

DELIBERATION

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 21 juillet 2016 portant communication relative aux missions des gestionnaires de réseaux d'électricité en matière de tarifs à effacement de type Tempo

Participaient à la séance : Philippe de LADOUCKETTE, président, Christine CHAUVET, Catherine EDWIGE, Hélène GASSIN, Yann PADOVA et Jean-Pierre SOTURA, commissaires.

1. CONTEXTE

Les fournisseurs d'électricité historiques (EDF et les entreprises locales de distribution - ELD) proposent des tarifs réglementés de vente (TRV) d'électricité comportant des options à effacement : les options tarifaires « EJP » et « Tempo ». Ces offres se caractérisent par des périodes, signalées à l'avance au consommateur, durant lesquelles celui-ci est incité à limiter sa consommation par un prix de l'électricité significativement plus élevé que le reste de l'année.

Afin de permettre à l'ensemble des fournisseurs de proposer des offres équivalentes à l'option « Tempo » des TRV, la délibération de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) du 30 octobre 2014¹ a confié la gouvernance du signal « Tempo » à RTE. La délibération de la CRE du 16 juillet 2015² a étendu cette gouvernance aux clients du segment non résidentiel. Elle précise également que « la CRE est favorable à une convergence du dispositif Tempo avec le mécanisme de capacité » et « invite les acteurs à poursuivre l'instruction » des évolutions requises pour mettre en œuvre une telle convergence.

2. PRESENTATION DES TRAVAUX DU GROUPE DE CONCERTATION

Le groupe de concertation « Tarifs à effacement » s'est réuni 3 fois en 2016. Ont participé à cette concertation :

- les fournisseurs historiques (EDF et ELD) ;
- les fournisseurs alternatifs Direct Energie et Engie ;
- les GRD (contributions d'Enedis, des ELD et de l'ADEeF) ;
- le gestionnaire de réseau de transport RTE ;
- une association de consommateurs (CNAFC) et le MNE (Médiateur National de l'Énergie).

Les acteurs ont examiné les questions (i) de la convergence des jours rouges « Tempo » vers une des périodes de pointe du mécanisme de capacité, (ii) du nombre de jours d'effacement, (iii) des horaires des périodes d'effacement Tempo et (iv) du début de la mise en œuvre de cette convergence.

2.1 Convergence des jours rouges « Tempo » vers une des périodes de pointe du mécanisme de capacité

Selon la délibération de la CRE du 30 octobre 2014, le stock actuel d'effacements « Tempo » comporte 22 jours rouges et 43 jours blancs, sélectionnés par RTE à 10h30 la veille pour le lendemain, sur la base d'un critère « consommation nette ».

L'objectif principal de la réflexion menée par le groupe de concertation « Tarifs à effacement » en 2016 a été d'identifier la période de pointe définie par le mécanisme de capacité vers laquelle il conviendrait de faire converger les jours rouges « Tempo », afin de favoriser la prise de compte de ces effacements au sein du mécanisme.

¹ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 30 octobre 2014 portant décision sur les missions des gestionnaires de réseaux d'électricité relative aux tarifs à effacement de type Tempo

² Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 16 juillet 2015 relative aux missions des gestionnaires de réseaux d'électricité en matière de tarifs à effacement de type Tempo

Les règles du mécanisme de capacité, définies par l'arrêté du 22 janvier pris en application de l'article R.335-2 du code de l'énergie (ci-après « les Règles »), définissent deux périodes de pointe dénommées PP1 et PP2. La période de pointe PP1 est la période de mesure de la consommation des clients d'un fournisseur utilisée pour déterminer l'obligation de capacité que celui-ci doit respecter. La période de pointe PP2 est la période pendant laquelle le fournisseur doit disposer de moyens de production ou d'effacement permettant de répondre à ses obligations de capacité.

Les Règles du mécanisme de capacité prévoient que les effacements peuvent être pris en compte aussi bien de manière implicite, sous la forme d'une réduction de la consommation pendant la période PP1, que de manière explicite comme capacité certifiée disponible pendant la période PP2.

Les effacements tarifaires, indissociables de la fourniture, peuvent être certifiés moyennant des dispositifs *ad hoc* concernant le contrôle du réalisé et les conditions de réalisation du test d'activation, comme le prévoient les dispositions du paragraphe 6.10.2.3.1.2.2 des Règles : « *un dispositif de contrôle du réalisé ad hoc assure l'établissement des courbes de réalisation des EDE contrôlées, exploitées par un Fournisseur au titre d'offres d'effacement indissociables de la fourniture. RTE proposera, avant le 1^{er} septembre 2015, les modalités précises de ce dispositif de contrôle de réalisé afin d'assurer la certification des EDC concernées pour la première Année de Livraison* ».

Le paragraphe 6.10.4.3 des Règles prévoit que « [...] *Un dispositif de test ad hoc permet la réalisation de test des EDE d'effacements exploités par un Fournisseur au titre d'offres d'effacement indissociables de la fourniture. RTE proposera, avant le 1^{er} septembre 2015, les modalités précises de ce dispositif de test afin d'assurer la certification des EDC concernées pour la première Année de Livraison.* »

RTE a mis en place un groupe de travail dans le but d'élaborer les modalités de certification des effacements indissociables de la fourniture. Ce groupe a permis de définir les principes permettant la certification des effacements indissociables de la fourniture, y compris pour les effacements qui ne sont pas directement à la main des fournisseurs, comme dans le cas des offres « Tempo » ou des offres de marché avec des compteurs classiques. Pour les offres de type « Tempo », le fournisseur pourra certifier la totalité de sa capacité d'effacement si un jour rouge est tiré sur chaque jour PP2. En cas de tirage des jours rouges sur une partie seulement des jours PP2, la certification ne sera que partielle.

Position des acteurs

EDF a indiqué être favorable à un tirage des jours rouges « Tempo » aligné sur PP2, ce qui permettrait à chaque fournisseur de choisir librement entre une prise en compte implicite et explicite de ces effacements au sein du mécanisme de capacité. EDF a noté qu'un alignement sur PP1 diminuerait fortement l'intérêt économique à certifier les effacements plutôt qu'à les prendre en compte de manière implicite.

RTE a indiqué au contraire être favorable à une convergence des périodes d'effacement « Tempo » avec PP1, dans la mesure où les effacements « Tempo » seront systématiquement tirés et pas seulement disponibles sur la période choisie. Or, la valorisation implicite repose sur une activation systématique des effacements durant la période PP1, tandis que la valorisation explicite implique seulement la disponibilité des effacements sur la période PP2. RTE estime en outre qu'un tel choix pourrait avoir comme avantage de rendre les offres à effacement de type « Tempo » plus attractives en concentrant la valeur capacitaire sur un plus petit nombre de jours et permettrait de renforcer la différenciation entre les tarifs applicables les jours rouges et ceux applicables les autres jours. Enfin, RTE a souligné qu'un alignement des jours rouges sur les jours PP2 aurait pour conséquence de permettre des tirages les week-ends et jours fériés. RTE a rappelé le risque lié à l'acceptabilité par les clients de cette évolution, à l'image des réclamations qui avaient été adressées à EDF et RTE lors du tirage d'un jour rouge le 31 décembre 2014.

Direct Energie a indiqué être favorable à un tirage sur PP1. Bien qu'étant favorable au principe de certification des effacements indissociables de l'offre de fourniture, en particulier avec les compteurs Linky, Direct Energie a indiqué être davantage favorable à un tirage des jours « Tempo » selon un critère consommation, comme actuellement, et comme cela sera le cas des périodes de pointe PP1, plutôt que selon un critère mixte consommation / tension du système comme prévu pour PP2.

Engie a indiqué préférer la prise en compte des effacements en réduction de la consommation (prise en compte implicite) plutôt qu'en certification (prise en compte explicite) dans le mécanisme de capacité. Néanmoins, Engie considère qu'il est possible de faire converger le signal TEMPO vers le signal PP2 mais s'oppose à la certification des effacements des tarifs réglementés de vente TEMPO/EJP pour les raisons suivantes :

- La certification conduit à augmenter simultanément l'offre et la demande en certificats de capacité. Dans la mesure où les TRV EJP / TEMPO relèvent uniquement d'EDF puisqu'il s'agit de tarifs réglementés de vente, cette certification reviendrait à augmenter simultanément l'offre et la demande en certificat de capacité d'EDF, accroissant ainsi son pouvoir de marché ;

- Ces tarifs réglementés de vente étant encore déficitaires, leur équilibre économique doit d'abord être assuré à leur périmètre avant de chercher à les équilibrer par d'éventuelles ressources complémentaires, qui pourraient s'effectuer aux dépens des consommateurs en offre de marché s'ils bénéficiaient *in fine* d'un versement au titre d'économies d'énergies (éventuelles subventions croisées par le biais du versement de RTE et la mutualisation par le coefficient C) ;
- Ces tarifs ne sont toujours pas contestables par des offres de marché construites avec une structure équivalente.

Engie considère en revanche que des offres de marché, construites selon la structure des signaux TEMPO, devront pouvoir prétendre à une certification dans le cadre du mécanisme de capacité, comme n'importe quelle offre à effacement.

Les ELD et Enedis ont indiqué être favorables à un tirage sur PP1 au regard des contraintes opérationnelles liées au déclenchement des dispositifs TCFM (Télécommande Centralisée à Fréquence Musicale) la veille pour le lendemain. En effet, la convergence du signal « Tempo » vers PP1 présente comme avantage de permettre un signalement de la couleur du jour « Tempo » la veille dès 9h30. Au contraire, un déclenchement sur PP2 entraînerait une transmission de l'information jusqu'à 19h la veille pour les jours PP2 hors PP1. Or, les ELD avaient déjà indiqué au cours des précédentes phases de la concertation qu'un signalement la veille au-delà de 15h30 poserait des difficultés opérationnelles pour un déclenchement du signal TCFM dans les temps sur le territoire de certaines d'entre elles. Enedis a également indiqué que dans le cas où une offre à effacement de type « Tempo » serait proposée à tous les clients résidentiels, équipés d'un compteur à index ou d'un compteur évolué, un signalement la veille à 9h30 laisserait davantage de temps pour relancer les éventuels échecs de téléopération pour les clients équipés d'un compteur évolué.

2.2 Évolution du stock de jours d'effacement « Tempo » et devenir des jours blancs

La perspective d'une convergence du signal « Tempo » implique également de prévoir le devenir du stock de jours blancs. Deux possibilités ont été envisagées en concertation.

Tout d'abord, la convergence pourrait se traduire par une suppression des jours blancs. Le stock total de jours d'effacement « Tempo » évoluerait alors de 65 jours actuellement à un stock variable de jours rouges, compris entre 10 et 25. L'alternative consisterait à maintenir le tirage d'un stock de jours blancs en plus du tirage des jours rouges. Par exemple, un nombre variable de jours blancs pourrait être tiré, de sorte que le nombre global de jours rouges et blancs « Tempo » resterait égal à 65. En cas de convergence des jours « Tempo » avec les jours PP2, le stock de jours blancs serait compris entre 40 et 55. Dans cette hypothèse, un critère de tirage des jours blancs devrait être défini.

Position des acteurs

EDF est favorable à une évolution vers un stock de jours blancs variable constitué de manière à ce que le stock total de jours d'effacement rouges et blancs soit égal au stock actuel. Une telle évolution présenterait l'avantage de garantir la continuité des modalités du tarif actuel pour les clients qui l'ont souscrit.

RTE a indiqué être favorable à une suppression des jours blancs, permettant ainsi de concentrer la valeur capacitaire sur un minimum de jours. RTE a également souligné la difficulté à construire un algorithme prenant en compte de manière optimale des critères de tirage différents et des contraintes de stocks couplées pour les jours blancs et rouges, et a proposé que le critère de tirage des jours blancs soit fixé après analyse de faisabilité.

Les autres acteurs du groupe de travail n'ont pas formulé d'observations.

2.3 Horaires des périodes d'effacement Tempo

S'agissant des horaires des périodes d'effacement pour les offres de type « Tempo », deux hypothèses ont été examinées en concertation :

- un maintien des horaires « Tempo » actuels (heures pleines de 6h à 22h, heures creuses de 22h à 6h) ;
- une convergence des horaires « Tempo » vers les horaires des périodes de pointe du mécanisme de capacité, c'est-à-dire des périodes d'effacement s'étendant de 7h à 15h et de 18h à 20h.

Enedis a indiqué que le maintien des horaires « Tempo » ne constituait pas un frein à la prise en compte des effacements « Tempo » dans le mécanisme de capacité, puisque les heures de pointe du mécanisme de capacité sont incluses dans les horaires « Tempo ». La consommation sur les périodes de pointe pourrait être estimée au prorata sur la base du profil appliqué aux clients considérés.

Position des acteurs

L'ensemble des acteurs, à l'exception de RTE, est favorable au maintien des horaires « Tempo » actuels. RTE a indiqué être favorable à une évolution des horaires Tempo vers les horaires de pointe du mécanisme de capacité, afin de concentrer la valeur capacitaire sur un minimum d'heures. Les autres acteurs ont invoqué plusieurs arguments en faveur d'un maintien des horaires actuels, détaillés ci-dessous.

Tout d'abord, les GRD ont souligné qu'une évolution des horaires « Tempo » impliquerait une reprogrammation de l'ensemble des baies 175 Hz (dispositif TCFM) situées dans les postes sources sur le réseau. Une telle reprogrammation ne pourrait pas être envisagée de manière simultanée sur l'ensemble du territoire et impliquerait une période de transition progressive. Les ELD ont souligné que des investissements seraient par ailleurs nécessaires pour permettre à certaines baies de prendre en compte les deux plages horaires constituant la période de pointe. Les ELD ne sont pas favorables à ces investissements, puisqu'ils ne seraient utiles que durant la période transitoire précédant la généralisation des compteurs Linky.

En outre, Enedis a indiqué qu'une évolution des profils « Tempo » serait nécessaire pour prendre en compte les modifications du comportement moyen des clients « Tempo » en lien avec la modification des horaires. ERDF a estimé à 18 mois le délai minimal nécessaire à la mise à jour des profils.

Enedis a également souligné qu'une convergence vers les horaires des périodes de pointe du mécanisme de capacité impliquerait une fin de période de pointe et donc une reprise de charge à 20h et non plus 22h comme actuellement pour les clients Tempo, ce qui induirait potentiellement des difficultés d'un point de vue réseau.

Par ailleurs, les acteurs ont fait valoir que si une convergence vers les horaires de pointe du mécanisme de capacité devait être mise en œuvre, une décision devrait être prise quant à la méthode de comptabilisation des heures comprises entre 15h et 18h, c'est-à-dire entre les deux périodes de pointe de la journée. Certaines méthodes de comptabilisation rendraient impossible un décompte des consommations compatible avec le TURPE MUDT actuellement appliqué aux clients ayant souscrit à une offre à effacement de type « Tempo ».

Enfin, les fournisseurs historiques ont noté qu'un maintien des horaires « Tempo » actuels présenterait l'avantage de limiter les impacts d'un point de vue client.

2.4 Mise en cohérence des années Tempo et mécanisme de capacité

Actuellement, une année « Tempo » s'étend du 1^{er} septembre d'une année N au 31 août de l'année N+1, tandis qu'une année de livraison au titre du mécanisme de capacité correspond à une année civile. Faire converger le signal « Tempo » avec un signal du mécanisme de capacité implique donc nécessairement de faire évoluer l'année « Tempo » vers une année civile, et de déterminer un mode de traitement de la période transitoire entre le 1^{er} septembre et le 31 décembre précédant la mise en œuvre de la convergence.

Position des acteurs

Les acteurs ont indiqué que de telles transitions ont déjà été mises en œuvre, s'agissant des anciens clients qui avaient souscrit à l'option tarifaire EJP du TRV, supprimée depuis le 1^{er} janvier 2016 en cours d'année EJP, ou lors du transfert de gouvernance du signal « Tempo » des fournisseurs historiques vers RTE à la rentrée 2014. Il n'a pas été identifié de difficultés liées à cette convergence des années « Tempo » et Mécanisme de capacité.

2.5 Echéance de mise en œuvre

L'échéance de mise en œuvre doit être examinée en fonction de l'ensemble des adaptations nécessaires au préalable. Cette convergence ne saurait avoir lieu avant le 1^{er} janvier 2017, première année de livraison du mécanisme de capacité.

Position des acteurs

Les fournisseurs historiques ont souligné la nécessité de prévoir un délai de mise en œuvre compatible avec un délai de prévenance des actuels clients « Tempo », dans le respect de leurs conditions contractuelles. Les ELD ont indiqué que, compte tenu des impacts contractuels à prévoir et du délai de prévenance des clients de 6 mois, la mise en œuvre de la convergence ne saurait être envisagée dans un délai inférieur à 18 mois. La totalité des acteurs a indiqué être favorable à un démarrage de la convergence au 1^{er} janvier 2018, échéance compatible avec l'ensemble des contraintes précitées.

3. ANALYSE DE LA CRE

En application des Règles du mécanisme de capacité, les effacements indissociables de la fourniture doivent pouvoir être certifiés.

Réaliser la convergence des jours rouges Tempo vers la période PP1 du mécanisme de capacité ne permet pas de certifier les effacements indissociables de la fourniture sur les jours PP2 hors PP1, ce qui conduit à réduire l'intérêt économique des fournisseurs à certifier ces effacements. Par ailleurs, le nombre de jours rouges serait alors compris entre 10 et 15 jours, contre 22 actuellement, ce qui entraînerait une perte de gisement d'effacement potentiellement préjudiciable au système électrique.

Si une convergence vers PP2 ne présente pas de tels inconvénients, la CRE constate qu'elle ne fait toutefois pas consensus, notamment en raison des impacts qu'elle occasionnerait, en termes opérationnel et d'acceptabilité pour les consommateurs.

Au surplus, l'absence de convergence entre les jours « Tempo » et ceux du mécanisme de capacité n'empêche pas la prise en compte des effacements, tant de manière implicite comme réduction de l'obligation que de manière explicite comme capacité certifiée. En effet, dans la mesure où les jours PP1 sont tirés selon un critère consommation brute et que les jours « Tempo » sont tirés selon un critère consommation nette, les jours sélectionnés selon ces deux principes devraient être majoritairement cohérents, permettant une prise en compte partielle de ces effacements indissociables de la fourniture comme réduction de l'obligation de capacité. De même, une certification partielle des effacements pourra être mise en œuvre, puisque les jours PP2 hors PP1 seront positionnés selon un critère mixte consommation nette / tension du système, qui coïncidera partiellement avec les jours rouges et blancs tirés pour les offres de type « Tempo ».

Enfin, le déploiement des compteurs évolués fera évoluer la gouvernance du déclenchement des périodes de pointe des offres de fourniture à effacement. Les fournisseurs pourront en effet déclencher ces périodes de pointe et proposer des offres de fourniture cohérentes avec les périodes de pointe du mécanisme de capacité et permettre ainsi la certification des effacements indissociables de la fourniture.

4. CONCLUSION

Au regard des éléments qui précèdent, la CRE estime que les critères de tirage actuels doivent être conservés. La gouvernance du signal Tempo est donc maintenue à l'identique et les modalités de tirage des jours d'effacement de type « Tempo » prévues par les délibérations de la CRE du 30 octobre 2014 et du 16 juillet 2015 ne sont pas modifiées.

Fait à Paris, le 21 juillet 2016.
Pour la Commission de régulation de l'énergie,
Le Président,

Philippe de LADoucette