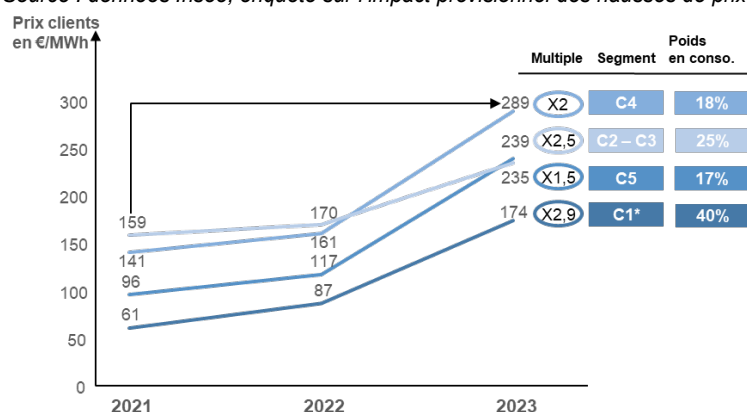
Cette volatilité extrême des marchés aura fait des dégâts dans le paysage énergétique européen et conduit à des situations paradoxales : des centrales d'appoint qui prévoyaient de fonctionner quelques heures par an ont vu leur investissement rentabilisé en quelques mois (avant la mise en place d'une contribution européenne sur ces revenus « infra-marginaux »). Par ailleurs, là où la conclusion de contrats de « futures » devait permettre de sécuriser un prix (d'achat ou de vente, selon le sens), elle se traduit surtout par l'ouverture de risque de contrepartie et des coûts de garanties prohibitifs. Les États, mais aussi les consommateurs finals, comme les fournisseurs, ont dû radicalement modifier leurs pratiques pour s'adapter à cette nouvelle donne.

## 2 La refonte du marché de la fourniture de l'électricité : réponses des acteurs

### 2.1 Des prix aux clients finals professionnels qui ont été multipliés jusqu'à X3 entre 2021 et 2023

#### Evolution des prix de l'électricité facturés en €/MWh par segments de clients 2021 / 2023

Source : données Insee, enquête sur l'impact prévisionnel des hausses de prix de l'électricité sur les dépenses en 2023



**Nota Bene :**

**C1-C2, grands sites non résidentiels :** puissance souscrite supérieure ou égale à 250 kW. Ces sites sont des grands sites industriels (hôpitaux, hypermarchés, grands immeubles, etc., dont la consommation annuelle est en général supérieure à 1 GWh).

**C3-C4, moyens sites non résidentiels :** puissance souscrite comprise entre 36 et 250 kW. Ces sites correspondent à des consommations annuelles généralement comprise entre 0,15 GWh et 1 GWh.

**C5, petits professionnels :** puissance souscrite ≤ 36 kVA, consommation inférieure à 0,15 GWh.

En 2021 et 2022, les segments professionnels ont consommé respectivement 263 et 260 TWh d'électricité.

\* Prix hors coût d'acheminement

Le graphique ci-avant présente l'évolution des prix moyens du MWh d'électricité par segments de puissance d'alimentation entre 2021 et 2023. Tous les segments ont été impactés, avec des multiples allant de X1,5 pour les plus petits consommateurs (C5) jusqu'à un multiple de X3 pour les clients industriels, gros consommateurs (C1). Un certain nombre de mesures ont été prises par le gouvernement pour absorber ces hausses (voir point ci-après sur l'évolution de la législation), mais le temps d'une électricité peu chère et à la prédictibilité forte est derrière nous. Pour répondre à ces fluctuations, les acteurs trouvent des réponses dont on donne une synthèse ci-après.

### 2.2 Les réponses des clients

#### 2.2.1 Réduire la complexité : le recours accru au conseil en achats d'énergies et aux services de courtiers

##### Principaux courtiers et sociétés de conseil en energy management

Source : consultant sur données sociétés

Opérateurs	Métier principal	Chiffres clés
<b>ATOO Énergie</b>	Courtier	nc
<b>Capitole Energie</b>	Courtier	Plus de 3000 clients
<b>Dune Énergie</b>	Courtier	nc
<b>Eleneo</b>	Conseil / Energy management	20 000 sites gérés, 20 TWh gérés / an, logiciel d'Energy Management
<b>Energies France</b>	Courtier	15 000 clients
<b>Enoptea</b>	Conseil / Energy management	350 entreprises clientes, logiciel d'Energy Management
<b>Kinect Energy</b>	Courtier	nc
<b>Mon Courtier Énergie</b>	Courtier	24 000 clients
<b>Omnegy</b>	Conseil / Energy Management	1310 sociétés accompagnées, 8 TWh d'énergie achetée
<b>Opéra Énergie</b>	Courtier	10 000 clients, 15 TWh de contrats d'énergies négociés par an
<b>Place des Energies</b>	Courtier	8 000 entreprises et 10 000 particuliers accompagnés depuis la création

N.B. : liste non exhaustive

Depuis une quinzaine d'années, des sociétés de services se sont créées pour proposer aux consommateurs professionnels soit de l'energy management (audit, suivi, gestion des contrats), soit du courtage en énergies (audit des consommations, mise en concurrence des fournisseurs, négociation des contrats). On ne dispose pas des volumes gérés par l'ensemble des acteurs du conseil / courtage, cependant, sur ce marché professionnel de 260 TWh, les chiffres individuels connus donnent la tendance de la part croissante prise par ces acteurs sur des opérations d'achats souvent complexes et éloignées des clients.

### 2.2.2 Négocier les prix : le recours aux groupements d'achats

#### Deux groupements d'achats à destination des PME / ETI actifs dans les achats d'énergie

Source : données sociétés

Opérateur	Métier	Nbre adhérents	Volumes
<b>Collectif énergie</b>	Courtage, achats groupés	6000	1 TWh d'achats contractualisés, groupements sectoriels
<b>Le Cèdre</b>		11 000 adhérents, 1 200 pour l'électricité	800 GWh d'achats d'électricité

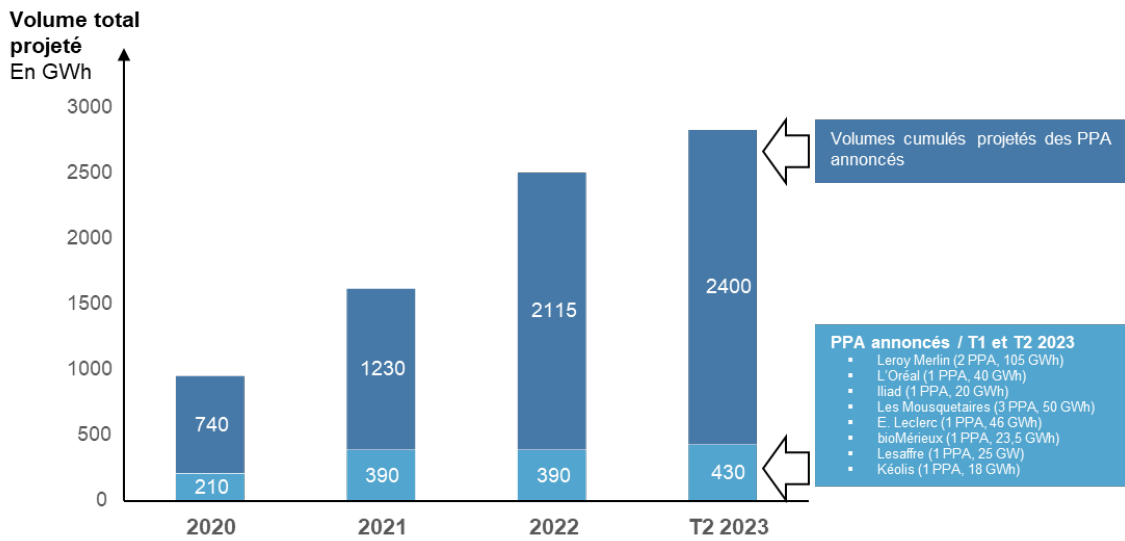
De nombreux groupements d'achats ont émergé avec la fin des Tarifs Réglementés de Vente en 2014-2015 (Tarif Vert et Jaune). Ces groupements d'achats étaient essentiellement dans la sphère publique<sup>1</sup>, avec des groupements aujourd'hui conséquents en volumes gérés (par exemple, l'UGAP regroupe 3,5 TWh d'achats d'électricité, le SIPPAREC en regroupe 2,2 TWh). Mais en dehors de la sphère publique, des groupements d'achats se sont aussi créés, soit spécifiquement sur l'achat d'énergie (par exemple, Collectif Energie), soit organisés par des courtiers en énergies, soit aussi des groupements d'achats généralistes qui ont investi dans les achats d'énergie (comme Le Cèdre ou d'autres, spécialisés par secteur d'activité et / ou implantés régionalement). La tendance du marché reste une intermédiation forte entre les clients finaux et les fournisseurs, que ce soit à travers du conseil, du courtage ou des groupements d'achats.

<sup>1</sup> Voir la note SEA Conseil de septembre 2014 : [https://www.seaconseil.com/wordpress/wp-content/uploads/2017/11/SEANoteHAEnergiesenFrance\\_092014VF.pdf](https://www.seaconseil.com/wordpress/wp-content/uploads/2017/11/SEANoteHAEnergiesenFrance_092014VF.pdf)

### 2.2.3 Visibilité sur les prix : le choix des PPA

#### Evolution des PPA annoncés en France en production (GWh)

Source : données Capgemini - Baromètre des achats d'énergie verte en France



Un Power Purchase Agreement (« contrat d'achat d'électricité »), ou PPA, est un contrat de livraison d'électricité conclu à long terme entre deux parties, généralement un producteur et un acheteur d'électricité (consommateur ou négociant). Comme tout contrat d'énergie, le PPA détaille les conditions de la vente de l'électricité (la quantité d'électricité à livrer, les prix négociés, la méthode de comptabilisation et les pénalités en cas de non-respect du contrat). Comme on peut le voir sur le graphique ci-avant « Production estimée des PPA signés », le succès des PPA ne se dément pas, avec deux raisons principales :

- avec la crise énergétique, les grands consommateurs cherchent à s'approvisionner en électricité à des prix stables de gré à gré,
- il existe une volonté de l'État de réduire les soutiens publics aux ENR, compte-tenu de la baisse des coûts de production et de la hausse des prix de l'électricité sur les marchés.

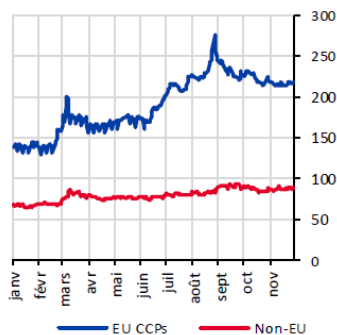
### 2.3 Les fournisseurs dans la crise du marché de l'électricité : appels de marge et risque de liquidités

#### Evolution des marges initiales déposées par les acteurs de l'énergie 2021 / 2022

Source : note de la Banque de France, décembre 2022

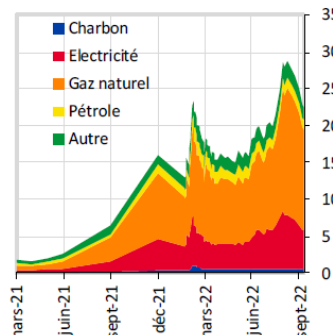
Graphique 1.24: Marges initiales déposées par les membres compensateurs (CM) auprès des CCP (tous dérivés confondus)

x : temps / y : milliards d'euros



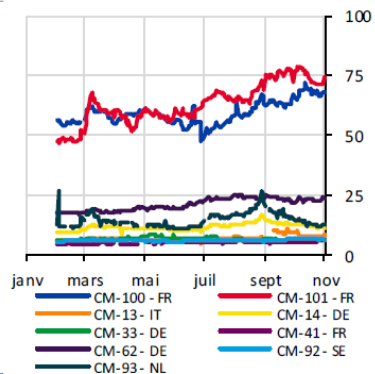
Graphique 1.25 : Marges initiales déposées par les acteurs de l'énergie sur les dérivés énergie en Europe

x : temps / y : milliards d'euros



Graphique 1.26: Marges initiales déposées par les membres compensateurs (toutes classes d'actifs confondus)

x : temps / y : milliards d'euros



A l'automne 2022, le monde de l'énergie était en ébullition et craignait une crise de solvabilité. Comme toute commodité, l'électricité suit la règle des marchés financiers. Les produits à terme sont couverts par des garanties qui peuvent déclencher des appels de marge, en fonction de l'évolution des prix. Dans le prolongement de l'exposition des prix en 2022, le coût de ce système de garanties sur la vente future

d'électricité a explosé sur la plaque européenne (Cf. graphiques ci-avant), poussant Equinor, groupe énergétique norvégien, à déclarer en septembre 2022 que 1,5 milliard de dollars d'appels de marge risquaient de compromettre le commerce de l'énergie.

Alors que ces tensions de liquidités pouvaient évoluer en risque de solvabilité, plusieurs pays ont mis en place des mesures visant à empêcher la faillite de certains acteurs énergétiques et on peut citer les exemples suivants :

- le gouvernement autrichien a apporté une aide d'urgence de 2 milliards d'euros au fournisseur d'électricité de la ville de Vienne,
- la Finlande et la Suède ont annoncé des garanties de liquidité respectivement de 10 milliards et de 23 milliards d'euros pour éviter une faillite des compagnies d'électricité de leur pays,
- la Suisse a débloqué un crédit d'urgence de 4 milliards de francs suisses à Axpo, premier producteur d'électricité national,
- le gouvernement allemand a établi un plan de sauvetage de plus de 34,5 milliards d'euros pour éviter la faillite d'Uniper, plan validé par l'Union Européenne et impliquant une nationalisation de l'opérateur.

## 2.4 Les réponses réglementaires en cours au sein de l'UE et les questions en France

### 2.4.1 Réglementation européenne : une réforme en cours

#### Propositions de règlements de la Commission européenne de mars 2023

Source : analyse consultant sur données CRE

**La Commission européenne a publié le 14 mars 2023 deux propositions de règlements visant à réformer l'organisation du marché de l'électricité européen :**

- un règlement modifiant les règlements (UE) 2019/943 « Electricité » et (UE) 2019/942 « ACER » ainsi que les directives (UE) 2018/2001 « Energies renouvelables » et (UE) 2019/944 « Electricité » afin d'améliorer l'organisation du marché de l'électricité de l'Union ;
- un règlement modifiant les règlements (UE) n° 1227/2011 « REMIT » et (UE) 2019/942 « ACER » afin d'améliorer la protection de l'Union contre la manipulation du marché de gros de l'électricité.

**Ces deux projets se concentrent sur les moyens de faire face à la crise énergétique de 2022, notamment la volatilité des prix du gaz :**

- en offrant davantage de protection aux consommateurs,
- en stimulant le développement des énergies renouvelables
- et en soutenant les mesures agissant sur la demande.

La Commission européenne a publié une proposition législative le 14 mars 2023 étudiée par le Conseil de l'Union Européenne et le Parlement européen. L'objectif de cette réforme est de prévenir l'envolée des prix de l'énergie, protéger les consommateurs, et soutenir les nouveaux investissements dans les énergies renouvelables. En juillet 2023, la Commission de l'industrie (ITRE) du Parlement européen a arrêté sa position sur la proposition de réforme, ouvrant la voie aux négociations finales avec les États membres :

- elle est favorable aux contrats d'achats à long terme (contrats pour différence, PPA, ...) afin de soutenir les investissements dans les ENR et sécuriser les prix pour les consommateurs. Elle limite le recours à ces contrats pour des centrales de production préexistantes<sup>2</sup>.
- elle défend la mise en place d'une flexibilité non fossile et d'une flexibilité par la demande pour assurer l'équilibre du réseau électrique et prévenir l'envolée des prix. En revanche, elle a voté contre la fixation de plafonds de prix pour les producteurs inframarginaux.
- elle propose également de renforcer la protection des consommateurs en leur permettant d'avoir accès à des contrats à prix fixe, tout en leur laissant le choix de l'accès à une tarification dynamique.
- elle a modifié les critères définissant une crise de l'énergie, qui permettent, donc, de déclencher des mesures de protection pour les consommateurs et les entreprises.<sup>3</sup>

<sup>2</sup> Pour rappel, la France plaide pour que ces contrats puissent également bénéficier à l'énergie nucléaire.

<sup>3</sup> Pour un développement sur ce thème, voir l'analyse de Haya Energy Solutions : <https://hayaenergy.com/fr/reforme-du-marche-de-lelectricite-proposition-commission>



## 2.4.2 Mesures prises en France pour atténuer la hausse des prix

### Les mesures prises pour atténuer la hausse des prix en 2023

Source : d'après Insee, 2023

<b>Amortisseur électricité</b>	À partir du 1 <sup>er</sup> janvier 2023, le gouvernement a décidé de mettre en place « l'amortisseur électricité ». Il est destiné aux très petites entreprises, aux petites et moyennes entreprises (TPE/PME) et aux collectivités territoriales qui ne sont pas éligibles aux Tarifs réglementés de vente (TRV). Pour la moitié des volumes consommés, le prix de l'électricité hors coût d'acheminement et hors taxes est ramené à 180 € / MWh s'il est supérieur, dans la limite d'une réduction de 320 € / MWh et d'un plafond de prise en charge annuelle de 2 millions d'euros.
<b>Guichet d'aide au paiement des factures de gaz et d'électricité</b>	Les entreprises pour lesquelles le prix de l'électricité a augmenté de plus de 50% en 2022 par rapport à 2021 et dont les dépenses d'énergie représentent plus de 3% de leur chiffre d'affaires 2021 peuvent bénéficier d'une aide au paiement de la facture d'électricité allant jusqu'à 4 millions d'euros. Pour les entreprises qui présentent des dépenses d'énergie plus importantes, une aide renforcée peut être mobilisée pour un montant maximal de 50 millions d'euros, et jusqu'à 150 millions d'euros pour les secteurs exposés à un risque de « fuite de carbone », soit un risque de délocalisation vers des pays à réglementation moins stricte en matière d'émissions de gaz à effet de serre.
<b>Plafonnement pour les TPE</b>	Le ministre de l'Économie, des Finances et de la Souveraineté industrielle et numérique a annoncé le 6 janvier 2023 que les fournisseurs d'électricité avaient accepté de garantir aux TPE qu'elles ne paieraient pas plus de 280 € / MWh en moyenne en 2023.

La France a mis en place un certain nombre de mesures de soutien aux entreprises, mesures toujours actives en 2023. Il n'en reste pas moins que, et hors nouvelle organisation du marché européen de l'électricité, des questions restent ouvertes en France : place du nucléaire dans l'organisation du marché de l'électricité européen ? évolution de l'Arenh (dont le système doit s'éteindre en 2025) ?

## 2.5 En conclusion : un marché en pleine restructuration

La crise énergétique de 2022 n'est certainement pas la seule raison d'une refonte du marché de la fourniture d'énergies. Il existait déjà des tendances lourdes (conseil en achats d'énergies, courtiers, groupements d'achats, contrats long terme assis sur des moyens de production renouvelables ou non), la crise n'ayant fait qu'accélérer les choses.

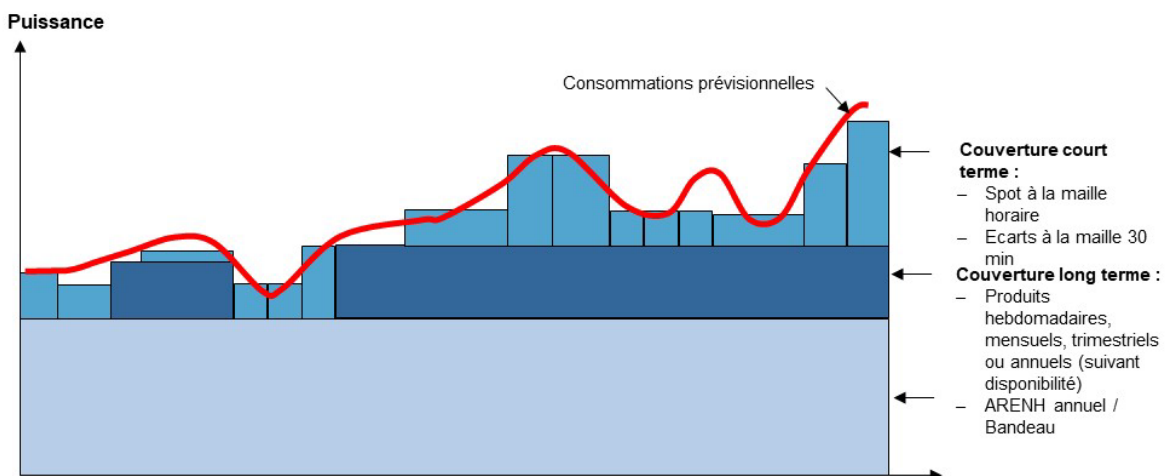
Si l'on devait retenir un point clé de la crise, c'est le curseur entre le risque (et ses contreparties) et le partage de la valeur entre les acteurs, en l'occurrence les producteurs / fournisseurs et les clients. Dans cette refonte du marché, on tend également à voir une évolution des contrats proposés aux clients et l'émergence du contrat Blocs+Spot comme une tendance lourde des années à venir.

## 3 Le report du risque : vers la généralisation du contrat Blocs+Spot ?

### 3.1 Contrat Blocs+Spot : définition et processus d'achat

#### Processus d'achat en Blocs+Spot

Source : analyse consultants



Un contrat Blocs+Spot consiste, dans le principe, à fournir au client final – non pas un prix fixe pour l'ensemble de sa consommation – mais la possibilité d'acheter des blocs de puissance constante sur sa période de consommation. Le prix de ces blocs est lié au prix de marché au moment de la décision

du client. C'est donc le consommateur qui décide du moment de marché où il souhaite acheter et des volumes dont il souhaite fixer le prix.

Chaque bloc dont le prix aura été fixé est facturé au client final. Ex-post, pour chaque journée de consommation J, les écarts constatés entre (i) la courbe de consommation réelle et (ii) la somme des blocs achetés, sont facturés à un prix généralement lié au marché de spot (c'est à dire le prix horaire fixé par la bourse en J-1).

Différents produits de marché sont échangés, notamment en base (puissance constante sur un intervalle de temps) ou en peak (de 8 heures à 20 heures du lundi au vendredi).

Les périodes vont de l'année civile (produit dit « calendar ») au trimestre (« quarter ») puis au mois, au fur et à mesure que l'on approche de la période de livraison). L'écart entre ce « Tétris » de blocs achetés au marché et la courbe réelle de consommation sera donc payé au prix horaire de la bourse de l'électricité (EPEX) établi en J-1, voire au prix des écarts du système.

Dans le contexte d'un marché dominé par la fourniture en prix fixe ou horo-saisonnalisé, le contrat Blocs+Spot est un changement de paradigme : il s'agit de reconstruire la courbe du client par blocs de produits marché disponibles sur les marchés de gros.

### 3.2 Contrat Blocs+Spot : quelle différence avec les contrats « classiques » ?

Jusqu'à peu, les contrats de fourniture d'électricité en France impliquaient en grande majorité un prix fixe de fourniture, en Euros par Mégawattheure. Ce prix, parfois assorti de limite de consommation – volume minimal (annuel, trimestriel ou mensuel), puissance maximale au-delà de laquelle interviennent des coûts de dépassement, volume maximal sur une période... – intègre en fait 3 services :

- l'achat de l'énergie consommée sur les marchés de gros,
- la gestion de périmètre d'équilibre,
- la facturation et la fourniture d'éléments de suivi de consommation au client final.

Pour rappel, l'activité en France de fourniture n'est formalisée que par une autorisation ministérielle d'achat pour revente d'électricité, et l'intégration de ces trois prestations de services relève davantage du développement historique (voire empirique) que de la stratégie commerciale.

Plus rarement, des offres horo-saisonnalisées ont pu être développées en B2C (généralement hiver/été et/ou heures pleines/heures creuses), quand elles ne répliquaient pas le découpage des tarifs inventés 80 ans plus tôt pour EDF par Marcel Boiteux. Dans tous les cas, le client final n'a que peu de visibilité sur la formation de son prix final et le coût des trois prestations détaillées en préambule. Au mieux, une indexation au marché lui permet de décider du meilleur moment pour fixer son prix.

En fait, le principe d'insertion de Blocs n'est pas si nouveau. Auparavant, son application était simplement limitée à une partie de la consommation : celle relevant de l'Accès Régulé à l'Electricité Nucléaire Historique (ARENH). En élargissant le principe à l'ensemble de la consommation, plusieurs éléments de décision (et de risque) sont reportés vers le client final :

- la stratégie de fixation de prix, et, partant, le risque de variation des marchés de futures
- le risque de variation de volume (dans la mesure où le client décide du volume des blocs),
- la stratégie d'équilibrage, puisque les écarts entre achats de blocs et consommation réalisée sont soldés à un prix flottant lié au marché de court terme.

On voit que, dans une application plus large de ce principe de Blocs+Spot, les risques liés à la prestation d'achat d'énergie et les charges de gestionnaire du périmètre d'équilibre sont largement reportés sur le client final.

### **3.3 Blocs+Spot : quels avantages, quels inconvénients, et pour qui ?**

#### **▪ Avantages pour les clients finals**

Ce type de contrat permet de mieux s'adapter aux variations de demande, de droits Arenh et / ou d'injection de blocs tiers (notamment ceux provenant d'un contrat de PPA).

En effet, la structure de contrat Blocs+Spot permet d'acheter, mais aussi de revendre de l'énergie à un prix reflétant les produits du marché de gros. C'est donc l'application partielle de cette structure qui permet aux clients finals de choisir le moment de l'exercice de leur option d'Arenh.

Dans le cadre d'une réglementation appelée à évoluer et d'un paramétrage mouvant de l'Arenh, la structure Blocs+Spot permet de s'adapter aux fluctuations.

A l'évidence, seuls les consommateurs finals (ou les groupements et les centrales d'achat) disposant d'un volume d'achat suffisant pourront justifier le suivi de marché qu'impose un tel contrat.

#### **▪ Avantages pour les fournisseurs sans moyens de production**

Ce type de contrat présente également un intérêt pour les fournisseurs ne disposant pas de moyens de production en propre, en leur permettant de moduler leur risque client : dans le cas de nombre de fournisseurs, cette structure de prix de vente réplique celle de leurs achats.

In fine, un contrat Blocs+Spot permet donc surtout au fournisseur de moduler son risque client : le contrat de vente répliquant au plus près la structure d'achat de l'électricité au marché, les coûts sont reportés au client en pass-through, presque un pour un.

#### **▪ Inconvénients**

Les défauts majeurs d'un tel contrat sont liés à la gestion des risques. Sans une stratégie de fixation de prix adaptée et un suivi de marché constant, l'acheteur peut se retrouver exposé à des variations importantes de son coût de fourniture. Par ailleurs, la tendance est à répliquer les termes de garantie des contrats d'achat sur les marchés de gros (EFET), ce qui conduit à générer des besoins massifs de trésorerie (pour constitution de garanties ou paiement d'appels de marge) ou à une limitation des volumes traités.

## **4 En conclusion : gestion du risque et partage de la valeur entre fournisseurs et clients**

### **4.1 Les fournisseurs laissent la main aux consommateurs pour la gestion du risque**

In fine, dans le nouveau cadre de marché qui se dessine, ce sont les gros consommateurs qui portent une part croissante du risque volume comme du risque marché. Pourtant, ces gros consommateurs ont de moins en moins d'intérêt à l'intermédiation d'un fournisseur qui les laisserait s'occuper de :

- la valorisation de leurs flexibilités, qu'elles soient liées à leurs capacités d'effacement ou à des souplesses de processus qui font d'eux des consomm'acteurs,
- l'intégration des contraintes nouvelles (PPA, capacité, post-Arenh...),
- le risque de variation de volume de consommation et de prix marché.

Evidemment, les fournisseurs mettent en avant l'intégration de services additionnels :

- incorporation de garanties d'origine, voire de PPA,
- gestion de l'obligation au titre du mécanisme de capacité,
- certificats d'économie d'énergie,
- traitement des communications avec les gestionnaires de réseau,
- facturation groupée et indicateurs de suivi,
- accès marché et conseil...

Mais ce service de guichet unique des fournisseurs pourrait finir par peiner à convaincre les industriels. Les plus gros consommateurs ont la taille critique pour négocier leurs garanties en direct sur le marché de gros, et les consommateurs de moyenne taille, ont un recours croissant à des courtiers, groupements ou centrales d'achat.

Plus inquiétant : les fournisseurs font eux-mêmes de plus en plus appel à des tiers pour intégrer les services qu'ils proposent à leurs clients. Le risque de ces sous-traitances et recours aux apporteurs d'affaires n'est-il pas, à terme, de vider le métier de fournisseur de parts majeures de sa valeur ajoutée, et notamment : la connaissance de ses clients et le foisonnement d'un portefeuille qui permet de lisser les achats et les risques ?

#### **4.2 D'un besoin accru de gestion d'énergie**

La transformation, voire la déconstruction de la chaîne de valeur de l'électricité vers une multitude de maillons – nouveaux pour certains, notamment dans les ENR – n'est pas nouvelle, et nous en faisons état dans des analyses dès 2016<sup>4</sup>. Elle appelle une nouvelle organisation : la sortie du modèle d'acteur intégré et monopolistique de l'énergie pour aller vers des activités nouvelles.

Cette transformation est à l'œuvre dans les achats d'énergie, avec sa cohorte de niches et spécialisations : agrégateurs de capacités, opérateurs d'effacement et d'ajustement, structurateurs de PPA, hébergeurs de périmètre d'équilibre, gestion de périmètre de capacité, etc. Cette transformation est aussi à l'œuvre au travers d'un volet « IT », avec l'émergence de tout un écosystème de softwares-as-a-service pour le trading, la gestion de clients, l'administration, la facturation et le suivi de consommation, l'IoT...

L'activité de fournisseur va devoir se réinventer pour trouver sa nouvelle place dans cette chaîne de valeur, et les prémices en sont déjà visibles sur certains des nouveaux acteurs : Plüm, qui proposait déjà une marque blanche à d'autres fournisseurs, rejoint Octopus qui vend les services de Kraken, son système de gestion intégré de l'énergie, à E.ON, ou ENI Plenitude, tout en rachetant le portefeuille commercial de Shell en Allemagne et au Royaume-Uni (Royaume-Uni où le nombre de fournisseurs avait déjà diminué des deux tiers, passant de 61 en 2018 à 23 dès décembre 2021).

La révolution 2.0 de l'énergie est en marche : nombre de services, accès aux marchés et conseils sont aujourd'hui disponibles pour les plus gros consommateurs, et même les moyens au travers de groupement. Les consommateurs sont donc confrontés à la nécessité de construire ou sous-traiter une activité de gestion de l'énergie. Aujourd'hui, les fournisseurs jouent un peu le rôle de plateforme d'accès à tous ces services, mais pour combien de temps ?

Et, s'il n'est pas certain que le monde de l'énergie se prêtera totalement à une uberisation, une chose est certaine : la commercialisation se dirige à nouveau vers un oligopole où les fournisseurs vont, eux aussi, devoir se réinventer pour survivre.

---

<sup>4</sup> Voir la note de SEA Conseil en stratégie : <https://www.seaconseil.com/wordpress/wp-content/uploads/2017/11/SEAEvolutionSecteur032016.pdf>

## Haya Energy Solutions ≡

### Qui sommes-nous ?

**Haya Energy Solutions** a été créée en 2011 par Antonio Haya Segovia, ancien PDG d'Endesa France.

Depuis, HES opère dans le secteur de l'énergie en aidant les entreprises à optimiser leur chaîne de valeur : de la définition de la stratégie aux opérations quotidiennes.

« Nous analysons le scénario de marchés spécifiques et le cadre réglementaire, et nous évaluons les conditions techniques et économiques pour fournir des solutions ad hoc uniques à différents niveaux. »

HES participe également aux processus de fusions et acquisitions, du ciblage aux Due Diligences (stratégiques, commerciales, réglementaires et techniques), en appuyant les négociations et en jouant un rôle clé dans les activités de gestion post-acquisition.

L'équipe de HES est formée d'experts et de consultants reconnus avec plus de 200 ans d'expérience cumulée dans le secteur de l'énergie.

### Contacts

Jean-Charles Bissié

Mail : [jc.bissie@hayaenergy.com](mailto:jc.bissie@hayaenergy.com)

Tél. : +33 6 67 78 98 87

Céline Haya Sauvage

Mail : [c.hayasauvage@hayaenergy.com](mailto:c.hayasauvage@hayaenergy.com)

Tél. : +33 6 44 10 85 22

## se|a conseil en stratégie

### Qui sommes-nous ?

**SEA Conseil en Stratégie**, Société indépendante créée en 2008, détenue par son fondateur qui cumule plus de 20 ans d'expérience dans le conseil en stratégie (Eurostaf, Eurogroup, Mazars).

Missions réalisées avec un réseau de consultants spécialisés en fonction des besoins de ressources ou d'expertises, engagements clairs sur les intérêts du client.

Une vocation, aider les dirigeants à faire aboutir leurs initiatives stratégiques : obtenir des résultats et apporter aux équipes les moyens de porter la dynamique.

### Contact

Philippe Beyvin

Mail : [philippe.beyvin@seaconseil.com](mailto:philippe.beyvin@seaconseil.com)

Tél. : +33 6 63 30 89 69