



CONTRATS D'ÉLECTRICITÉ À TARIFICATION DYNAMIQUE

Réponse à la consultation du 9 juillet 2020

Référence : 2020-A280-N1

DATA⁵
STORM

SAS au capital de 150 000 €
5 avenue Henry Le Chatelier – 91 120 Palaiseau
Siret : 793 813 213 00022 (RCS Evry)
APE : 7490B



Groupes des
Écoles Nationales
d'Économie
et de Statistique

ENSAE
ParisTech

ENSAI
EPHE

CREST

CEPE
Formation continue

CASD C

Table des matières

1	Introduction	3
2	Approche qualitative	4
2.1	Introduction	4
2.2	Impacts pour les consommateurs	4
2.3	Impacts pour les fournisseurs	5
2.4	Impacts pour les producteurs.....	6
2.5	Impacts pour les opérateurs de réseau	7
3	Approche quantitative.....	8
3.1	Liens entre consommation et prix.....	8
3.2	Equilibre offre demande.....	9
3.3	Conclusions.....	10
4	Réponses aux questions de la Commission	12

Fiche de contrôle et de diffusion

Entreprise	Commission de Régulation de l'Énergie		
Projet	Contrats d'électricité à tarification dynamique		
Document	Réponse à la consultation du 9 juillet 2020		
Référence	2020-A280-N1		
Version	1.0	Date	15/09/2020
Rédaction	S. Auray B. Ravel B. Thieurmel	Validation	B. Ravel

1 Introduction

Ce document a été élaboré par les équipes de DATASTORM et des chercheurs du CREST (Centre de Recherche en Economie et Statistiques).

Sans être un acteur du marché, DATASTORM, filiale d'expertise du Groupe des Ecoles Nationales en Economie et Statistiques (GENES), a souhaité alimenter le débat de ses propres réflexions sur le sujet de la tarification dynamique avec un regard externe sur le sujet. DATASTORM compte parmi ses clients de très nombreux acteurs du marché de l'électricité en France, qu'il s'agisse d'opérateurs de réseaux, de producteurs ou de fournisseurs. De plus, de nombreux chercheurs en économie industrielle, en finance et en macro-économie travaillent sur les sujets liés aux marchés de l'énergie.

Cette contribution est structurée de la manière suivante :

- Une première partie propose une analyse qualitative de premier niveau du sujet et offre une description de l'impact de la tarification dynamique sur les différents acteurs du marché.
- Une seconde partie fournit quelques premières analyses chiffrées exploitant les historiques de données du marché afin d'illustrer et de quantifier les propos de la partie 2.
- Enfin, la dernière partie répond formellement à une partie du questionnaire de la Commission en s'appuyant sur les deux premières.

Cette contribution peut intégralement être rendue publique par la Commission, les propos qui y sont tenus n'engageant que leurs auteurs et en aucun cas les partenaires ou clients de DATASTORM.

Plus d'informations sur :

- DATASTORM : <https://www.datastorm.fr/>
- Le CREST : <http://crest.science/>
- Le GENES : <http://www.groupe-genes.fr/>

2 Approche qualitative

2.1 Introduction

Suite à l'article 11 de la directive 2019/944, les États Membres doivent offrir à tout consommateur équipé d'un compteur intelligent la possibilité de souscrire un contrat d'électricité à tarification dite « dynamique ». La tarification dynamique, parfaitement explicitée dans cette directive, est décrite comme « un contrat de fourniture d'électricité conclu entre un fournisseur et un client final qui reflète les variations de prix sur les marchés au comptant, y compris les marchés journaliers et infra journaliers, à des intervalles équivalant au moins à la fréquence du règlement du marché ».

L'objectif affiché est d'élaborer une tarification flexible et avantageuse, offrant des moyens de comparaison plus simples entre les offres aux consommateurs. Il n'en demeure pas moins que l'on peut se demander si cette tarification dynamique aura des effets économiques positifs pour les différents acteurs du marché de l'électricité à savoir les consommateurs, les producteurs, les fournisseurs et enfin les opérateurs de réseau.

2.2 Impacts pour les consommateurs

La tarification dynamique devrait, en théorie, conduire à une facturation pour le consommateur qui reflète les conditions du système électrique quasiment en temps réel. Le consommateur peut ainsi ajuster sa consommation au signal prix, modulant sa consommation en cas de pics ou de creux. Ceci devrait alors lui permettre d'alléger sa facture d'électricité.

Auray, Caponi et Ravel (2019) estiment l'élasticité de la consommation d'électricité par rapport au prix entre 2007 et 2015 sur le marché français¹. Globalement, l'élasticité de la consommation d'électricité par rapport au prix est aux alentours de 0.8², soit un résultat relativement bas mais significatif. Cependant, les élasticitésprix pour les prix en heures pleines et en heures creuses s'établissent respectivement aux alentours de 1.46 et 1.86. Enfin, lorsque l'on prend en compte les effets saisonniers, on obtient des élasticitésprix de 1.45 et 1.85 en hiver et des valeurs absolues un peu plus fortes en été à 1.61 et 2.08.

La question que l'on peut raisonnablement se poser concerne le périmètre des consommateurs concernés par ce type de tarification :

- Les entreprises électro-intensives ne sont pas concernées par cette tarification, pour la principale raison qu'elles sont d'ores et déjà fortement indexées sur les conditions de marché, soit en ayant un accès direct aux marchés (pour les plus grosses), soit en ayant souscrit des offres indexées et en ayant des moyens d'effacement par report comme des groupes électrogènes ou des co-génération.
- A l'opposé, la directive pleinemment les résidentiels, qui sont aujourd'hui principalement tarifés sur des offres à prix fixe pour ceux ayant quitté les tarifs règlementés historiques.
- Entre les deux, les professionnels (artisans, commerçants, TPE) sont a priori dans le périmètre de la directive qui ne semble pas les exclure, mais on peut douter de leur réelle capacité à adapter leur consommation aux signaux de prix dès lors que l'électricité est pour eux une énergie de processus qui est indispensable à leur activité économique, avec peu de moyens de reports sur d'autres sources d'énergie.

¹ "L'élasticité-prix de la demande d'électricité en France" - Auray, Caponi, Ravel - Economie et Statistiques n°513 - 2019 (<https://www.insee.fr/fr/statistiques/4467501>)

² Ratio sans unité : une augmentation de 1% du prix entraîne une diminution de -0.8% de la consommation

Ainsi, nous pouvons raisonnablement nous intéresser en priorité aux consommateurs de type résidentiel. Revenons donc sur la composition de la facture d'électricité de ceux-ci. Le consommateur paye sur sa facture l'énergie qu'il consomme, mais aussi l'acheminement (utilisation des réseaux) et les taxes. Au final l'énergie ne représente que 30% environ de la facture.

Tenant compte de ceci Sur la base d'un tarif autour de 0,15€/kWh, cela signifie que sa part énergie ne représente en moyenne que 0,05 €/kWh. Imaginons que cette part soit indexée sur le prix Day ahead. Sur la base d'un prix de référence à 40 €/MWh sur une plage horaire donnée, si on a une pointe à 100 €/MWh (déjà assez rare), on voit que le prix ne serait augmenté que de 0,06 €/kWh (en prenant un coefficient d'indexation raisonnable à 1,2). Si ce ménage est fortement équipé et qu'il soutire par exemple 10kW sur une heure de pointe (donc c'est un ménage à au moins 12 kVA) et que sa capacité de flexibilité est de 50% de sa consommation, il économisera en s'effaçant sur 3 heures environ 0,45€ seulement en supposant que le report de sa consommation se fasse sans modification de la consommation totale (ceci neutralisant l'effet sur les taxes qui seront reportées sur les autres heures). L'économie réalisée reste donc minimale et sans doute peu perceptible pour qu'elle soit incitative.

Cependant, au regard des estimations des élasticités prix en heures creuses/heures pleines et hiver/été, on peut imaginer que l'effet positif de la tarification dynamique pour le consommateur tient en sa possibilité d'ajustement des quantités consommées sur ces heures et sur ces saisons. La tarification dynamique devrait également affaiblir les contraintes dans le système électrique qui ont générés l'apparition de ces creux/pics de prix.

Concernant le consommateur, cette tarification dynamique peut donc avoir des effets positifs car engendrant des mécanismes réservés à des pointes exceptionnelles comme cela est le cas pour les tarifs EJP³ ou TEMPO avec un opérateur (en pratique RTE) active des journées pendant lesquelles les signaux de prix sont adaptés à la hausse pour faire baisser les consommations sur ces pointes.

2.3 Impacts pour les fournisseurs

Les fournisseurs sont directement exposés aux risques de marché. En effet, s'ils cherchent à couvrir les besoins de leurs clients dès la signature des contrats à l'aide de produits futures, une part non négligeable de leur portefeuille reste exposée au marché de court terme :

- Du fait de la forme de la courbe de charge de leur portefeuille qui ne peut être couverte par des produits standards
- Du fait également des mouvements de portefeuille, et notamment les pertes pour résiliation anticipée des offres.

Leur exposition sur les marchés de court terme, non couverte financièrement par leurs offres à prix fixes est donc incluse dans les offres au travers de leur prime, ce qui de fait renchérit le coût de fourniture pour les consommateurs.

La mise en place de tarifications dynamiques aurait pour impact direct de diminuer ce risque pour la part du portefeuille ayant souscrit ce type d'offre. Ainsi, le niveau global de risque auxquels ils sont exposés serait diminué. Cependant, si une part significative de leur portefeuille souscrit ce type d'offre, l'impact positif sur leurs risques pourrait être en partie atténué par l'augmentation du risque résiduel sur les offres exposées. En effet, puisque le volume des offres exposées (celles à tarification non dynamique) serait diminué (à part de marché constante), ceci limiterait de fait les possibilités de foisonnement des risques sur cette part du portefeuille. Ce point serait d'autant moins important

³ Effacement des Jours de Pointe. Mécanisme indépendant du mécanisme de capacité

selon les critères de sélection (exogènes vus du fournisseur) des consommateurs susceptibles de souscrire des offres à tarification dynamique.

Soulignons enfin que la mise en place de ce type de tarif nécessiterait chez les fournisseurs la mise en place d'une organisation spécifique visant à anticiper au mieux la réponse des consommateurs aux signaux de prix day-ahead fournis par le marché, ceci afin de limiter l'exposition sur les marchés intraday.

On voit ici que la nature de la tarification dynamique est déterminante dans ce cadre. En effet, on peut imaginer deux schémas types :

- Une tarification dynamique indexée uniquement sur les marchés day-ahead. Cette tarification offre une lisibilité élevée aux consommateurs, et leur permet pleinement d'adapter leur réponse de consommation aux signaux de prix (prix disponibles de la veille pour le lendemain). Elle oblige cependant les fournisseurs anticiper au mieux cette élasticité de court terme afin de leur permettre de tarifier le risque résiduel en intraday dans leur formule tarifaire.
- Une tarification dynamique sur les marchés day-ahead et intraday. Cette tarification diminue très fortement les risques des fournisseurs, la prime du fournisseur reflétant alors ses coûts de gestion, mais la lisibilité pour le consommateur s'en trouverait grandement restreinte au sens où les marchés intraday sont principalement guidés par les besoins d'équilibrage du réseau et sont disponibles dans un délai de temps très court ne permettant pas au consommateur de planifier ses reports de consommation par rapport à ces signaux.

Pour conclure, même si la deuxième solution peut sembler intéressante en termes de risques pour les fournisseurs, elle n'est pas envisageable pour le consommateur, qui se retrouverait exposé à un risque de marché très élevé sans possibilité d'adapter sa demande aux signaux de prix disponibles trop tardivement, et ne doit donc pas être le cadre de réflexion associé à ces tarifications dynamiques. De plus, une tarification liée aux prix intra-day pourrait, si beaucoup de consommateurs y souscrivent, provoquer des problèmes de liquidité sur ce marché⁴ et de fait accentuer la volatilité des prix.

2.4 Impacts pour les producteurs

La mise en place de tarifications dynamiques doit a priori entraîner une réduction de la volatilité des prix de l'énergie. Ceci a pour effet direct de faciliter globalement les investissements dans les moyens de production. Les producteurs seraient cependant a priori très diversement impactés par la mise en place d'une tarification dynamique selon la nature de leur production.

Typiquement, les producteurs non intermittents seraient sans doute assez peu impactés par la tarification, sauf à imaginer un impact structurel de la tarification dynamique sur la formation des prix de long terme, ce qui est peu probable. Les mécanismes de report de consommation des consommateurs vers les heures creuses pourraient cependant rendre l'offre des producteurs de rubans d'électricité de base mieux valorisée, mais sans doute dans une faible mesure.

A l'inverse, les producteurs intermittents seraient directement impactés. La mise en place d'une tarification dynamique aurait pour effet, si elle permet effectivement d'activer la flexibilité des consommateurs, un lissage de la consommation et des pointes de prix. Ainsi, un producteur

⁴ cf. Observatoire des marchés de gros, volumes tradés sur les différents marchés, page 13 du document publié par la CRE : <https://www.cre.fr/content/download/21282/271435>

intermittent serait moins exposé aux fluctuations du marché de court terme et verrait la valorisation de la production de ses actifs moins volatile. Il semble ici intéressant de distinguer plusieurs types de producteurs intermittents :

- Les producteurs intermittents pilotables (fioul, charbon, hydraulique à accumulation) : Ceux-ci exploitent aujourd'hui les pointes de marché pour valoriser au mieux leur production en activant leur production dans les périodes de pointes de prix en fonction des appels du marché. Le lissage des prix de court terme pourrait donc nuire à la rentabilité de leurs actifs en leur offrant moins d'opportunités de tarification élevée.
- Les producteurs intermittents non pilotables (éolien, photovoltaïque, hydraulique au fil de l'eau) : ceux-ci verront l'incertitude de prix diminuée et donc auront une meilleure visibilité sur la rentabilité de leur actif.

La réponse du volet « production » à une tarification dynamique est donc contrastée, mais on peut raisonnablement estimer que la majorité des producteurs d'énergie renouvelable seraient impactés positivement, à l'exclusion notable des producteurs hydrauliques à accumulation (barrage) pour qui l'effet pourrait s'avérer négatif.

2.5 Impacts pour les opérateurs de réseau

La mise en place d'une tarification dynamique doit permettre de provoquer des reports de consommation depuis les périodes de pic vers les périodes de creux. Même si les notions de pics et de creux sont ici à entendre en termes de prix, ces périodes sont naturellement concomitantes avec les périodes de pics et de creux de consommation, donc les périodes où l'équilibrage des réseaux (transport / distribution) est le plus problématique. Ce point est à relativiser si l'on considère que les tarifications dynamiques ici évoquées ne concernent principalement que les résidentiels : la concomitance entre les pics de prix de marché et les pics de consommation est moins nette comme cela est présenté au §3.1.

Ainsi, les reports favoriseraient a priori les mécanismes visant à lisser la consommation sur les réseaux, permettant de fait une évolution du coût de l'acheminement en favorisant les parts variables au détriment des parts fixes, du fait de besoins moins forts de capacité.

Cela étant, en l'absence de moyens de stockage de grande ampleur, la gestion des capacités d'acheminement restera un problème crucial et une réflexion devra être menée pour mesurer les évolutions à prévoir sur les tarifs d'utilisation du réseau. En effet, l'impact des tarifs dynamiques aura a priori tendance à augmenter la durée d'utilisation des réseaux et les conditions tarifaires devront être adaptés pour refléter au mieux les coûts d'utilisation des réseaux par les consommateurs.

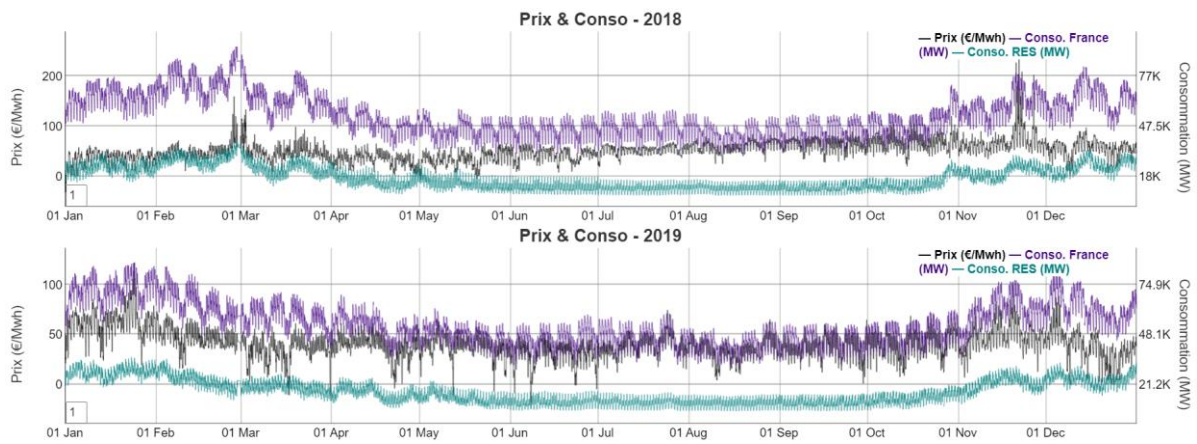
3 Approche quantitative

L'ensemble des graphiques ici produits l'ont été à partir de données sources issues :

- De RTE⁵ pour les données de consommation, qu'il s'agisse de la consommation nationale ou de la consommation des résidentiels ;
- De EPEX⁶ pour les données de marché, qu'il s'agisse des prix ou des carnets d'ordre d'offre et de demande.

3.1 Liens entre consommation et prix

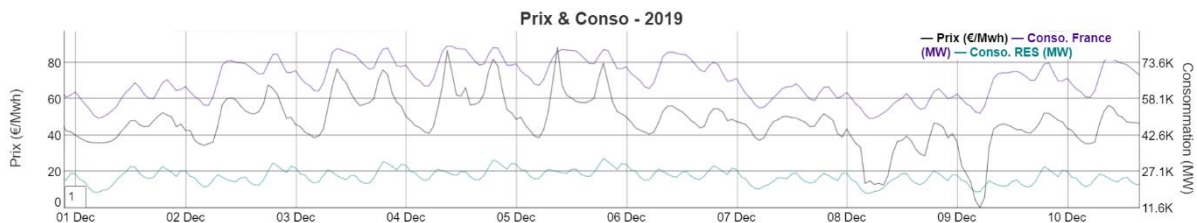
Si l'on examine les séries de prix et de consommation sur le réseau électrique français sur les années 2018 et 2019, on constate que si la consommation est très saisonnalisée, les niveaux de prix subissent moins cette influence saisonnière :



sont représentés ici :

- en noir le niveau de prix day-ahead (échelle de gauche)
- en violet la puissance totale soutirée (échelle de droite)
- en vert la puissance soutirée par les résidentiels (échelle de droite)

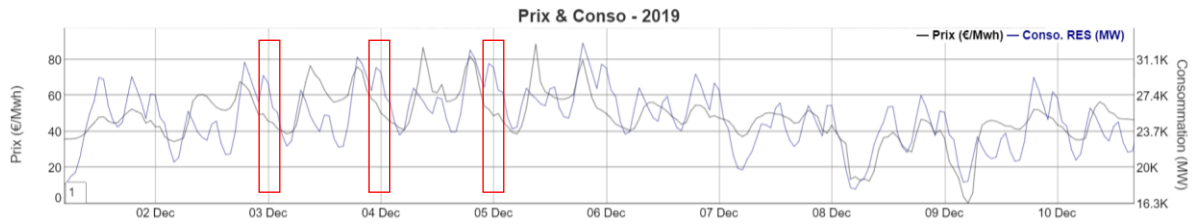
Si l'on s'intéresse maintenant aux liens à plus court terme en se focalisant sur une période particulière, on mesure un lien très fort entre le niveau global de la consommation et le niveau de prix, ceux-ci étant maximum aux moments où la consommation est plus forte :



Cependant, en examinant un peu plus en détail ces courbes, on voit que si le lien est très fort entre le niveau de prix et la consommation totale, il apparaît moins net entre le prix et la consommation des résidentiels :

⁵ <https://opendata.reseaux-energies.fr/pages/accueil/>

⁶ <https://www.epexspot.com/en/market-data>



Sont représentés ici :

- en noir le niveau de prix day-ahead (échelle de gauche)
- en violet la puissance soutirée par les résidentiels (échelle de droite)

On observe que les pointes méridiennes (mises en évidence sur le graphique) de consommation ne se retrouvent pas dans la formation des prix.

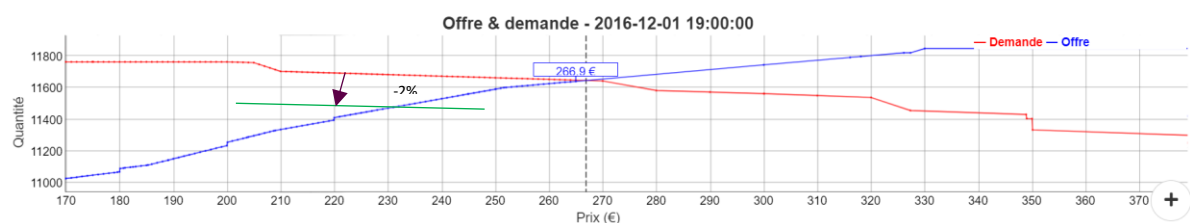
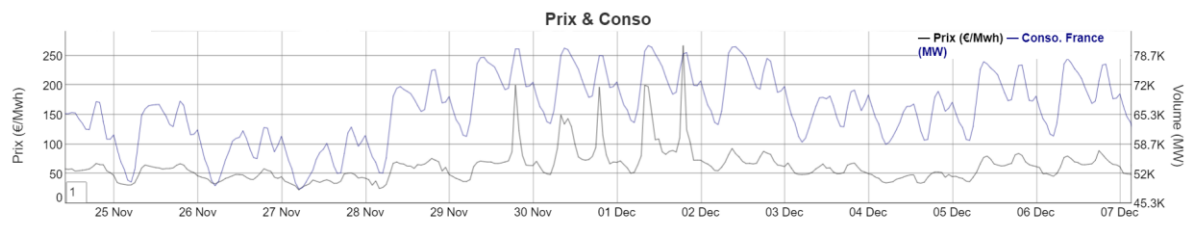
Cette analyse graphique est confirmée par l'étude des corrélations entre les séries puisque sur 2019 par exemple, la corrélation linéaire entre la consommation totale et le prix est de 0.738 alors qu'elle n'est que de 0.536 entre la consommation des résidentiels et le prix.

3.2 Equilibre offre demande

Nous avons étudié les carnets d'ordre sur le marché day-ahead sur l'hiver 2016/2017 afin d'analyser le degré de sensibilité des prix à la demande. En effet, la mise en place de tarifications dynamique ayant a priori pour effet de faire diminuer la demande pendant les pics de prix, il nous semble intéressant de pouvoir mesurer l'impact sur les prix. Cette analyse est évidemment très limitée puisque les marchés day ahead ne sont aujourd'hui pas conditionnés par une demande forte des résidentiels avec une tarification dynamique.

Prenons pour commencer le prix spot au 1er décembre 2016 à 19h, où le marché à fixing s'est équilibré à plus de 260€/MWh. En examinant le carnet d'ordre on voit qu'à cette heure, la courbe d'offre était sensiblement croissante autour de ce niveau de prix, ceci limitant l'impact d'une baisse de la consommation sur le prix.

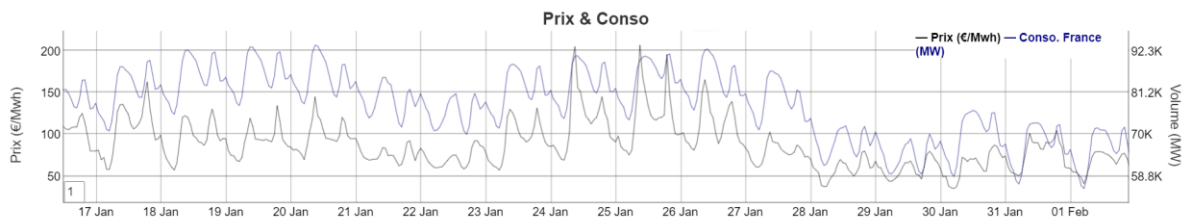
Cliquez sur le graphique pour afficher la courbe offre / demande correspondante



Cependant, une réduction d'environ 2% de la demande (ceci étant très important, la demande des résidentiels ne représentant que de l'ordre de 20 à 25% de la consommation totale) sur ce créneau horaire aurait alors entraîné une baisse du prix jusqu'à environ 230 €/MWh, soit une baisse du prix d'à peine plus de 10%, avec donc un effet finalement peu sensible.

En observant d'autres pics, on peut observer des périodes où l'offre est moins sensible au prix et où une baisse de la demande du même ordre de grandeur pourrait avoir un impact beaucoup plus fort sur le prix

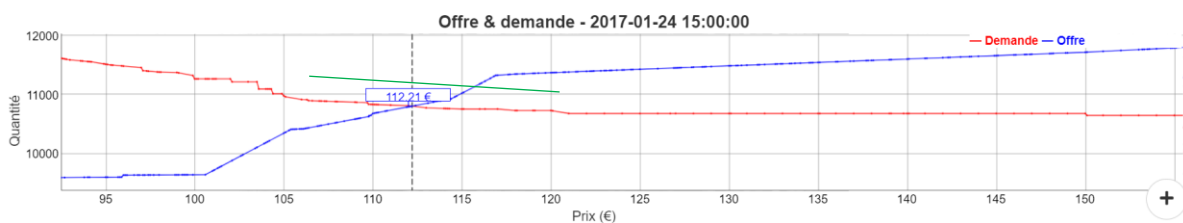
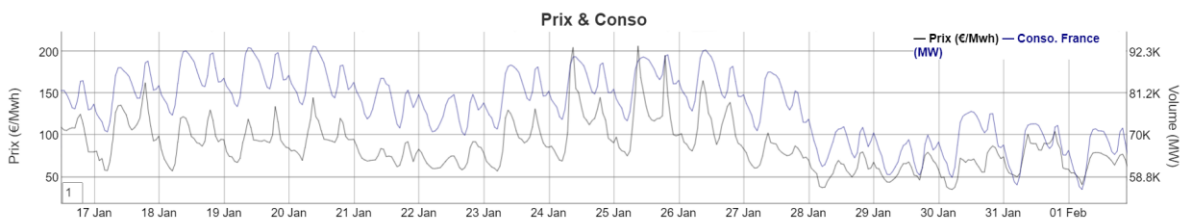
Cliquez sur le graphique pour afficher la courbe offre / demande correspondante



Ici, une baisse de 2% du niveau de consommation pourrait avoir eu un impact de près de 25% sur le prix d'équilibre.

Examinons maintenant les périodes de creux de prix, pour mesurer l'impact des reports de consommation sur ces périodes. Reprenons pour cela la journée du 24 janvier, et imaginons que la consommation effacée le matin à 9h a été reportée sur le creux de l'après-midi soit à 15h. On voit ici qu'une augmentation de 2% de la demande (les niveaux d'offre et demande au spot étant équivalents à 9h et 15h au prix de clôture) aurait eu un impact très faible sur le prix, faisant passer celui-ci de 112 à 117 €/MWh, soit une hausse très faible au regard de la baisse potentielle estimée lors de la période de pointe.

Cliquez sur le graphique pour afficher la courbe offre / demande correspondante



3.3 Conclusions

Des analyses plus systématiques et plus globales devraient, bien naturellement, être menées pour mieux mesurer les impacts d'une tarification dynamique. En effet, il faudrait également mesurer l'impact que cette tarification aurait sur le volume global des échanges sur les marchés de court terme, lesquels déformeraient très sensiblement les courbes d'offre et de demande. Cependant, ces premières analyses (menées sur l'hiver 2016-2017 faute d'accès de notre part aux données de

marché plus récentes) montrent que les impacts souhaités de diminution de la volatilité des prix pourraient effectivement être importants, avec des effets bénéfiques pour la majorité des acteurs du marché.

4 Réponses aux questions de la Commission

Q1 : Partagez-vous l'analyse de la CRE sur l'objectif du développement des offres à tarification dynamique ?

Oui, mais cet objectif nous semble motivé par les 3 objectifs suivants à la lecture de la directive :

- Baisser les prix pour le consommateur final (paragraphe 37 de l'introduction : *"All consumers should be able to benefit from directly participating in the market, in particular by adjusting their consumption according to market signals and, in return, benefiting from lower electricity prices or other incentive payments"*)
- Faire en sorte que les prix du marché permettent de financer les investissements nécessaires (paragraphe 20 de l'introduction : *"Market prices should give the right incentives for the development of the network and for investing in new electricity generation"*)
- Baisser la volatilité du prix (Article 7.4: *"For at least a ten-year period after dynamic electricity price contracts become available, Member States or their regulatory authorities shall monitor, and shall publish an annual report on the main developments of such contracts, including market offers and the impact on consumers' bills, and specifically the level of price volatility"*)

Par ailleurs, l'objectif de la tarification dynamique semble être également motivée par la volonté de rendre les offres plus lisibles pour les consommateurs, dans un contexte d'ouverture à la concurrence qui est relativement lent et qui génère, notamment sur le sujet des prix, des pratiques commerciales parfois trompeuses⁷.

Q2 : Partagez-vous l'analyse de la CRE quant à l'intérêt des offres à tarification dynamique pour les consommateurs et quant aux risques associés ?

Oui, mais comme nous le détaillons au §2.2, les consommateurs résidentiels semblent les plus concernés au sens où les entreprises du middle market⁸, hormis le secteur tertiaire qui pourrait adapter ses consignes de chauffe et de climatisation, sont soumises à des contraintes de procédé qui limitent leur flexibilité.

Q3 : Comment informer le consommateur des risques associés à une offre à tarification dynamique ? Cette communication doit-elle prendre un format différent selon les catégories de consommateurs visées ?

Nous n'avons pas de réponse argumentée à formuler pour cette question.

Q4 : Quelles pourraient être les modalités de recueil du consentement permettant de répondre aux exigences de la directive ?

Idem Q3.

⁷ Voir par exemple l'article du Monde du 15/09/2020:
https://www.lemonde.fr/economie/article/2020/09/15/energie-enquete-sur-le-demarchage-telephonique-mensonger_6052194_3234.html

⁸ Artisans, commerçants, PME, ETI

Q5 : Avez-vous connaissance de systèmes équivalents de tarification dynamique dans d'autres secteurs dont il serait possible de s'inspirer ? (par exemple, l'encadrement de la vente de produits financiers) ?

L'exemple de la commercialisation des prêts à taux variables ou indexés par rapport à des prêts à taux fixes est un parallèle à étudier en tant que tel. Les abus constatés dans ce domaine seraient riches d'enseignement au sens où malgré une réglementation sur l'information des consommateurs assez contraignante, des prêts ont été commercialisés avec des clauses jugées depuis abusives par les tribunaux. L'analyse des jugements rendus entre 2017 et 2019 sur les prêts indexés sur le LIBOR CHF pourrait s'avérer pertinente à cet effet.

Q6 : Pensez-vous qu'une offre qui varie selon quelques postes horosaisonniers peut être considérée comme une offre à tarification dynamique ?

Non, car elle ne permet pas réellement de valoriser la flexibilité mais se contente de fournir une grille tarifaire adaptée à un profil de consommation particulier.

Q7 : Pensez-vous que les offres intégrant des pointes mobiles peuvent-elles être considérées comme des offres à tarification dynamique ?

Ici, en revanche, une tarification à l'aide de pointes mobiles permet aux consommateurs de valoriser leur flexibilité. Cependant, de telles offres devraient être strictement réglementées pour que l'optimisation de couverture que ferait chaque fournisseur en fonction de son portefeuille n'aille pas à l'inverse des besoins d'appels de flexibilité du système électrique. En effet, un fournisseur se trouvant court sur une période pourrait demander à activer sur son portefeuille une pointe mobile sans que celle-ci ne soit bénéfique pour le système électrique. Les systèmes d'effacement diffus, tels que mis en place en France en 2015⁹, offrent ce type de valorisation des flexibilités des consommateurs en coordination avec les besoins du système électrique.

Q8 : Quelles caractéristiques devrait avoir une offre répondant à la définition de l'article 11 de la directive 2019/944 ?

L'article 11 détaillant notamment les besoins d'information des consommateurs, nous n'avons pas de réponse argumentée à apporter à cette question.

Q9 : Partagez-vous l'analyse de la CRE sur les offres utilisant une référence de prix de marché moyennée sur une période longue, par exemple mensuelle ?

Oui, ce type d'offre ne permet pas de valoriser des flexibilités, mais uniquement d'indexer le coût de la facture énergétique sur un produit financier corrélé afin de limiter l'exposition financière du consommateur qui dispose de moyens de couverture. Ce type d'offre n'incite pas à effectuer des reports et donc à favoriser la baisse de la volatilité des prix de court terme, indispensable pour le financement des moyens de production renouvelables intermittents.

Q10 : Les offres à tarification dynamique doivent-elles reposer intégralement sur des prix de marché de court terme ?

Nous avons détaillé dans le §3 que l'impact du prix de court terme sur la facture finale du consommateur était fortement restreint du fait de la composition de sa facture (fourniture + taxes + acheminement). Si l'indexation n'est que partielle, cet impact en sera encore réduit et l'effet incitatif

⁹ Voir par exemple le document de l'Ademe sur le sujet :

https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/avis_ademe_effacement_diffus_janv2015.pdf

pourrait devenir très faible. De plus, une indexation multiple accentuerait la non-lisibilité du prix pour le consommateur et de fait limiterait la dynamique du marché.

Q11 : Quelles difficultés les fournisseurs pourraient-ils rencontrer dans la construction d’offres de marché reflétant les variations des prix de marchés de court terme ? Identifiez-vous des contraintes opérationnelles ? Quel serait le temps nécessaire au développement et à la proposition de telles offres par les fournisseurs ?

Nous laissons les fournisseurs répondre à cette question dans toutes ses dimensions. En revanche, il nous semble que l’aspect technologique constitue un point clef de cette réponse. Pour activer sa flexibilité, le consommateur devra être informé en amont des opportunités de valorisation qui lui sont offertes et d’une simulation personnalisée des économies qu’il est susceptible de réaliser. Ainsi, des outils riches devront être mis à sa disposition pour pouvoir planifier ses effacements et reports en toute connaissance de cause, ceci notamment pour éviter un effet déceptif fort des consommateurs. Un outillage complémentaire permettant des effacements automatiques en période de très fort niveau de prix serait également nécessaire (à l’image des boitiers que certains agrégateurs ont pu déployer dans le cadre du mécanisme d’effacement diffus).