

The logo for AMORCE, featuring the word "AMORCE" in green capital letters inside a white oval with blue and orange swooshes.

AMORCE

ENQUÊTE

Mécanisme de
capacité : Quelles
répercussions
économiques pour les
collectivités locales ?
(Comparatif des avenants
reçus)

Série
Économique

ENE 18

Mars 2017



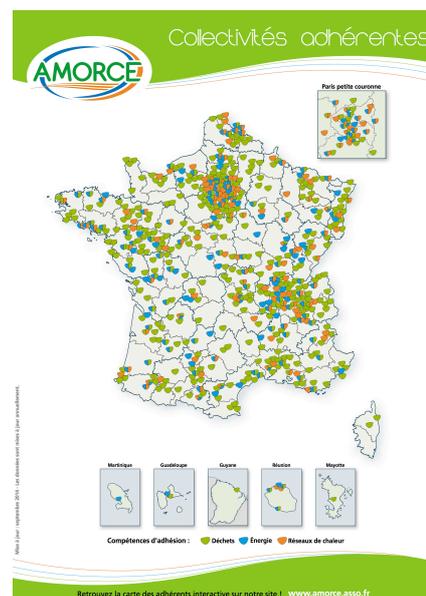
Energie
et Climat

PRÉSENTATION D'AMORCE

Rassemblant plus de 850 adhérents pour 60 millions d'habitants représentés, AMORCE constitue le premier réseau français d'information, de partage d'expériences et d'accompagnement des collectivités (communes, intercommunalités, conseils départementaux, conseils régionaux) et autres acteurs locaux (entreprises, associations, fédérations professionnelles) en matière de politiques Énergie-Climat des territoires (maîtrise de l'énergie, lutte contre la précarité énergétique, production d'énergie décentralisée, distribution d'énergie, planification) et de gestion territoriale des déchets (planification, prévention, collecte, valorisation, traitement des déchets).

Force de proposition indépendante et interlocutrice privilégiée des pouvoirs publics (ministères, agences d'Etat) et du Parlement (Assemblée nationale et Sénat), AMORCE est aujourd'hui la principale représentante des territoires engagés dans la transition énergétique et dans l'économie circulaire. Partenaire privilégiée des autres structures représentatives des collectivités, des entreprises, ou encore des organisations non gouvernementales, elle a également joué un rôle majeur dans la défense des intérêts des acteurs locaux lors de l'élaboration de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte ou précédemment des lois relatives au Grenelle de l'environnement.

Créée en 1987, elle est largement reconnue au niveau national pour sa représentativité, son indépendance et son expertise, qui lui valent d'obtenir régulièrement des avancées majeures (TVA réduite sur les déchets et sur les réseaux de chaleur, création du fonds chaleur, éligibilité des collectivités aux certificats d'économie d'énergie, création des nouvelles filières de responsabilité élargie des producteurs, signalétique de tri sur les produits de grande consommation, généralisation des plans climat-énergie, obligation de rénovation de logements énergivores et réduction de la précarité énergétique, renforcement de la coordination des réseaux de distribution d'énergie, etc...).



REMERCIEMENTS

Nous remercions l'ensemble des collectivités ayant participé à ce benchmark, et qui nous ont fait part de leurs remarques et de leurs analyses pour la création d'une base à la rédaction de ce document. Nous souhaitons remercier également les relecteurs pour leur expertise.

RÉDACTEURS

Maxime ANCHISI, manchisi@amorce.asso.fr

Relecture : Thomas DUFFES, AMORCE ; Fannie LAVOUE, AMORCE ; Thomas ROUVEYRAN, Seban & Associés ; Patrick SOLER, Direction des Achats de l'État ; Jérémie FOURAGE, SIEEEN

MENTIONS LÉGALES

©AMORCE – Mars 2017

Les propos tenus dans cette publication ne représentent que l'opinion de leurs auteurs et AMORCE n'est pas responsable de l'usage qui pourrait être fait des informations qui y sont contenues.

Reproduction interdite, en tout ou en partie, par quelque procédé que ce soit, sans l'autorisation écrite d'AMORCE.

Possibilité de faire état de cette publication en citant explicitement les références.

PRÉAMBULE

La mise en place d'une obligation de capacité, prévue par la loi NOME, vise à sécuriser l'alimentation électrique française, notamment lors des périodes de très forte consommation. Le mécanisme de capacité est rentré en application au 1^{er} janvier 2017, suscitant de nombreuses interrogations chez les consommateurs d'électricité, en particulier pour les collectivités locales. Beaucoup d'acheteurs publics ont reçu des avenants de la part de leurs fournisseurs, proposant d'intégrer hâtivement cette nouvelle brique de coût au prix de l'énergie. S'il ne fait pas de doute que le coût de la capacité devra trouver sa place sur les factures d'électricité, la question qui se pose réside plutôt dans la manière dont ce coût va s'intégrer. A ce sujet, les fournisseurs d'électricité ne semblent pas opter pour les mêmes méthodes de répercussion, ce qui soulève des interrogations quant à une « juste » répercussion à trouver entre les parties.

En cela, **AMORCE a proposé de réaliser un benchmark des répercussions proposées par les fournisseurs aux collectivités, afin qu'elles puissent comparer les différentes méthodes de répercussion et les divers surcoûts résultant, à partir des éléments disponibles en janvier 2017.** Ce travail vient notamment en complément de notre observatoire de 2016, au périmètre plus large, sur les offres de marché proposées par les fournisseurs ([ENE11- observatoire des prix de marché de la fourniture d'électricité et de gaz naturel pour les collectivités locales](#)).

SOMMAIRE

PREAMBULE	3
SOMMAIRE	3
1. POURQUOI UN MECANISME DE CAPACITE ?	4
2. METHODOLOGIE GENERALE SUIVIE ET REPRESENTATIVITE DE L'ECHANTILLON	7
3. PRESENTATION DES RESULTATS	8
3.1. RECEPTION D'AVENANTS AUX MARCHES DE FOURNITURE	8
3.2. CONTENU DES AVENANTS EN TERMES DE REPERCUSSIONS FINANCIERES	8
3.3. SURCOUT DU MECANISME DE CAPACITE ESTIME	10
3.4. ANALYSE PAR SEGMENT DE CONSOMMATION	11
3.4.1. <i>POINTS DE CONNEXION C1 ET C2</i>	11
3.4.2. <i>POINTS DE CONNEXION C3</i>	12
3.4.3. <i>POINTS DE CONNEXION C4</i>	13
3.4.4. <i>POINTS DE CONNEXION C5 : « ECLAIRAGE PUBLIC »</i>	14
3.4.5. <i>POINTS DE CONNEXION C5 : « BATIMENT » OU « PRO »</i>	15
4. RESUME DES STRATEGIES ET PREMIERES PRECONISATIONS	16
POUR ALLER PLUS LOIN	18
ANNEXE 1 : SCHEMA RECAPITULATIF DES ACTEURS ET TRANSACTIONS DU MECANISME DE CAPACITE	19
ANNEXE 2 : SCHEMA RECAPITULATIF DES FORMATS D'OFFRE ENVISAGEABLE SELON LES POINTS DE CONNEXION (SOURCE : OPERA ENERGIE)	20

1. POURQUOI UN MÉCANISME DE CAPACITÉ ?

- **Contexte de la mise en place**

Les pointes de consommations sur le réseau électrique peuvent créer, en période hivernale notamment, des tensions sur le système électrique et fragiliser la sécurité d'approvisionnement¹.

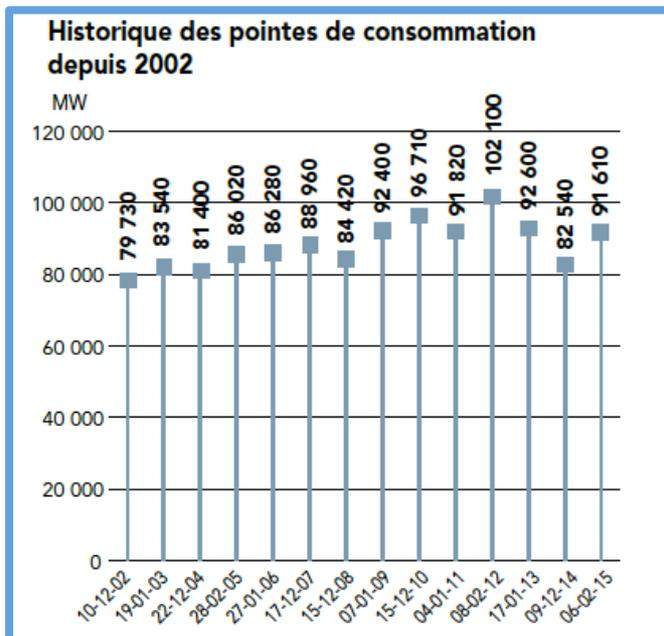


Figure 1: Historique des pointes de consommation depuis 2002 (source: RTE)

La très forte proportion du chauffage électrique dans les ménages français², couplé à la pluralité des nouveaux usages de l'électricité spécifique³, ont conduit entre 2001 et 2010 à une forte croissance de la pointe maximum annuelle de la consommation électrique Française (cf. figure ci-contre). À cela s'ajoute une instabilité de cette pointe annuelle de consommation depuis quelques années, ce qui pousse le réseau électrique à s'adapter à cette variabilité.

Parallèlement, la baisse spectaculaire des prix de gros de l'électricité depuis 2008 induit une mise sous cocon des centrales de production dites « de pointe », qui peinent à trouver une rentabilité suffisante pour continuer à fonctionner. Face à cette défaillance du modèle « Energy Only Market », le

mécanisme de capacité vient en réponse à cette sécurisation de l'approvisionnement du réseau électrique.

- **Le mécanisme de capacité : de quoi s'agit-il ?**

Le mécanisme de capacité est un mécanisme assurantiel, dans lequel les fournisseurs doivent démontrer qu'ils disposent de suffisamment de capacités pour couvrir les besoins de leurs clients pendant les périodes de pointe. Pour remplir cette nouvelle obligation imposée par la loi, ils doivent détenir des certificats de capacité, fonction de la consommation de leurs clients durant des périodes définies (dites PP1, voir p.5). Concrètement, **il s'agit de créer un nouveau marché de la puissance (MW) qui viendra compléter le marché de l'énergie (en MWh) déjà existant.**

RTE, qui a mis en place le mécanisme à la demande des pouvoirs publics et élaboré ses règles, délivre ces certificats aux producteurs ou aux opérateurs d'effacement en échange d'un engagement de disponibilité de leurs installations lors des périodes hivernales. Les producteurs et opérateurs d'effacement pourront ainsi valoriser ces certificats auprès des fournisseurs. Le

¹ Le cas de l'automne 2016 constitue un bon exemple. Avec l'arrêt de plusieurs centrales de production d'électricité en France, de véritables interrogations ont été soulevées quant à la capacité du réseau à passer les périodes de pointes de l'hiver.

² Le chauffage électrique rend le réseau électrique fortement thermosensible. En effet, on estime qu'une baisse de 1°C de la température extérieure en hiver induit une augmentation de + 2400 MW de la capacité de production nécessaire à l'équilibre du réseau électrique (cf. Bilan électrique 2015, RTE)

³ Petit et gros électroménager, matériel informatique, outils high-tech, etc.

respect de leur engagement de disponibilité pour leurs installations sera par ailleurs contrôlé et ils seront, en cas d'écart, soumis à un dispositif de règlement des écarts.

Les règles du mécanisme de capacité permettent aux fournisseurs de réduire leur obligation quand leurs clients diminuent leur consommation d'électricité à la pointe. Le mécanisme a par conséquent aussi été conçu pour inciter à une plus grande sobriété énergétique lors des périodes de fortes contraintes sur le réseau électrique. L'annexe 1 propose un schéma récapitulatif des acteurs du marché de capacité.

La première année couverte par le mécanisme a officiellement démarré au **1^{er} janvier 2017**.

- **Echange et vente de certificats de capacité, prix de référence marché (PRM)**

Pour les acteurs dits « obligés » du mécanisme de capacité, il existe plusieurs façons de s'approvisionner en capacités :

- **De gré à gré** : c'est à dire par une négociation directe entre acheteurs et vendeurs de capacités (producteurs ou opérateurs d'effacement, voire actifs propres). Fin janvier 2017, près de 49 GW d'échanges gré à gré étaient déclarés pour l'année de livraison 2017.
- **Par un marché organisé** : EPEX Spot organise des enchères de certificats de capacités. Le prix moyen résultant de ces enchères sert de référence au prix de la capacité pour la période sous-jacente. Pour 2017, 22,6 GW ont été échangés de cette manière, et le prix de référence marché de la capacité a été fixé à 9999,8 €/MW.
- **Par l'Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire Historique (ARENH)** : les acheteurs d'ARENH obtiennent les capacités correspondantes, tel que prévu par le dispositif. Pour 2017, plus de 10 GW ont été échangés de cette façon.

- **Quelles sont concrètement les périodes d'obligations pour les obligés (fournisseurs notamment) ?**

L'obligation des fournisseurs est déterminée lors de jours bien précis, définis par RTE et dits **PP1**. Ces jours sont notifiés par RTE la veille à 9h30. Ils sont sélectionnés par RTE en période d'« hiver » les jours de plus grand froid (de janvier à mars et de novembre à décembre).

Entre 10 et 15 jours PP1 sont prévus pour chaque année de livraison. Début février 2017, 12 jours PP1⁴ avaient déjà été définis pour l'année 2017.

Ces jours de pointe (10h⁵ d'obligation par jour PP1) serviront *ex-post* de référence pour calculer l'obligation réelle des fournisseurs d'électricité à chaque année de livraison.

- **Questionnements soulevés**

Du point de vue des collectivités locales acheteuses d'électricité, les principales questions inhérentes à la mise en place du marché de capacité peuvent être séparées en deux grandes catégories :

- **Les questions relatives au coût répercuté du mécanisme** : Si les règles du mécanisme de capacité prévoient plusieurs formules précises de calcul des obligations de capacité en fonction des profils de consommation d'un client, elles ne précisent pas en revanche comment les fournisseurs doivent répercuter le coût associé à cette obligation à leurs clients. Les modalités de facturation de la capacité - comme celles de l'énergie - relèvent ainsi de la liberté commerciale des fournisseurs⁶. A ce titre, ces derniers peuvent donc adopter leurs propres modalités

⁴ https://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/vie/meca_capa/meca_capa_pp.jsp

⁵ de 7h (exclu) à 15h (inclus), et de 18h (inclus) à 20h (exclu)

⁶ Il est toutefois prévu (6.7 des règles du mécanisme de capacité) que les répercussions envisagées par les fournisseurs soient communiquées à la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) au plus tard en mars 2017, sans pour autant connaître précisément le rôle de contrôle cette dernière.

de répercussion aux clients finals. La question du coût final payé par les consommateurs réside en grande partie dans la définition des modalités de calcul, qui semblent manquer de transparence à l'heure actuelle pour les consommateurs finals. En particulier : comment est estimée la capacité de chaque segment des marchés et comment s'en trouve-t-elle répercutée sur la facture finale ? La répercussion de l'obligation de capacité se fait-elle à l'euro / l'euro, ou en intégrant en plus du prix de la capacité la prise en charge des frais de gestion et/ou la marge commerciale des fournisseurs ? Les consommateurs paient-ils réellement la capacité qu'ils génèrent pour le fournisseur ? Etc.

- **Les questions relatives à l'intégration juridique du mécanisme dans les marchés** : 3 cas de figure peuvent se présenter quant aux dispositions contractuelles des marchés en cours.
- Si la mise en place du mécanisme de capacité était initialement prévue dans les pièces contractuelles, avec des modalités d'évolution définies à l'avance, il n'existe en principe pas de nécessité de faire un avenant au marché (c'est par exemple le cas des marchés de l'UGAP) ;
 - Si la mise en place du mécanisme de capacité était initialement prévue dans les pièces contractuelles, sans modalité d'évolution, mais avec une clause d'intégration du mécanisme lorsqu'il sera effectivement mis en place : il faudra parvenir à un avenant proposant une répercussion financière sur les marchés, qui devra être formalisé avec transparence afin que les deux parties trouvent un accord commun. L'article 139 du décret marché⁷ autorise sans contraintes la signature d'avenants pour des montants inférieurs aux seuils européens et inférieurs à 10% du montant du marché initial. Au-delà de 10% et en dessus de 50%, la signature d'avenants est autorisée notamment en cas de survenance de circonstances qu'un « acheteur diligent ne pouvait pas prévoir » ;
 - Si rien n'était précisé dans les pièces initiales du marché quant au mécanisme de capacité, il n'existerait a priori pas de disposition légale obligeant le client à intégrer ce nouveau coût dans le marché.

Il semblerait toutefois pertinent de formaliser des modalités de couverture des coûts, afin d'intégrer du mieux possible le mécanisme dans les marchés en cours⁸. Le mécanisme de capacité a aussi vocation à être assurantiel vis à vis de l'approvisionnement en énergie électrique sur le plan national.

Dans tous les cas de figure, il n'existe a priori aucune obligation formelle de signer les avenants proposés par les fournisseurs d'électricité dans l'urgence, sans discussion préalable. En particulier, dans le cadre des acheteurs publics, chacun connaît les complexités administratives lorsqu'il s'agit d'autoriser et d'intégrer des clauses de surcoûts dans les marchés en cours. Il faudra en revanche parvenir en 2017 à un accord qui convient à la fois aux fournisseurs, mais aussi aux consommateurs. A noter que d'ici le 31 mars 2017 les fournisseurs devront communiquer leur stratégie de répercussion à la CRE.

Lorsque les modalités d'intégration n'étaient pas définies à l'avance, un accord équilibré et non précipité entre les parties devra être trouvé.

⁷ Décret n° 2016-360 du 25 mars 2016 relatif aux marchés publics

⁸ Les fournisseurs (obligés) ont effectivement acheté les certificats de capacité pour couvrir la consommation de leurs clients en 2017.

2. MÉTHODOLOGIE GÉNÉRALE SUIVIE ET REPRÉSENTATIVITÉ DE L'ÉCHANTILLON

La présente étude s'appuie sur les résultats d'une enquête réalisée à l'hiver 2016-2017, en pleine période de mise en place du mécanisme de capacité. Les résultats présentés reflètent en partie les propositions des fournisseurs d'électricité sur cette période, et n'ont pas vocation à être exhaustifs.

La participation à cette enquête a été soumise aux collectivités adhérentes à AMORCE participant au groupe d'échanges « ouverture des marchés de l'énergie », en particulier des métropoles, communautés urbaines, communautés d'agglomérations, communauté de communes, communes seules, départements, régions, syndicats d'énergie, syndicats mixtes et syndicats spécialisés dans la collecte et /ou le traitement des ordures ménagères.

Le profil des collectivités participantes couvre des territoires allant de quelques milliers à plusieurs millions d'habitants pour les plus importants groupements d'achats. Les réponses ont été traitées de sorte à rendre anonyme la participation aux questionnaires.

Quelques chiffres	
Nombre de répondants :	32 collectivités
Volume total d'électricité acheté par ces derniers :	3,19 TWh
Nombre d'avenants de l'échantillon :	38 avenants
Dont :	21 avenants d'EDF
	12 avenants d'Engie
	4 avenants de Direct Energie
	1 avenant de Sélia

3. PRÉSENTATION DES RÉSULTATS

Remarques préliminaires

Ce document n'entend pas être en mesure de communiquer avec précision les méthodes adoptées par chacun des fournisseurs, qui s'avèrent complexes et qui ont probablement fait l'objet d'études économiques poussées.

Plusieurs facteurs entrent très probablement en compte dans la définition des stratégies générales, voire plus précisément des coefficients proposés par les fournisseurs d'électricité : profils « types » de consommation, adaptation particulière à certains sites, dispositions figurant dans le contrat initial de fourniture, segment de consommation, éventuellement localisation géographique (pour la thermo-sensibilité), etc. **Il convient donc de rester vigilant dans l'analyse des résultats transmis par le présent benchmark, qui vise pour l'essentiel à dégager les grandes pratiques optées par les fournisseurs de l'échantillon.**

3.1. Réception d'avenants aux marchés de fourniture

De nombreux acheteurs publics ont reçu durant les derniers mois des avenants à leurs marchés de fourniture électrique, proposant d'intégrer financièrement le mécanisme de capacité.

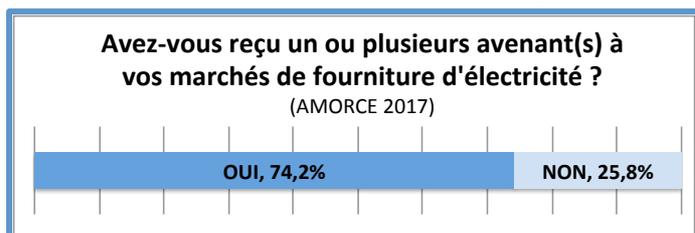


Figure 2: Réception d'avenants aux marchés de fourniture

Les $\frac{3}{4}$ des 31 répondants interrogés ont effectivement reçu un ou plusieurs avenants de la part de leur(s) fournisseur(s) à la date de réponse à l'enquête.

Si ce chiffre permet de confirmer l'étendue de l'implication du mécanisme de capacité dans les

marchés, il soulève également un second point : tous les fournisseurs n'ont pas ou n'avaient pas proposé d'intégrer le mécanisme au 1^{er} janvier 2017 dans les marchés en cours (les collectivités ont en moyenne reçu 0,7 avenant/fournisseur attributaire). Ainsi, les fournisseurs obligés n'ont probablement pas tous été en mesure de délibérer sur la question du mécanisme de capacité avant sa mise en place, notamment du fait du peu de temps⁹ écoulé entre l'annonce officielle de sa mise en place (novembre 2016) et sa mise en place effective (janvier 2017).

Pour certains marchés (notamment ceux passés via la centrale d'achat de l'UGAP), la prise en compte du mécanisme de capacité a été réalisée en amont, directement dans les documents contractuels du marché, et il n'y a ainsi pas eu nécessairement besoin de mettre en place un avenant.

3.2. Contenu des avenants en termes de répercussions financières

- **Brique de coût, coefficients de capacité ou abonnement mensuel calculé sur l'obligation théorique ?**

Selon les fournisseurs attributaires des marchés, les segments de consommation concernés, voire ce qui préfigurait dans le cahier des charges initial de l'acheteur, plusieurs méthodes de répercussion ont été proposées.

⁹ Le marché de capacité a pourtant été prévu par la loi NOME en 2010, et les premières règles ont été définies en 2012 par décret (n° 2012-1405 du 14 décembre 2012)

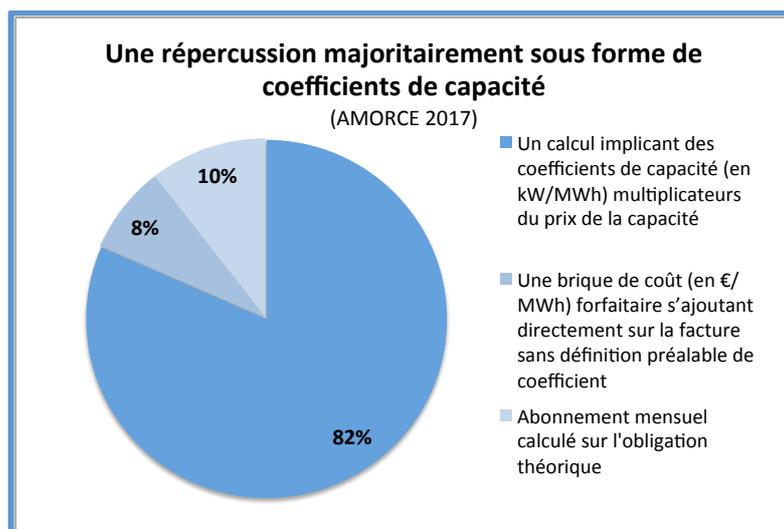


Figure 3: Stratégies générales de répercussions adoptées par les fournisseurs

Dans 82% des cas, une **répercussion via la définition de coefficients de capacités** (en kW/MWh) a été proposée. Les trois fournisseurs de l'échantillon sont concernés par cette stratégie. Ces coefficients de capacité sont utilisés dans une formule de calcul qui vise à les multiplier par :

- Le prix de référence marché (PRM) de la capacité pour la période définie (en €/kW)
- Eventuellement, le coefficient de sécurité « établi de sorte à assurer la cohérence entre le niveau des obligations de capacité des acteurs obligés et le niveau de garanties de capacité allouées aux exploitants de capacités »¹⁰. S'il n'est pas toujours explicitement présent dans les formules proposées, ce dernier peut être intégré indirectement dans les valeurs des coefficients de capacité.

Plusieurs avenants (10%) proposent un **abonnement mensuel calculé sur l'obligation théorique** des sites (en garanties de capacité/mois), avec une éventuelle régularisation *ex-post* en fonction des consommations réelles mesurées (cf. 3.4.1).

Enfin, 8% des avenants proposent **une répercussion directe en €/MWh sur la facture**. Sans plus de précision, nous ne pouvons analyser précisément ce type de répercussion, qui comporte probablement des spécificités propres, et qui découle peut-être directement du contenu des documents contractuels de fourniture.

• Répercussion horosaisonnaire ou indépendante de la période de consommation ?

La dimension temporelle des répercussions financières a été abordée pour l'analyse des avenants, et plus précisément pour l'analyse des coefficients de capacité proposés. A savoir, les postes horaires de consommation des sites auront-ils un impact sur les capacités payées en définitive ? Sur ce point, les 3 fournisseurs attributaires de l'échantillon ne proposent pas la même stratégie.

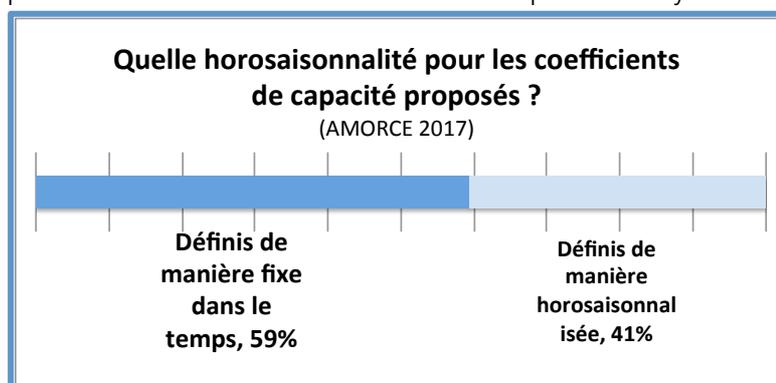


Figure 4: Répercussion horosaisonnaire ou temporellement fixe ?

59% des avenants proposent des coefficients de capacité (kW/MWh) indépendants de la période de consommation des sites. En d'autres termes,

¹⁰ 6.1.4 des règles du mécanisme de capacité

3.4. Analyse par segment de consommation

Remarque Préliminaire

Considérant les données brutes collectées (répartition par fournisseur, profils de consommation très disparates, etc.), **il n'est pas apparu comme pertinent de réaliser des moyennes sur les coefficients présentés dans cette section**, les mailles considérées n'étant pas assez fines et trop peu représentatives. Toutefois, toutes les données collectées sont transmises et classifiées à travers les divers graphiques.

3.4.1. Points de connexion C1 et C2

Le cas particulier des sites non rattachés à un fournisseur pour l'obligation de capacité n'est pas traité dans ce document.

L'échantillon collecté dans la sous-section 3.4.1. porte uniquement sur les propositions d'EDF et d'Engie.

Les sites à courbe de charge mesurée (segments C1¹¹ et C2¹²) sont a priori les segments les moins délicats, puisqu'il est possible de connaître précisément les consommations des sites concernés et de régulariser *ex-post* le besoin réel de capacité généré.

D'après les données et avis recueillis auprès de nos adhérents, **3 situations** ont été relevées quant à ces segments :

- **Soit un abonnement mensuel calculé sur l'obligation théorique** des sites (en garanties de capacité/mois), avec une régularisation *ex-post* éventuelle en fonction des consommations réelles mesurées, et donc des besoins de capacités réels engendrés pour le fournisseurs. Concrètement, dans l'échantillon collecté, seuls certains sites (dont Engie est le fournisseur attributaire) sont concernés par cette méthode de répercussion.
- **Soit une répercussion via coefficients de capacité fixes sur l'année**, avec régularisation *ex-post* éventuelle selon l'obligation réelle générée. EDF propose cette stratégie, et la régularisation *ex-post*, si parfois non formalisée à l'heure d'écriture de document, ne semble pas toujours explicite dans les propositions écrites selon les avis recueillis. Les coefficients 0,169 kW/MWh et 0,167 kW/MWh ont respectivement été proposés 7 fois et 2 fois. Ce caractère récurrent semble noter une très faible adaptation aux consommations réelles de chaque site¹³ dans les estimations.

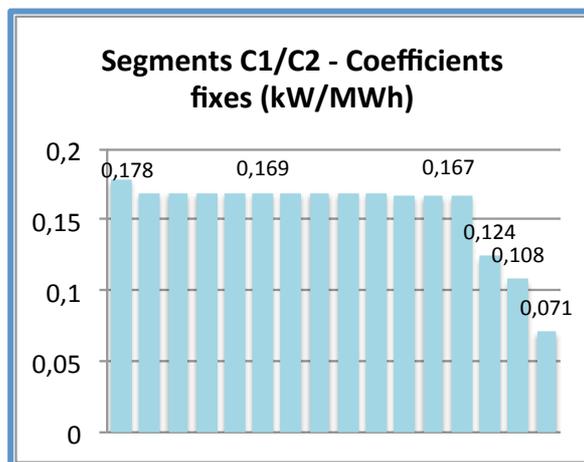


Figure 6: Segments C1 et C2 - Coefficients fixes dans le temps

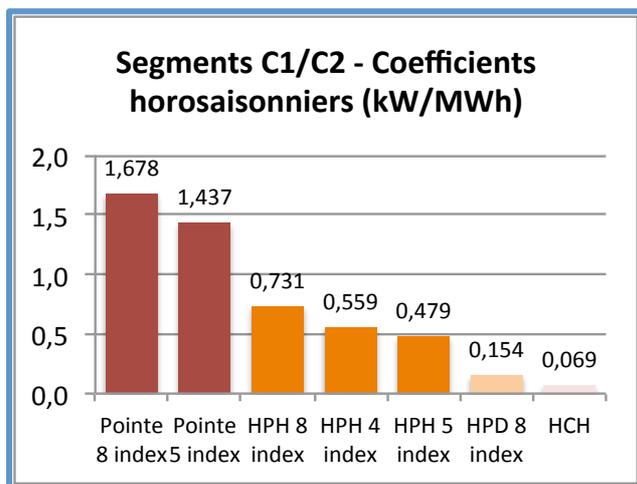
Même en cas de régularisation ultérieure, des coefficients non-adaptés aux sites peuvent générer d'importants rattrapages *in fine* d'un côté comme de l'autre, ce qui ne semble à première vue pas souhaitable d'un point de vue strictement comptable.

¹¹ C1 : point de connexion auquel est associé un contrat CARD

¹² 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

¹³ Dans le cas éventuel où il n'y aurait pas de régularisation ultérieure.

- **Soit une répercussion via coefficients de capacité horosaisonnalisés.** Les différents coefficients recueillis sont peu nombreux, mais présentés dans le graphique ci-dessous. Il n'est pas envisageable de tirer une quelconque analyse du fait du faible échantillonnage.



Notons toutefois que les coefficients hors Pointe, HPH, HCH et HPD semblent définis comme nuls. La capacité est donc répercutée sur les périodes de contrainte réseau uniquement.

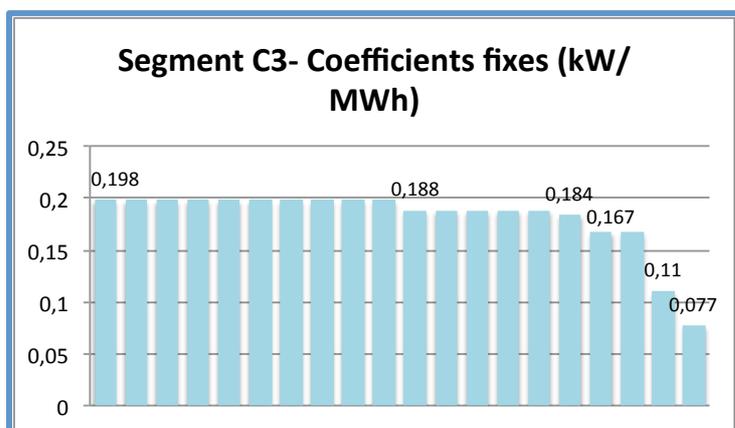
Figure 7: Segments C1 et C2- Coefficients horosaisonnalisés

Lorsqu'une régularisation *ex-post* est proposée par le fournisseur, cette dernière soulève des questions d'ordre comptable pour les collectivités. En effet, il n'est pas évident que le fournisseur de l'année n soit encore attributaire du lot à l'année n+1 selon les plannings de remise en concurrence des marchés. Elle suscite également des problèmes pratiques : comment mesure-t-on *ex-post* la régularisation ? À quel moment ? Quand facturer cette régularisation ? **La régularisation *ex-post* semble toutefois une évidence pour les segments C1 et C2.**

3.4.2. Points de connexion C3

Pour les segments C3¹⁴, deux méthodes de répercussion ont été proposées par les 3 fournisseurs de l'échantillon.

- **Soit une répercussion via coefficients de capacité (kW/MWh) fixes sur l'année.** C'est uniquement le cas pour EDF. Les différents coefficients sont présentés sur la figure ci-dessous. Sauf cas non identifiés, les coefficients proposés semblent souvent identiques selon les profils de consommation



renseignés : par exemple 0,198 kW/MWh pour le profil ENT3 ou 0,188 kW/MWh pour le profil ENT5, respectivement proposés 10 fois et 5 fois.

Figure 8: Segment C3- Coefficients fixes

¹⁴ 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

- **Soit une répercussion via coefficients de capacité horosaisonnalisés.** Les 3 fournisseurs de l'échantillon sont concernés par cette méthode de répercussion. Sauf cas particuliers (demi-saison), le prix de la capacité est répercuté uniquement sur les postes POINTE et HPH.

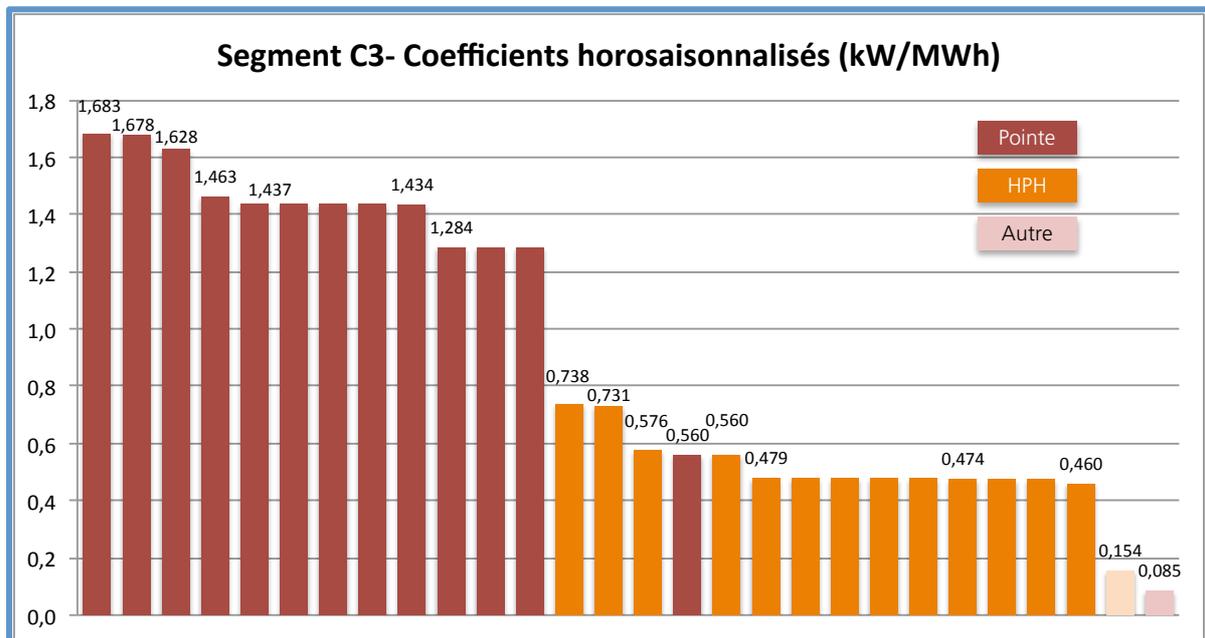


Figure 9: Segment C3- coefficients horosaisonnalisés

Les valeurs 1,437 et 0,479 kW/MWh sont proposées 4 et 5 fois par ENGIE pour les profils ENT3, respectivement pour la POINTE et les HPH. Toujours pour les profils ENT3, DIRECT ENERGIE propose 3 fois les mêmes coefficients : 1,284 kW/MWh pour la POINTE et 0,474 kW/MWh pour les HPH. Les autres valeurs proposées et non commentées ici, concernant Engie et EDF, semblent relever de cas particulier ou d'un échantillonnage trop faible pour pouvoir en tirer des conclusions pertinentes.

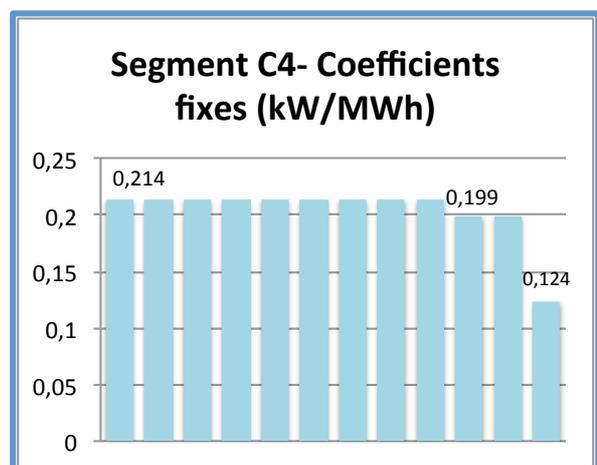
3.4.3. Points de connexion C4

Pour les segments C4¹⁵, deux méthodes de répercussion ont été proposées par les 3 fournisseurs de l'échantillon :

- **Soit une répercussion via coefficients de capacité (kW/MWh) fixes sur l'année.**

C'est uniquement le cas pour EDF. Les différents coefficients sont présentés sur la figure ci-contre. Sauf cas non identifiés, les coefficients proposés semblent identiques selon des profils de consommation « types » : par exemple, 0,214 kW/MWh a été proposé 9 fois. 0,199 kW/MWh revient également 2 fois dans l'échantillon.

Figure 10: segment C4- coefficients fixes



¹⁵ C4 : point de connexion raccordé en BT > 36 kVA et auquel est associé un contrat unique

- **Soit une répercussion via coefficients de capacité horosaisonnalisés.** Les 3

fournisseurs de l'échantillon sont concernés par cette méthode de répercussion. Le prix de la capacité est ici répercuté uniquement sur les postes HPH et HCH.

ENGIE propose 5 fois les valeurs de 0,560 kW/MWh pour le poste HPH et de 0,037 kW/MWh pour le poste HCH, *a priori* pour les profils ENT1. Toujours *a priori*, pour les profils ENT1, DIRECT ENERGIE propose 3 fois 0,499 kW/MWh pour les HPH et deux fois 0,033

kW/MWh pour les HCH. Les autres valeurs proposées

non commentées, concernant Engie, EDF et Direct Energie, semblent relever de cas particulier ou d'un échantillonnage trop faible pour tirer des conclusions pertinentes.

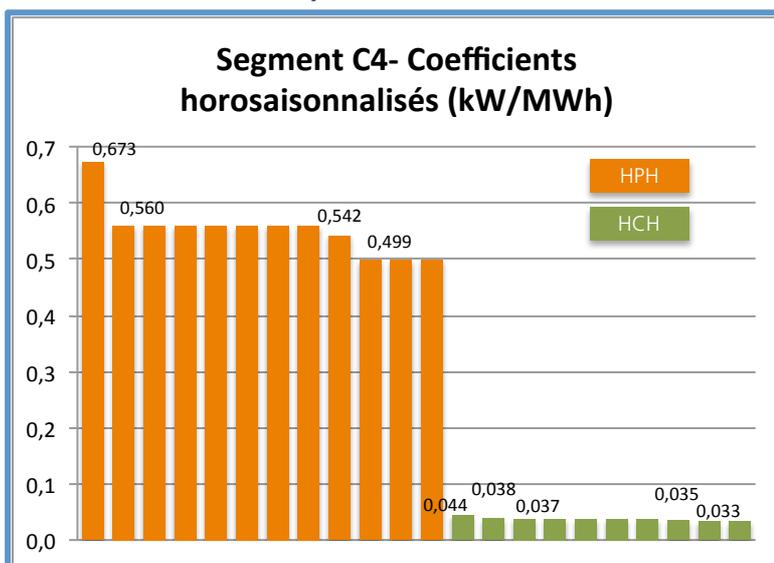


Figure 11: Segment C4- coefficients horosaisonnalisés

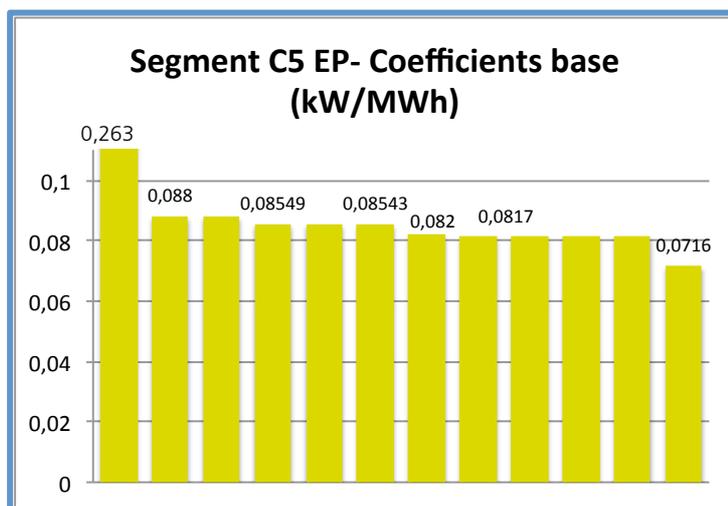
3.4.4. Points de connexion C5 : « éclairage public »

Pour l'éclairage public (segment C5¹⁶, profil PRO5), les 3 fournisseurs représentés ont abordé une méthode de répercussion identique, à savoir la définition d'un coefficient de capacité (kW/MWh) appliqué en « base ». Ce choix semble évidemment judicieux pour ce segment de consommations.

Les valeurs proposées par les 3 fournisseurs sont relativement proches les unes des autres. Certaines valeurs apparaissent plusieurs fois : 0,0817 kW/MWh pour Engie, 0,08549 kW/MWh pour Direct Energie ou 0,88 kW/MWh pour EDF. Pour autant chacun des fournisseurs a tout de même d'autres propositions relevées, ce qui laisse à penser que ces propositions ne sont ni uniques ni exhaustives.

Le coefficient à l'extrême-gauche, proposé à 0,263 kW/MWh, s'écarte très notablement des autres propositions, que nous n'arrivons pas à identifier à ce stade.

Figure 12: Segment C5 éclairage public- coefficients en "base"



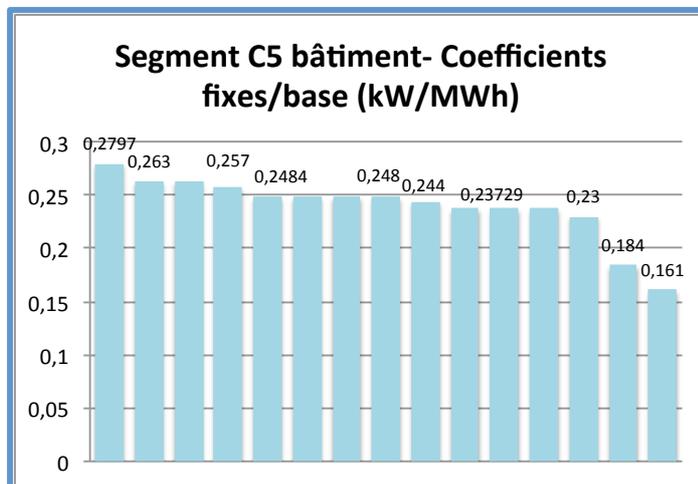
¹⁶ C5 : point de connexion raccordé en BT ≤ 36 kVA et auquel est associé un contrat unique.

3.4.5. Points de connexion C5 : « bâtiment » ou « PRO »

Pour le segment C5 « bâtiment », deux méthodes de répercussion ont été proposées par les 3 fournisseurs de l'échantillon :

- **Soit une répercussion via coefficients de capacité (kW/MWh) en « base » sur l'année.** Les 3 fournisseurs sont concernés. Il est intéressant de noter plusieurs valeurs récurrentes : 0,2484 kW/MWh a été proposé 3 fois par Engie, 0,24729 kW/MWh est l'unique coefficient proposé 3 fois par Direct Energie. Les autres propositions sont variables et il n'est pas envisageable d'en tirer de quelconques conclusions pertinentes.

Figure 13: Segment C5 "bâtiment" - coefficients fixe/base



- **Soit une répercussion via coefficients de capacité horosaisonnalisés HP/HC.** Seuls Engie et Direct Energie sont concernés par cette méthode de répercussion. ENGIE propose 3 fois les valeurs de 0,3211 kW/MWh pour le poste HP et 0,0522 kW/MWh pour le poste HC. DIRECT ENERGIE propose 3 fois les valeurs de 0,30892 kW/MWh pour les HP et 0,05121 kW/MWh pour les HC.

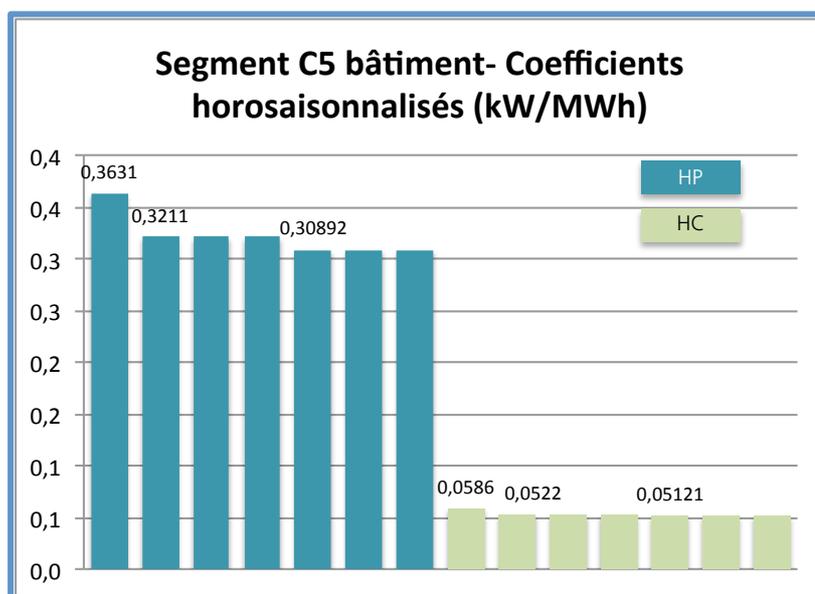


Figure 14 : Segment C5 "bâtiment" - Coefficients horosaisonnalisés

4. Résumé des stratégies et premières préconisations

A partir de l'échantillon collecté, qui n'a pas vocation à être exhaustif, plusieurs stratégies de répercussion ont pu être dégagées. Dans quelques cas isolés de l'échantillon, une répercussion est proposée directement sous forme de brique de coût en €/MWh. Sans plus d'éléments d'échantillonnage, ce point ne sera pas commenté par la suite.

Les sites à courbe de charge mesurée constituent un cas à part du fait de leur consommation connue (voir encadré), et donc de la possibilité d'identifier l'obligation réelle générée les jours PP1.

Pour les sites profilés, il n'est pas possible de connaître l'obligation réelle de capacité générée de façon précise. En cela, ces sites doivent faire l'objet d'une attention particulière afin d'estimer et de répercuter un prix de la capacité au plus juste. 2 grandes stratégies ont été distinguées :

- **Une répercussion via un coefficient de capacité lissé sur l'année** – En répercutant le prix de la capacité sur toute l'année (même en été), le mécanisme n'aurait plus vocation à maîtriser la pointe de consommation par un levier d'effacement implicite, mais simplement à agir comme une « brique fatale » sur la facture. En revanche, cette stratégie apporte une bonne vision budgétaire pour la collectivité, avec une facturation régulière en termes de montant sur l'année (surcoût constant).
- **Une répercussion via des coefficients de capacité différents selon les postes horosaisonniers (uniquement sur les heures « tendues » sur le réseau)**- bien qu'il subsiste inévitablement un écart entre capacité générée et capacité estimée, cette stratégie de répercussion permettrait du moins de générer un coût de la capacité mieux corrélé aux périodes de l'obligation réellement générée. Le levier d'action pour le consommateur devient plus fort, puisqu'il est en mesure d'agir directement sur sa consommation (et donc sur son obligation) s'il le souhaite. Toutefois, la brique de coût relative à la capacité, puisqu'elle n'est plus lissée sur l'année, peut atteindre des montants significatifs sur la période hivernale.

Quelques remarques sur ces deux cas de figure :

- Les coefficients de capacité sont proposés selon les segments (C3, C4, etc.), voire selon les profils de référence d'ENEDIS (ENT1, PRO5, etc.).
- Les coefficients de capacité proposés semblent, dans la plupart des cas (tous fournisseurs compris), se construire sur un portefeuille de clients large voire national. En proposant des coefficients identiques (même pour des catégories de profils similaires), nous souhaitons souligner que la capacité globale générée se retrouve partagée plus ou moins équitablement par tout le portefeuille des clients concernés. Pourtant, chaque consommateur génère une capacité qui lui est propre. Certains consommateurs pourraient être amenés via ce modèle à payer plus de capacités que ce qu'ils génèrent réellement (et inversement). Ce dispositif « forfaitaire » a parfois été perçu par les acheteurs comme une « taxe capacité ». Nous convenons toutefois de la difficulté d'adaptation des coefficients pour ces premières périodes.

Premières préconisations pour les marchés en cours

- Pour les sites à courbe de charge mesurée (C1 et C2) : lorsqu'une estimation de capacité est prévue en amont (peu importe la stratégie adoptée), il semble nécessaire d'exiger une régularisation *ex-post*¹⁷ des obligations de capacités réelles générées pour le fournisseur à partir des mesures réalisées les jours PP1. Une estimation initiale au plus proche de l'obligation réelle évitera des rattrapages *ex-post* trop importants, et limitera les difficultés quant à la prévision d'un budget pour la collectivité. La question reste posée s'agissant de la mesure *ex-post* permettant la régularisation.
- Pour les sites profilés, il semble impératif d'exiger une complète transparence de la part de ses fournisseurs afin que le coût de la capacité payé s'approche autant que possible de l'obligation générée pour ce dernier (+ services associés éventuels). En cela, nous recommandons :
 - D'utiliser l'outil d'estimation de capacité développé par RTE¹⁸, afin de comparer la simulation avec l'obligation de capacité estimée par le fournisseur
 - De demander une justification de la méthode d'estimation de capacité auprès du fournisseur et de sa stratégie de répercussion (le prix répercuté comporte-t-il une composante de gestion ? Une provision pour risque ? Une composante de service client (prévenir les jours PP1, etc.) ? Le coefficient de sécurité est-il intégré dans les coefficients proposés ? Sera-t-il actualisé ? Etc.)
 - D'exiger une répercussion incitative, avec des coefficients de capacité définis sur les tranches horosaisonnnières hivernales (lorsque les cadrans le permettent), afin d'être en mesure d'agir sur sa propre obligation, sur les sites C3 et C4, voire sur les sites C5 (en HP/HC).
 - D'utiliser, dans les calculs pour 2017, le prix de référence marché (PRM) défini par l'enchère du 15 décembre (9999,8 €/MW)
- Pour tous les segments et tous les sites, nous recommandons :
 - De prendre contact avec les fournisseurs concernés afin d'obtenir une explication détaillée de la stratégie qu'ils adoptent
 - Lorsque cela est possible, de demander une ligne spécifique au coût de la capacité sur les factures (et BPU)
 - De ne pas signer d'avenant sans avoir comparé au préalable les propositions d'autres fournisseurs sur les mêmes segments de marché, ou sans avoir utilisé l'outil d'estimation mis en place par RTE

¹⁷ Pour 2017, cette régularisation pourra par exemple s'effectuer :

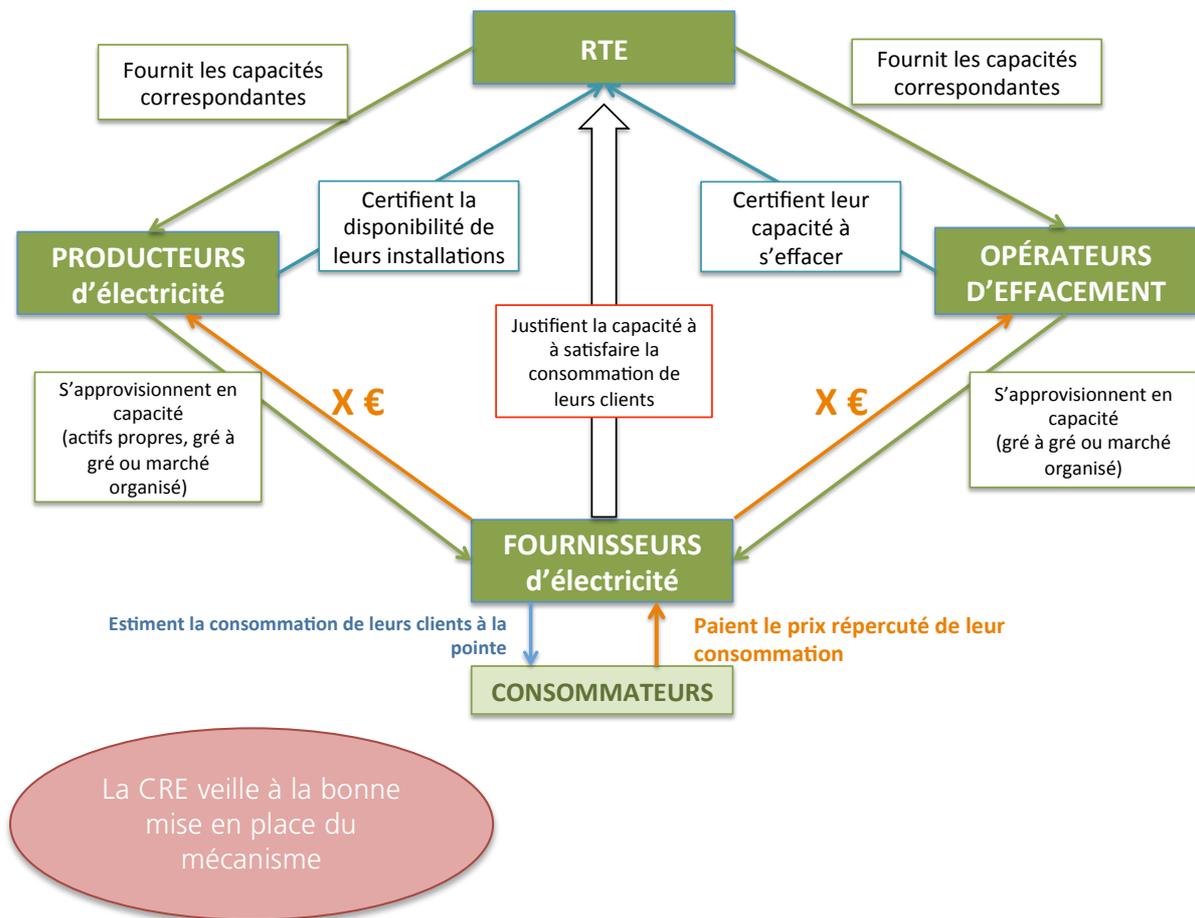
-sur le prix de l'enchère de décembre 2016 (permettant une régularisation dès janvier 2018) ;
-sur le prix de l'enchère d'avril 2018 (annule le risque fournisseur sur le règlement des écarts mais régularisation plus tardive, en avril ou mai 2018).

¹⁸ https://clients.rte-france.com/lang/fr/clients_producteurs/services_clients/dispositif_mecapa.jsp

Pour aller plus loin...

- **Groupe d'échanges AMORCE « ouverture des marchés de l'énergie »**
- **Articles L335-1 et suivants et R335-1 et suivants du Code de l'Énergie**
- **Règles du mécanisme de capacité** : Arrêté du 29 novembre 2016 définissant les règles du mécanisme de capacité et pris en application de l'article R. 335-2 du Code de l'énergie
- **Les nombreuses délibérations de la commission de régulation de l'énergie (CRE)**
- **Le site clients de RTE** (de nombreuses ressources y sont disponibles : fiches d'acteurs, calculatrice d'obligation, registre des capacités certifiées, etc.)
<https://clients.rte-france.com>
- **Mécanisme de capacité : guide pratique**, RTE, 2014

ANNEXE 1 : schéma récapitulatif des acteurs et transactions du mécanisme de capacité



ANNEXE 2 : schéma récapitulatif des formats d'offre envisageable selon les points de connexion (source : OPÉRA ÉNERGIE)

