Réseau de transport d'électricité

Effacements au service du marché

Mise au point du « volet économique » des règles « NEBEF 1.0 »

Document Martyr v2.0

RESUME

Ce document décrit les principes retenus par RTE dans le projet de règles « NEBEF 1.0 » en ce qui concerne la détermination des paramètres du volet économique des règles NEBEF. Il s'inscrit dans le cadre du lancement prochain de l'expérimentation prévue par le II de l'article 14 de la loi n°2013-312 du 15 avril 2013 visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre, et dans celle de la préparation des dispositions réglementaires prévues par le I de l'article 14 de la loi précitée pour la mise en place d'un régime pérenne. Il porte sur :

- la forme et le montant du versement dû par les opérateurs d'effacement aux fournisseurs des sites effacés ;
- la prise en compte des avantages de l'effacement pour la collectivité dans les dispositifs prévus par les nouvelles dispositions législatives.

Le versement visé dans le présent document est la contrepartie de la modification des périmètres de responsable d'équilibre du fournisseur et de l'opérateur d'effacement. Il constitue la traduction économique des principes exposés dans le rapport du 17 décembre 2012 sur le volet « technique » des règles NEBEF, qui permettent à un opérateur d'effacement de procéder à des effacements de consommation chez un consommateur pour approvisionner en énergie un acteur du marché.

RTE propose de fixer le montant du versement à hauteur de la part variable de la part énergie du tarif de fourniture des sites de consommation valorisant leurs effacements sur les marchés de l'énergie par l'intermédiaire du dispositif NEBEF.

Ce principe général est décliné en différentes propositions en fonction des segments de consommateurs concernés.

Sur la base des contributions reçues lors de la concertation lancée en janvier 2013, RTE a en outre élaboré une typologie des avantages potentiels pour la collectivité des effacements de consommation. Cette typologie permet d'établir (i) que parmi les multiples « avantages [des effacements de consommation] pour la collectivité » allégués, certains apparaissent avérés, (ii) que certains de ces derniers sont déjà intégrés aux politiques publiques par différents dispositifs existant de soutien ou de valorisation et ne devraient donc pas bénéficier d'une double comptabilité au titre des dispositions NEBEF, (iii) que certaines externalités positives attribuables aux effacements de consommation demeurent non intégrées à des dispositifs existants et peuvent à ce titre prétendre à une valorisation spécifique au titre des nouvelles dispositions législatives, et enfin (iv) que ces externalités doivent être valorisées par l'intermédiaire de la prime versée aux opérateurs d'effacement prévue au nouvel article L. 271-1 du code de l'énergie, financée par la contribution au service public de l'électricité.

La prime portant sur les avantages de l'effacement pour la collectivité devrait être de nature à permettre le développement des effacements, en contribuant à leur viabilité économique à court et moyen termes, en constituant le pendant du versement dû par les opérateurs d'effacement aux fournisseurs d'électricité. Les dispositions du II de l'article 14 de la loi n°2013-315 du 15 avril 2013 ne prévoient en revanche pas que cette prime soit mise en place dans le cadre du régime transitoire; celle-ci devra entrer en vigueur avec le cadre réglementaire permettant de valoriser les externalités liées aux effacements rapidement et si possible avant la fin de l'année 2013.

Il est à noter que la logique d'élaboration de la prime « par addition » des différentes composantes identifiées nécessite une quantification fine des externalités associées, qui pourrait être difficile à atteindre à brève échéance. A titre transitoire et dans l'attente que l'activation effective d'un volume pertinent d'effacements de consommation permette de préciser les ordres de grandeurs associés, l'élaboration de la prime visée au nouvel article L. 271-1 du code de l'énergie pourrait obéir à une autre logique basée sur les objectifs spécifiques des pouvoirs publics en matière de soutien des effacements et sur la rémunération des capitaux investis par un échantillon d'opérateurs susceptibles d'y contribuer, à l'instar des premiers tarifs d'achat fixés pour les énergies renouvelables. Dans la mesure où cette méthode nécessiterait l'obtention par RTE d'informations qui n'entrent pas dans son champ de compétence et où cette tâche va au-delà de la mission fixée à RTE par la CRE par le courrier du 20 décembre 2012, cette voie n'est pas explorée dans le présent rapport.

Néanmoins et quelle que soit la méthode finalement retenue par les pouvoirs publics, il conviendra de décrire dans les règles NEBEF les dispositifs de collecte et d'analyse permettant de relever les informations nécessaires puis de quantifier les externalités possibles associées. Cette tâche n'apparaît en rien triviale, et elle suppose des liens importants entre les volets économiques et techniques des règles NEBEF.

Enfin, l'activation d'effacements de consommation compétitifs par rapport aux filières de production existantes occasionne, au moins à court terme, une pression à la baisse sur les prix de marchés. La possibilité de retraiter, en fonction des effets baissiers induits sur les marchés, le versement dû par les opérateurs d'effacement, a été évoquée au cours de la concertation. Cette option fait l'objet d'une analyse de RTE sous l'angle économique, permettant de préciser les ordres de grandeurs associés. Il s'agirait néanmoins d'une rupture complète avec la régulation actuelle du secteur de l'électricité en France, que RTE ne juge pas pertinente sous l'angle économique. Ainsi, RTE propose de ne pas activer ce levier dans le cadre du régime transitoire mis en place par les règles « NEBEF 1.0 ».

SOMMAIRE

Résumé **3**

1. Cadre juridique 7
1.1 Le régime pérenne prévu au I de l'article 14 de la loi n°2013-312 du 15 avril 2013 7
1.2 Le régime transitoire expérimental prévu au II de l'article 14 de la loi n°2013-312 du 15 avril 2013 7
1.3 Fixation préalable de l'intégralité des modalités financières régissant l'expérimentation 8

2. Principes généraux retenus par RTE pour établir la proposition de règles « NEBEF 1.0 » 10
2.1 Typologie des avantages collectifs des effacements de consommation 10
2.2 Détermination de l'entité agissante 10
2.3 Distinction des externalités selon que l'opérateur d'effacement est lié ou non au fournisseur 13
2.4 Principe d'internalisation des externalités pour atteindre l'optimum économique 14
2.5 Segmentation des deux dispositifs d'internalisation des externalités prévus par la loi 14

3. Application à la détermination du versement 16
3.1 Dispositions législatives applicables 16
3.2 Fixation du prix de versement 16
3.2.1 Détermination de l'avantage collectif de l'effacement en termes d'économie de production 16
3.2.2 Détermination de l'avantage capté par le consommateur sur la part fourniture de sa facture 17
3.2.3 Détermination de l'externalité comme l'écart entre les deux termes 17
3.2.4 Détermination du prix de versement comme la valeur permettant d'égaliser la valeur captée par l'ensemble {consommateur - OE} à travers le dispositif NEBEF avec l'externalité. 17
3.3 Atteinte de l'optimum économique avec un prix de versement calé sur le prix de fourniture 17
3.4 Prise en compte des effets report 19

4. Détermination du montant du versement 21
4.1 Prise en compte des contraintes de gestion et de contrôle 21
4.2 Rationalité d'un modèle distinct pour le haut de portefeuille 21
4.3 Segmentation selon la taille des sites 22
4.3.1 Sites profilés 23
4.3.2 Sites télérelevés 23

5. Externalités susceptibles d'être financées par la prime versée aux opérateurs d'effacement 26
5.1 Dispositions législatives applicables 26
5.2 La contribution à la sécurité d'approvisionnement 27
5.3 L'apport de flexibilité des effacements au système électrique 27
5.4 Les externalités réseaux 28
5.5 L'impact sur les émissions de gaz à effet de serre 29
5.6 L'amélioration de la liquidité et l'élasticité prix de la demande, et la réduction du pouvoir de marché potentiel des acteurs sur le marché de gros 31
5.7 L'avantage en termes d'économies d'énergie 32
5.8 Les modifications du mix énergétique source de compétitivité en termes de prix de l'électricité (gain macroéconomique) et d'indépendance énergétique 34
5.9 Les bénéfices collectifs en dehors du système électrique 34
5.10 Bilan sur la prise en compte possible des avantages allégués des effacements de consommation 35

6. Effets redistributifs entre les acteurs 37
6.1 Effets redistributifs à court terme 37
6.2 Effets redistributifs à long terme 39
6.3 Règle d'affectation du « transfert redistributif » 41

7. Effets induits sur le fonctionnement du marché de l'électricité 43

7.1 Coexistence avec les effacements implicites 43
7.2 Réflexion sur la forme de la prime 43
8. Méthodes alternatives de détermination du versement 45
8.1 Le prix de marché de l'électricité 45
8.2 Le principe de neutralité financière pour les fournisseurs 45
8.3 Le critère de « net benefit » (approche type FERC) 46

1. CADRE JURIDIQUE

1.1 Le régime pérenne prévu au I de l'article 14 de la loi n°2013-312 du 15 avril 2013

L'article 14 de la loi n°2013-312 du 15 avril 2013 visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre et portant diverses dispositions sur la tarification de l'eau et sur les éoliennes définit le cadre de valorisation des effacements de consommation au service de la politique énergétique de la France.

Ce nouveau cadre de valorisation se décline en deux dispositifs.

D'une part, la loi permet à un opérateur d'effacement de valoriser sur les marchés de l'électricité la flexibilité de la courbe de charge de sites de consommation qui lui sont rattachés (on parle aussi de valorisation « explicite » des effacements de consommation). En contrepartie des quantités injectées par le fournisseur et valorisées sur les marchés par l'opérateur d'effacement, celui-ci doit acquitter auprès du fournisseur un versement.

D'autre part, la loi prévoit le versement d'une prime aux opérateurs d'effacement, financée par la CSPE, tenant compte des avantages de l'effacement pour la collectivité.

Un décret en Conseil d'État, pris sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie, fixera les méthodologies utilisées pour établir les règles permettant la valorisation des effacements de consommation d'électricité et le niveau de la prime. Compte tenu des délais d'instruction du texte par la Commission de régulation de l'énergie et l'administration, de la durée des consultations publiques et des consultations officielles (Conseil supérieur de l'énergie, Conseil d'État, sans compter les éventuelles saisines complémentaires comme l'Autorité de la concurrence), le décret ne sera pas signé avant l'automne dans le meilleur des cas. Une fois le décret publié, le niveau de la prime devra être fixé par arrêté, et les règles de valorisation des effacements de consommation devront encore être approuvées par la Commission de régulation de l'énergie.

1.2 Le régime transitoire expérimental prévu au II de l'article 14 de la loi n°2013-312 du 15 avril 2013

L'article 14 de la loi n°2013-312 prévoit cependant dans son II qu' « *à titre transitoire, avant l'entrée en vigueur des règles mentionnées à l'article L. 271-1 du code de l'énergie, le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité organise une expérimentation permettant la valorisation des offres d'effacement de consommation d'électricité sur les marchés de l'énergie et sur le mécanisme d'ajustement mentionné à l'article L. 321-10 du même code, selon des modalités, notamment s'agissant du versement de l'opérateur d'effacement vers les fournisseurs des sites effacés mentionné à l'article L. 271-1 dudit code, approuvées par la Commission de régulation de l'énergie*. »

Les règles « NEBEF 1.0 » proposées à la consultation publique au mois de mai 2013 sont le support de l'expérimentation précitée sur les marchés de l'énergie. Elles sont établies dans le prolongement des travaux entrepris en 2012 et ayant conduit RTE à saisir la CRE en date du 17 décembre dernier.

Le 19 décembre 2012, par courrier au président du directoire de RTE, la ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie a fait part du soutien plein et entier du gouvernement aux travaux visant à permettre la valorisation des effacements de consommation sur les marchés de l'énergie, alors que les travaux législatifs relatifs à la définition du cadre de valorisation des effacements de consommation étaient engagés. Dans l'attente de l'entrée en vigueur de ce cadre législatif et de ses déclinaisons réglementaires, la Ministre jugeait « *important de tout mettre en œuvre pour que des dispositions simplifiées, éventuellement décidées sous statut expérimental, puissent être opérationnelles au plus vite* ».

Par courrier en date du 20 décembre 2012, la CRE a demandé à RTE de travailler sur le « volet économique » des règles NEBEF, en proposant notamment une méthode précise de calcul du prix du versement.

Le 7 janvier dernier, RTE a transmis à cet effet un questionnaire aux acteurs, dont les retours ont été analysés par RTE et pris en compte pour la rédaction du présent document. Des réunions du GT NEBEF ont été organisées les 16 janvier, 28 février et 20 mars derniers. Parallèlement, des consultations bilatérales avec les acteurs ont été menées. La Commission Accès au Marché (CAM) du 27 mars a fait état des avancées des travaux sur le volet économique.

Le 26 février 2013, RTE a diffusé une première version d'un « document martyr » intitulé « mise au point du volet économique des règles NEBEF 1.0 », en demandant aux acteurs de lui faire part de ses commentaires aux fins de faire évoluer le document. Plusieurs acteurs ont répondu à cette invitation et ont fait part à RTE de remarques qui ont contribué à élaborer le présent rapport.

Par délibération en date du 31 janvier 2013, la CRE en outre a fait part de ses orientations au sujet du volet technique des règles NEBEF. RTE a diffusé le 20 février 2013 une note de cadrage sur la reprise des travaux dans l'optique de prendre en compte des orientations de la CRE.

Le régime transitoire est élaboré dans l'optique de la mise en œuvre du régime pérenne, afin de rôder les processus opérationnels et de recueillir les informations qui permettront le moment venu de fixer le montant de la prime.

1.3 Fixation préalable de l'intégralité des modalités financières régissant l'expérimentation

Dans l'optique d'une mise en place rapide de l'expérimentation NEBEF, certains acteurs ont proposé en décembre dernier que le prix de versement soit fixé de manière rétroactive, une fois adopté le décret en Conseil d'Etat pris en application de l'article 7bis de la proposition de loi pour une transition vers un système énergétique sobre. RTE a interrogé les acteurs sur cette question dans le questionnaire du 7 janvier.

Il ressort de cette analyse une forte préférence des acteurs pour que les modalités financières soient fixées de manière préalable au lancement de l'expérimentation.

RTE partage cette préférence. La fixation rétroactive des modalités financières rendrait en effet impossible l'exercice de l'activité d'opérateurs d'effacement dans des conditions de certitude réglementaires minimales, des opérateurs industriels ne pouvant réaliser des investissements ou même décider l'activation d'effacements de consommation alors que la variable essentielle conditionnant leur rentabilité économique serait inconnue. In fine, la détermination des modalités financières aboutirait dans tous les cas à une situation dommageable (si le montant initial du versement a été fixé trop bas, des investissements non-rentables auront été consentis et des décisions économiques erronées auront été prises sur la base d'un cadre économique partiel, faisant courir le risque de coûts échoués ; si le prix de versement a été fixé trop haut, l'activité d'effacement ne se sera pas développée autant qu'elle aurait pu).

Il apparaît donc nécessaire de fixer au préalable l'intégralité des modalités financières qui régiront l'expérimentation. C'est le sens des propositions déclinées dans le présent document.

2. PRINCIPES GENERAUX RETENUS PAR RTE POUR ETABLIR LA PROPOSITION DE REGLES « NEBEF 1.0 »

2.1 Typologie des avantages collectifs des effacements de consommation

Indépendamment de toute considération sur l'évolution du cadre réglementaire et la mise en place de l'expérimentation NEBEF, l'effacement de consommation est susceptible de procurer des avantages à la collectivité. La typologie de ces avantages, leur qualification en termes théoriques et leur traitement contractuel constituent autant de questions qui sont examinées dans le cadre des présents travaux sur le cadre réglementaire de valorisation des effacements, qui ont pour objectif de mobiliser l'effacement de consommation au service de la collectivité et par l'intermédiaire d'une valorisation sur les marchés. Parmi ces avantages potentiels, listés dans les réponses au questionnaire du 7 janvier 2013 ou dans le débat public, figurent les catégories suivantes :

- l'économie de production liée à la baisse de consommation[1][2] ;
- la contribution à la sécurité d'approvisionnement ;
- les économies de réseau (pertes ou renforcements de l'infrastructure reportés voire évités) ;
- l'apport de flexibilité des effacements au système électrique ;
- la réduction des émissions de gaz à effet de serre ;
- la réduction dans l'utilisation des autres polluants nécessaire à la construction d'une installation de production ;
- la réduction du pouvoir de marché potentiel des acteurs sur le marché de gros ;
- les économies d'énergie ;
- l'accroissement de l'indépendance énergétique ;
- la création d'emploi et l'innovation, etc.

Ces différents types « d'avantages » sont, d'une part, de nature très hétérogène. Dès lors, l'une des priorités consiste à en réaliser une segmentation afin de déterminer s'ils ont vocation à être « traités » dans le cadre du versement ou de la prime prévue par la loi.

Ils sont, d'autre part, théoriques et ne font généralement pas consensus. Il est alors nécessaire de s'assurer que les bénéfices sont avérés, et si ce n'est pas le cas, de se doter des instruments qui permettront leur quantification. Il apparaît ainsi que, même si le champ de l'expérimentation exclut le versement de la prime mentionnée à l'article L. 271-1 du nouveau code de l'énergie, les règles NEBEF devront prévoir des modalités techniques permettant de procéder à un certain nombre d'analyses, modalités dont la définition doit intervenir à ce stade de la réflexion.

2.2 Détermination de l'entité agissante

Indépendamment de toute considération sur l'évolution du cadre réglementaire et la mise en place de l'expérimentation NEBEF, divers acteurs, pas uniquement ceux à la source de l'action d'effacement de consommation, c'est-à-dire le consommateur et l'opérateur d'effacement, captent une partie des gains potentiels de l'effacement :

[1] On suppose ici l'absence de report, en cohérence avec le volet technique qui exclut à ce stade le traitement du report. Le traitement du report est discuté dans la partie 3.d.

[2] Cette économie est réalisée sur la plaque européenne, pas nécessairement en France ; un effacement pouvant conduire à réduire les importations et laisser inchangée la production électrique française.

- le consommateur voit sa facture réduite ;
- le fournisseur du consommateur effacé réalise des économies si l'on suppose qu'au moment de l'effacement, son coût d'approvisionnement est supérieur au tarif de fourniture des consommateurs effacés ;
- les gestionnaires de réseau en bénéficient si l'on suppose qu'au moment de l'effacement les coûts liés à l'exploitation du réseau sont supérieurs aux recettes tarifaires (TURPE) ;
- la collectivité en général peut en percevoir des effets positifs indirects, au travers de création d'emploi ou de la diffusion des innovations réalisées sur le marché de l'effacement.

On parle d'externalité lorsque les actions d'un agent économique ont un impact positif ou négatif sur le bien-être et le comportement d'autres agents, sans que ces derniers soient légalement tenus de payer ou en droit de recevoir un dédommagement à ce titre. L'externalité de l'effacement se mesure par la différence entre l'avantage qu'il procure à la collectivité (ou le coût qu'il lui fait subir) et le bénéfice privé déjà capté (ou le coût déjà subi) par celui qui génère cet avantage (ou ce coût).

Pour mesurer l'externalité, il est nécessaire de définir l'acteur agissant qui génère cet avantage. Cela peut être l'opérateur d'effacement (OE), le consommateur, ou bien l'ensemble {consommateur - OE} défini comme l'association entre l'opérateur d'effacement et le consommateur effacé.

Il faut noter tout d'abord que pour réaliser un effacement sur un site, l'OE doit au préalable obtenir l'accord du consommateur. A priori, il peut sembler naturel que tout consommateur ayant un intérêt à l'effacement de consommation (au travers de la réduction de sa facture ou des possibilités de valorisation sur les marchés) accepte qu'un OE réalise des effacements de consommation sur son site tant que son espérance de gain est positive. Dans cette configuration, le consommateur pourrait dans certains cas participer au financement des coûts d'installation de matériel (box par exemple) supportés par l'OE. Inversement, si le consommateur ne trouve aucun intérêt à s'effacer en propre, il ne devrait autoriser un OE à pratiquer des effacements de consommation sur ces sites que ci ce-dernier lui verse une compensation supérieure à sa perte d'utilité induite par l'effacement. La relation contractuelle entre l'opérateur d'effacement et le consommateur semble donc en première analyse plaider pour que l'ensemble (consommateur – OE) soit considéré comme un tout dans la détermination des externalités.

La situation décrite au paragraphe précédent suppose en fait que trois hypothèses sont réunies (la dernière pouvant être vue comme une conséquence des deux premières) :

- le consommateur adopte un comportement rationnel au sens de la théorie économique (recherche constante de la maximisation de son utilité) ;
- le consommateur est en mesure d'identifier précisément les gains et coûts qu'entraîne l'effacement (il dispose d'une information parfaite) ;
- le consommateur est prêt à conclure un accord avec un opérateur spécialisé dans le segment (ou à participer en propre aux mécanismes de marché pour les consommateurs les plus grands) dès lors qu'il existe une solution dans laquelle chacune des parties y gagne.

Aucune de ces hypothèses ne va de soi. Ainsi, les consommateurs sont parfois mal informés sur leur propre mode de consommation, ou ne disposent pas de l'information/du temps nécessaire à prendre les meilleures décisions sur le sujet.

Des hypothèses doivent donc être formulées sur le comportement des consommateurs avant de pouvoir déterminer l'existence d'externalités.

L'hypothèse principale (ou « hypothèse 1 ») retenue dans la proposition de RTE consiste à considérer l'entité agissante comme l'ensemble (OE – consommateur), vue comme une entité économique unique. Les sites de consommation sont réputés rationnels, bien informés, et capables d'identifier leur intérêt (conclure un accord avec un opérateur d'effacement s'il existe un gain collectif potentiel sur l'ensemble consommateur – OE).

Cette hypothèse permet de ne pas présupposer de la forme du lien contractuel entre l'opérateur d'effacement et le consommateur (si l'effacement a lieu, c'est que chacun y trouve son compte) et de s'exonérer de la connaissance du modèle d'affaire de l'ensemble {consommateur - OE} pour déterminer les modalités financières applicables au dispositif NEBEF. En particulier, il n'y a pas lieu de considérer l'utilité du consommateur dans les avantages captés ou coûts subis par l'ensemble (consommateur - OE). Cette utilité intervient seulement dans le contrat liant les deux entités.

Certains acteurs proposent au contraire d'exclure le consommateur de l'entité agissante, c'est-à-dire de se placer dans la seconde hypothèse (« hypothèse 1bis ») décrite ci-dessus. Ce modèle revient à considérer le consommateur comme essentiellement passif, c'est-à-dire comme un « gisement d'effacement » à exploiter.

Il convient de préciser quel peut être le domaine de validité de cette hypothèse alternative. Celui-ci peut dépendre du type de consommateur considéré.

Le consommateur n'est en réalité jamais totalement passif puisqu'il doit donner son accord à l'OE qui souhaite exploiter son potentiel d'effacement. Aussi, dans le cas où la consommation apporte un bien être aux consommateurs supérieur au prix payé pour l'électricité, ceux ci ne sont pas prêts à accepter qu'un tiers module leur consommation d'électricité sans exiger de celui-ci un dédommagement. Exclure le consommateur de l'entité agissante n'a, dans ce cas, pas de sens.

Considérer l'OE comme la seule entité agissante ne peut trouver sa pertinence que si l'on suppose que le consommateur (i) a un intérêt à l'effacement, (ii) accepte de se faire effacer, (iii) n'est pour autant pas prêt à reconnaitre cet intérêt ou en tous cas à restituer à l'OE une partie de l'avantage qu'il retire. Concrètement, cela signifie qu'il peut exister une entrave à la réalisation d'effacements collectivement rentable du fait d'une forme de réticence du consommateur à révéler la valeur qu'il en retire. Ceci suppose que le consommateur retire de sa consommation une utilité marginale inférieure à son prix de fourniture, et caractérise donc une situation de « gaspillage » permettant de considérer que l'effacement procure un gain par « économie d'énergie ».

Cette approche va bien au-delà du périmètre initialement retenu pour les travaux sur les effacements de consommation dans le cadre du CURTE, qui n'avaient pas jusqu'ici cherché à caractériser précisément l'appartenance possible des effacements de consommation à la catégorie plus génétique des économies d'énergie. Il convient en outre de signaler que la réalité des économies d'énergie a historiquement fait l'objet de contestations du fait de la difficulté de disposer d'études précises sur le report, situation que les règles NEBEF 1.0 visent précisément à améliorer en créant les conditions d'un retour d'expérience fourni sur la question.

En conclusion, considérer l'OE comme seule entité agissante ne trouve sa pertinence que dans l'hypothèse spécifique d'existence de gisements d'économie d'énergie. Cette hypothèse est envisagée dans la partie 5.7. qui évalue l'externalité relative à l'« économie d'énergie ».

2.3 Distinction des externalités selon que l'opérateur d'effacement est lié ou non au fournisseur

L'évaluation de l'externalité associée à l'effacement nécessite d'emblée de distinguer deux situations :

- le consommateur est associé à un opérateur d'effacement différent de son fournisseur (un agrégateur d'effacement ou le consommateur lui-même) (« cas 1 ») ;
- Le consommateur est associé à opérateur d'effacement qui est aussi son fournisseur (« cas 2 ») ;

Selon les cas, la part du bénéfice « économie de production » captée par l'ensemble {consommateur - OE} n'est pas identique.

Dans le cas 1, l'ensemble {consommateur - OE} ne capte que le gain associé à la réduction de la facture de fourniture du consommateur. Or, dans les situations où l'effacement a lieu lors d'une période de pointe de consommation durant laquelle le coût marginal de production est supérieur à la part fourniture du tarif[3], il se produit une externalité positive. En effet le gain en termes d'économie de production est supérieur à l'économie réalisée par le consommateur sur sa facture (pour la part fourniture).

Ce désalignement pourrait a priori être réglée de manière contractuelle (l'opérateur d'effacement, ou un consommateur, pouvant négocier directement avec son fournisseur (ou le RE) afin d'obtenir le transfert de la valeur énergie), soit l'approche initialement retenue par les travaux sur NEBEF. Néanmoins, l'avis de l'Autorité de la concurrence du 26 juillet 2012 a conduit à réinterroger cette approche, en mettant l'accent sur la situation concurrentielle entre le fournisseur et l'opérateur d'effacement pour ce qui est de l'accès aux sites susceptibles de moduler leur consommation pour participer à un effacement de consommation et de la situation résultante sur le marché de l'effacement.

Dans le « cas 2 », l'ensemble {consommateur - OE} capte la totalité du gain lié à la réduction des coûts de production. Il n'y a pas d'externalité liée à la réduction du coût de production dans ce cas. Les autres externalités potentielles demeurent.

[3] Il faut noter que cette situation est directement liée aux modalités de tarification des clients finals. Les tarifs sont pour la plupart fixés ex ante et sont caractérisées par des prix constants sur des plages horaires très larges (2 plages horaire pour le tarif heures pleines – heures creuses, 8 plages maximales pour les tarifs réglementés verts). Au final, il y a très peu de chances qu'à un moment donné ces prix reflètent exactement le coût de production marginal du parc électrique.
Cette situation peut s'expliquer par de multiples facteurs : contrainte de simplicité et de lisibilité des offres commerciale faites aux consommateurs, notamment ceux de faible taille ; incapacité de certains compteurs à mesurer la consommation à un pas temporel suffisant ; demande de certains consommateurs d'avoir des offres leur garantissant un niveau de prix ; coût de transaction liés à une tarification en temps réel, etc.

2.4 Principe d'internalisation des externalités pour atteindre l'optimum économique

Une condition pour atteindre l'optimum collectif est que les différentes externalités éventuellement générées par les acteurs soient internalisées, c'est-à-dire prises en compte par les décisions de l'acteur qui les génère. En effet, en cas d'externalité positive, on peut craindre que l'activité en question ne se développe pas suffisamment. Au contraire, en cas d'externalité négative, les dommages causés à l'ensemble de la collectivité risquent de dépasser les bénéfices de l'activité en question. Il s'agit d'un problème classique d'économie publique (surconsommation des biens les plus précieux pour la collectivité dans son ensemble, sous-production des biens ayant une valeur sociale supérieure à leur valeur privée).

Pour internaliser les externalités, le bénéfice marginal privé des acteurs doit être aligné avec le bénéfice marginal collectif qu'entraîne leur action. Différents outils de politiques publiques sont mobilisables : création d'une taxe (subventions, transferts), mise en place d'obligations (normes) éventuellement échangeables (système de certificats, etc.). Ces outils doivent permettre de renvoyer à chaque acteur des signaux économiques intégrant ni plus ni moins que les gains et les coûts collectifs qu'ils génèrent.

RTE propose de mobiliser les outils mis en place par l'article 14 de la loi n°2013-312 du 15 avril 2013 afin de rendre possible l'internalisation des externalités par les acteurs qui les engendrent et ainsi favoriser l'atteinte de l'optimum collectif.

2.5 Segmentation des deux dispositifs d'internalisation des externalités prévus par la loi

La proposition de loi prévoit deux outils d'internalisation :

- un transfert de valeur du fournisseur vers l'opérateur d'effacement (NEBEF) : ce transfert prend la forme d'une livraison d'un bloc d'énergie du RE du fournisseur vers le RE de l'opérateur d'effacement, sous contrepartie d'un versement de l'opérateur d'effacement pour le fournisseur des sites effacés ;
- une prime financée par la CSPE au bénéfice des opérateurs d'effacement.

L'ensemble de ces deux canaux doit permettre à l'ensemble (consommateur - OE), quel qu'il soit, de capter une valeur correspondant à l'ensemble des externalités de l'effacement. A priori, un degré de liberté existe dans la répartition de la valeur entre les deux canaux, l'essentiel étant que la somme des deux corresponde bien à la valeur totale de l'externalité.

Le principe d'internalisation doit être vérifié quel que soit l'opérateur d'effacement : que celui-ci soit différent du fournisseur ou qu'il soit le fournisseur lui-même. Dès lors, étant donné que lorsque l'opérateur d'effacement est également le fournisseur du site, l'ensemble {consommateur - OE} capte entièrement l'externalité associée à l'économie de production, le dispositif NEBEF doit permettre à l'ensemble (consommateur - OE), lorsque l'opérateur d'effacement est différent du fournisseur, de capter également cette valeur.

Cette contrainte implique que :

- le prix de versement doit être calibré de sorte que l'opérateur d'effacement puisse capter l'externalité positive de l'effacement en termes de réduction du coût de production (valeur « énergie ») ;
- la prime versée en sus à l'OE doit permettre de couvrir les autres externalités, supposées positives.

Certains acteurs ont remis en question ce principe d'égalité de traitement entre tous les opérateurs d'effacement, quels qu'ils soient. S'écarter de ce principe, par exemple en considérant que le prix de versement pourrait être nul (ou en tous cas inférieur au prix de fourniture, quitte à abaisser d'autant la prime CSPE) pourrait néanmoins conduire à limiter fortement la concurrence sur le marché de l'effacement. En effet, les fournisseurs, qui sont des acteurs potentiels sur ce marché, se verraient de fait exclus pour ce qui concerne leurs propres clients. Ils ne capteraient en effet qu'une partie de la valeur de l'effacement, contrairement aux autres OE. Chaque fournisseur aurait en revanche intérêt à solliciter des clients d'autres fournisseurs, alors que pour la collectivité, la valeur de l'effacement ne dépend pas de la qualité du fournisseur. Il s'agirait là d'une distorsion manifeste.

En outre, cela créerait un risque pour les fournisseurs de clients à fort potentiel d'effacement. Ces derniers pourraient être vus comme des clients sources de pertes potentielles en cas de valorisation de leurs effacements via un OE indépendant. Cette situation pourrait pénaliser ces consommateurs sur le marché de la fourniture d'électricité. Aucun fournisseur ne souhaiterait en effet prendre le risque financier associé. On aboutirait à une situation paradoxale dans laquelle les consommateurs à fort potentiel d'effacement seraient mis en difficulté pour trouver un fournisseur ou pour s'approvisionner à un prix concurrentiel.

Le principe de non discrimination entre les opérateurs d'effacement impose une certaine répartition de la valeur véhiculée par ces deux canaux : NEBEF doit permettre d'internaliser l'externalité économie de production (valeur « énergie ») et la prime doit permettre d'internaliser les autres externalités.

3. APPLICATION A LA DETERMINATION DU VERSEMENT

3.1 Dispositions législatives applicables

L'article 14 de la loi pour la transition vers un système énergétique sobre établit le cadre de référence dans lequel doivent être conçus les transferts financiers entre fournisseurs et opérateurs d'effacement.

> *« Un décret en Conseil d'État, pris sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie, fixe la méthodologie utilisée pour établir les règles permettant la valorisation des effacements de consommation d'électricité sur les marchés de l'énergie et sur le mécanisme d'ajustement mentionné à l'article L. 321-10.*
>
> *« Ces règles prévoient la possibilité, pour un opérateur d'effacement, de procéder à des effacements de consommation, indépendamment de l'accord du fournisseur d'électricité des sites concernés, et de les valoriser sur les marchés de l'énergie ou sur le mécanisme d'ajustement mentionné au même article L. 321-10, ainsi qu'un régime de versement de l'opérateur d'effacement vers les fournisseurs d'électricité des sites effacés. Ce régime de versement est établi en tenant compte des quantités d'électricité injectées par ou pour le compte des fournisseurs des sites effacés et valorisées par l'opérateur d'effacement sur les marchés de l'énergie ou sur le mécanisme d'ajustement. »*

3.2 Fixation du prix de versement

Le calcul du prix de versement doit permettre aux acteurs d'effacement de capter la valeur de l'externalité « énergie » de l'effacement. La démarche pour déterminer le prix de référence est la suivante :

3.2.1 Détermination de l'avantage collectif de l'effacement en termes d'économie de production

L'effacement permet, en réduisant la consommation d'un volume V (supposé petit en regard du système électrique[4]) d'économiser de la production.

Le coût de production est assimilé par la suite au prix spot P_S au moment de l'effacement. Il s'agit d'une hypothèse structurante (par la suite : « hypothèse 2 ») qui revient à supposer une concurrence pure en parfaite sur le marché de gros de l'électricité[5].

L'économie pour la collectivité[6] s'écrit donc : $V \times P_S$

[4] De sorte que le coût marginal de production – et le prix spot – sont supposés inchangés. Il ne s'agit pas d'une approximation mais simplement d'une approche marginaliste. Plus avant dans le document, un graphe illustre l'avantage total procuré par l'effacement.

[5] Si ce n'est pas le cas et que le prix spot est différent du coût de production, alors : soit il lui est supérieur et l'intérêt de l'effacement sera accru : celui-ci sera stimulé d'autant et contribuera donc à la réduction du pouvoir de marché (cf. partie 5.6) ; soit il lui est inférieur et son intérêt sera réduit.

[6] La collectivité désignée ici ne se limite pas à la collectivité nationale. Il s'agit de la collectivité européenne, prise a minima au niveau de la plaque CWE sur laquelle les marchés sont couplés.

3.2.2 Détermination de l'avantage capté par le consommateur sur la part fourniture de sa facture

Le consommateur voit du fait de l'effacement la composante fourniture[7] de sa facture baisser proportionnellement à la part variable T_f qui s'applique au moment de l'effacement. Il économise le montant $V \times T_f$.

3.2.3 Détermination de l'externalité comme l'écart entre les deux termes

L'externalité liée à l'effacement en termes de coûts de production se mesure donc par :

$$EXT = V \times P_S - V \times T_f = V \times (P_S - T_f)$$

On note que si, au moment de l'effacement, la part variable de la part fourniture des tarifs de fourniture est égale aux prix spot, il n'y a plus d'externalité positive.

3.2.4 Détermination du prix de versement comme la valeur permettant d'égaliser la valeur captée par l'ensemble {consommateur - OE} à travers le dispositif NEBEF avec l'externalité.

La valeur captée par l'opérateur d'effacement est liée la revente sur le marché de gros du bloc NEBEF acheté au prix de référence P_{ref} : le gain est $V \times (P_S - P_{ref})$.

L'objectif d'internalisation implique donc que :

$$V \times (P_S - P_{ref}) = V \times (P_S - T_f)$$

Soit

$$\boldsymbol{P_{ref} = T_f}$$

Le prix de versement doit correspondre à la part variable de la part fourniture du tarif en vigueur au moment de l'effacement.

3.3 Atteinte de l'optimum économique avec un prix de versement calé sur le prix de fourniture

Le développement suivant permet d'illustrer l'avantage collectif apporté par l'effacement de consommation en termes d'économie de production.

[7] Il ne faut considérer que la part fourniture de la facture. En effet, la part acheminement est considérée ultérieurement pour l'évaluation de l'externalité « économie de réseau ». Si l'on considère ici la facture totale, on compte deux fois la part acheminement.

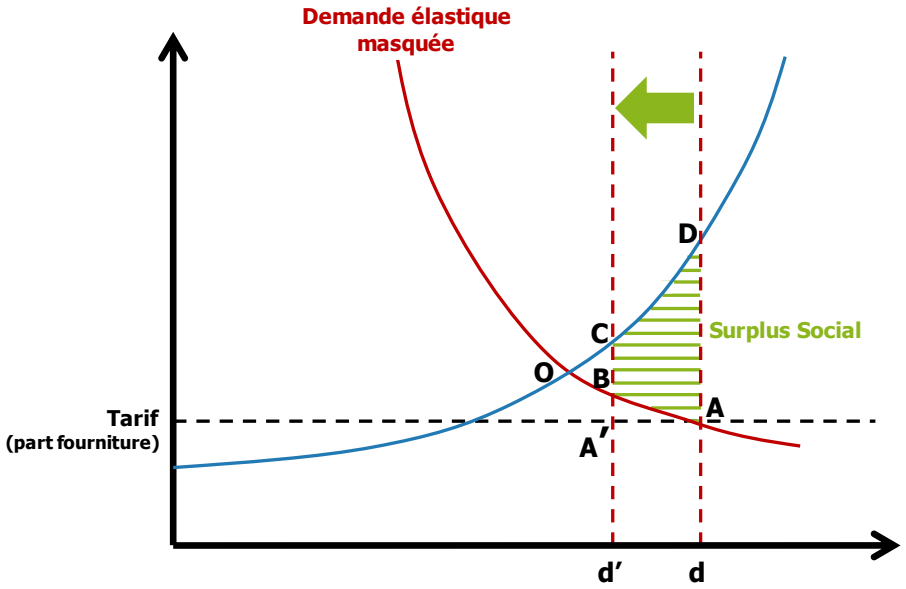


Figure 1 – Effet d'un effacement sur le surplus social

Ce graphe représente :

- En traits pleins :
  - la courbe d'offre de production agrégée (bleu)
  - la courbe d'utilité de la consommation d'électricité (rouge), qui serait la courbe de demande effective si les consommateurs étaient intégralement soumis aux prix de marché[8] représenté par la courbe d'offre bleu
- En traits pointillés longs :
  - L'offre commerciale tarifaire adressée aux consommateurs (noir)
  - La courbe de demande qui en résulte de la part des consommateurs (rouge)

Les consommateurs « voient » une offre au niveau du tarif, qui, croisée avec leur demande, donne le niveau *d* de consommation. Ils ne « voient » pas le coût marginal de production D : si tel était le cas, leur consommation serait donnée par le point O et correspondrait à un optimum économique[9].

Pour satisfaire la demande *d*, il est nécessaire de faire appel à des moyens de production dont le coût marginal de production est D. Vu le niveau du tarif, les consommateurs consomment davantage que s'ils étaient exposés au coût marginal de production. L'utilité marginale retirée par les consommateurs (égale au tarif) est inférieure au coût marginal de production : il en résulte une perte marginale pour la collectivité mesurée par AD.

Cette perte est due à l'inadéquation des tarifs qui entraîne une surconsommation si les tarifs sont inférieurs aux coûts. L'effacement permet de réduire cette surconsommation à un niveau plus proche de l'optimum économique. L'accroissement du surplus social associé à un effacement correspond à cette réduction de perte et est mesuré par l'aire ABCD.

[8] La consommation d'électricité fait intervenir deux facteurs de production complémentaires : réseau et fourniture. Il y a donc une bijection entre utilité, consommation de réseau, et consommation de fourniture. La courbe d'utilité intègre donc implicitement le paiement du bien réseau. Il s'agit d'une courbe d'utilité « nette ».

[9] En réalité, il existe plusieurs niveaux de tarifs de fourniture. La représentation du problème est plus complexe mais le principe est le même.

Le bénéfice marginal collectif de l'effacement est C – B. Le coût net pour l'ensemble {consommateur - OE} est la désutilité du consommateur moins l'économie sur sa facture soit B – A'. A noter que si le consommateur s'efface et qu'il n'est pas son propre opérateur d'effacement, c'est qu'il y trouve son intérêt et qu'il est compensé par l'OE, a minima de B – A'. Si on suppose que le prix de marché auquel l'OE valorise l'énergie effacée reflète le coût marginal de production, le bénéfice marginal de l'ensemble {consommateur - OE} est C – Pref – (B – A'). Si Pref est calé sur le tarif, ce bénéfice marginal vaut C – B soit le bénéfice marginal pour la collectivité.

Cette condition permet d'assurer qu'en situation de concurrence pure et parfaite, des effacements seront activés jusqu'à ce que le bénéfice marginal s'annule et que C = B = O. L'optimum est alors atteint.

A ce stade de l'analyse, la prise en compte de situation de concurrence imparfaite ne semble pas pertinente pour déterminer le prix de référence. S'il peut être envisagé de soutenir l'activité d'effacement pour favoriser l'entrée de nouveaux acteurs et renforcer la concurrence, cela ne doit pas passer par le prix de versement mais par la prime financée par la CSPE (cf. ci-dessous).

La prise en compte des coûts de déploiement des technologies d'effacement (installation d'un boitier, déploiement des systèmes d'information, etc.) serait nécessaire pour établir l'équation économique complète des opérateurs d'effacement. Elle a une incidence sur le niveau d'effacement optimal : celui-ci serait inférieur à celui figuré par le point O du graphe. En revanche, elle n'est pas nécessaire pour calculer le prix de référence. En effet, le coût de déploiement étant déjà internalisé par l'ensemble (consommateur - OE), sa prise en compte n'a pas d'impact sur Pref.

3.4 Prise en compte des effets report

Le raisonnement développé dans la partie précédente est basé sur une hypothèse d'absence de report de la consommation effacée. Cette hypothèse correspond bien à certaines catégories d'effacement, par exemple sur des consommations qui ne peuvent être décalées (éclairage), ou des effacements compensés par de la production d'appoint. Cependant, elle est mal adaptée à des effacements par décalage de consommation, par exemple sur des chauffe-eaux.

A la fois l'avantage collectif et le gain privé capté par l'ensemble {consommateur - OE} sont modifiés, en fonction du taux de report, du moment du report, et du tarif de fourniture du consommateur au moment du report. Un avantage en termes d'économie de production peut demeurer notamment si le report a lieu en heures creuses, lorsque des moyens de production moins coûteux sont mobilisés. Le bénéfice capté par le consommateur est réduit du fait d'une hausse de facture due au report. Néanmoins, un report inférieur à 100% ou un tarif horosaisonnalisé peuvent maintenir un gain positif pour le consommateur.

Théoriquement l'externalité est donc modifiée.

Afin de traiter rigoureusement le report, il serait pertinent de mettre en place un traitement exactement symétrique à celui de l'effacement. Il y aurait alors un échange d'énergie entre l'OE et le fournisseur des clients effacés, au prix régulé NEBEF, permettant au RE des consommateurs effacés de compenser l'écart lié à la surconsommation. L'OE devrait pour sa part couvrir la demande d'énergie engendrée par le report, par exemple en se procurant cette énergie sur les marchés.

La concertation sur les règles « NEBEF » a conduit à affirmer la nécessité de prendre en compte à terme le report (et l'anticipation) dans le volet économique de NEBEF, et de lui trouver un traitement pérenne efficace. Cependant, les effets de type « rebond » ou « report » étant aujourd'hui pas ou mal évalués, aucun traitement spécifique n'est actuellement prévu dans les règles « NEBEF 1.0 » (les travaux sur les effacements diffus ne constituant qu'une première analyse des effets combinés, qu'il faudra compléter par le retour d'expérience de « NEBEF 1.0 »). Les règles « NEBEF 1.0 » contiennent à cet effet une batterie d'instruments devant permettre de progresser dans la compréhension de ces effets afin d'en permettre un traitement économique pertinent dans les phases ultérieures de NEBEF.

4. DETERMINATION DU MONTANT DU VERSEMENT

4.1 Prise en compte des contraintes de gestion et de contrôle

L'approche non contractuelle rend inenvisageable d'interroger chaque fournisseur pour connaître le contrat de fourniture d'un site de soutirage. En effet, les coûts de gestion associés à une valorisation site de soutirage par site de soutirage avec le prix de fourniture de chaque site tenant compte de toutes les variables de son contrat de fourniture conduisent à supprimer toute la rentabilité de l'effacement. Ainsi est-il nécessaire de simplifier les processus de versement en faisant émerger un nombre restreint de prix de référence pour une heure donnée de l'année en fonction de critères accessibles par les gestionnaires de réseau.

La maille du contrôle retenue dans les règles « NEBEF 1.0 » est celle de l'entité d'effacement (EDE), suivant les méthodes de contrôle du réalisé précisées dans les règles NEBEF. Les informations disponibles sur les sites de soutirage qui la composent sont relatives au RE, au fournisseur et à la puissance souscrite du site, voire au type de profil correspondant dans la réconciliation des flux. Néanmoins, RTE ne disposera pas d'information sur le type de tarif applicable au site[10].

Pour les sites profilés, l'utilisation d'une clef de répartition basée sur des paramètres statiques comme la puissance souscrite repose sur l'hypothèse d'une répartition statistiquement uniforme des effacements sur les sites composant l'EDE. Des contrôles pourraient être envisagés sur ce point.

4.2 Rationalité d'un modèle distinct pour le haut de portefeuille

Au vu des considérations précédentes, la solution idéale est un prix de référence qui reflète parfaitement le prix de fourniture payé par le consommateur à son fournisseur. Mais plus le prix de référence est différencié par site de consommation, plus les coûts de gestion du dispositif seront importants, réduisant le bénéfice économique global.

Il n'est donc pas possible d'individualiser le prix de versement par acteur. Certains cas pourraient cependant justifier un traitement spécifique. En particulier, pour les gros consommateurs, les coûts de gestion d'une individualisation du prix de versement seraient faibles par rapport au bénéfice potentiel. Cela est d'autant plus vrai que ces consommateurs font souvent l'objet de contrats de fourniture très spécifiques, comportant de nombreuses clauses encadrant leur consommation, et qu'un traitement « standardisé » de leur cas pourrait donc s'avérer inefficace.

[10] Il pourrait être tentant de différencier le prix de référence en fonction du profil du consommateur, en pensant capter les heures spécifiques des EJP et Tempo. Mais (i) un profil EJP ne garantit théoriquement pas que le consommateur est au tarif EJP et (ii) le prix serait appliqué à un effacement déclaratif qui sera probablement fixé à zéro par l'EDE. Il est vain de vouloir différencier le prix de référence en fonction du profil utilisé pour la reconstitution des flux.

Dans ces cas, une individualisation du prix de versement pourrait paraître souhaitable. Afin de réduire les coûts de gestion associés, cette individualisation pourrait par exemple reposer sur un dispositif centré sur le consommateur. Le but du dispositif serait de permettre au consommateur de valoriser l'énergie qu'il n'a pas consommée, directement sur le marché ou auprès d'un opérateur d'effacement avec qui il contractualiserait librement. Dans ce but, il serait nécessaire de transmettre au fournisseur du site effacé une courbe de consommation corrigée de l'effacement. Le consommateur paierait ainsi au fournisseur l'énergie effacée, dans les conditions initialement prévues par son contrat de vente. Ce régime a été mentionné dans le « document martyr » du 26 août 2012 ainsi que dans le rapport de consultation du 17 décembre 2012 comme une alternative possible au modèle centralisé pour certaines catégories de consommateurs (sa généralisation à l'ensemble des consommateurs n'étant pas possible en l'état actuel du droit [arrêté du 7 juillet 2007]). Il reprend les principes avancés par l'AFIEG lors de la concertation. Ses principes sont décrits dans la note du 13 mai 2013 sur le modèle « AFIEG » diffusée lors de l'ouverture de la consultation sur le projet de règles.

Un tel système ne suppose pas d'accord préalable du responsable d'équilibre associé : à cet égard il semble respecter l'esprit de la loi de permettre la réalisation d'effacements indépendamment du fournisseur.

En revanche, il suppose la mise en place d'un dispositif régulatoire différencié selon les catégories de consommateurs (versement fixé à un niveau administratif pour certains segments de consommateurs, versement dépendant de conditions contractuelles pour d'autres). En outre, la segmentation nécessaire devra être considérée à l'aune des éléments mentionnés précédemment (taille des sites) mais également de la nature réglementée ou non du tarif de fourniture. Ainsi, si ce modèle semble pouvoir être appliqué aux gros consommateurs, il semble difficilement généralisable aux petits consommateurs indépendamment même de sa faisabilité juridique.

RTE propose de laisser la possibilité aux consommateurs ayant signé un contrat d'accès au réseau de transport (CART) de choisir ce modèle, de manière optionnelle.

4.3 Segmentation selon la taille des sites

La présente section vise à expliciter une proposition de prix de référence pour le versement dû par l'opérateur d'effacement aux fournisseurs des sites effacés, et les principes qui sous tendent la détermination de ce prix. Le prix de référence doit correspondre à la part variable de la part fourniture du tarif de vente. A priori, le prix de référence peut varier dans le temps, et d'une catégorie de sites à une autre. Néanmoins, afin de refléter le plus fidèlement possible les différents tarifs existants, deux segments pourraient être distingués selon la puissance des sites.

Les segments initialement envisagés étaient définis en fonction du seuil de puissance souscrite de 36 kVA. Toutefois, compte tenu de l'importance de la différence de traitement opérationnel actuellement mis en œuvre en fonction de la distinction entre sites profilés et sites télérelevés, cette dernière segmentation apparaît comme la seule opérationnelle pour la période transitoire.

4.3.1 Sites profilés

Cette catégorie contient, pour environ trois quart des volumes consommés[11], des sites ayant une puissance souscrite inférieure à 36 kVA (bleus). Sur ce segment de marché, la référence du prix de détail est le tarif réglementé de vente (TRV). En effet, les consommateurs ayant une puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA sont libres de partir et revenir au TRV quand ils le souhaitent. Cette réversibilité conduit la concurrence à aligner ses offres commerciales sur les tarifs réglementés de vente.

Les candidats à l'effacement seront très majoritairement des sites alimentant des chauffages électriques ou des usages pour lesquels une modulation de la consommation ne présente pas d'impact majeur en termes de confort. Ces sites sont très majoritairement au tarif réglementé heures creuses / heures pleines (HC/HP). Le prix de référence pour le segment des sites de puissance souscrite inférieure à 36 kVA pourrait être un prix différencié HC/HP, que l'on qualifiera « d'heures basses » (HB) et « d'heures hautes » (HH) dans la suite pour effectuer une distinction formelle avec le régime HC/HP mis en place dans les tarifs réglementés de vente. En pratique, les plages horaires HC/HP varient en fonction des régions. Il est proposé de fixer la plage d'heures basses NEBEF comme celle comprise entre 23h et 7h.

RTE propose de déterminer le prix de versement est calculé, pour chacune des plages heures basses et heures hautes, comme la différence entre le tarif bleu HC/HP 9 kVA et le TURPE BT pour les consommateurs de puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA différencié temporellement.

Le tableau ci-dessous contient une première estimation de la valeur du prix de versement selon ce principe tel que décliné dans le projet de règles.

	Heures Hautes	Heures Basses
Prix de versement	**57 €/MWh**	**35 €/MWh**

4.3.2 Sites télérelevés

Deux sous-segments de marché cohabitent dans ce segment : des consommateurs bénéficiant de tarifs réglementés de vente, des consommateurs ayant fait jouer leur éligibilité et disposant d'offres souscrites selon les conditions du marché.

Un choix entre ces deux logiques est donc nécessaire pour caler un prix de référence.

- **Logique basée sur la construction des tarifs réglementés de vente**

On construit un prix de référence horosaisonnalisé unique représentatif de la moyenne de la part variable de la part fourniture des tarifs. Ce prix peut être différencié suivant des plages horosaisonnières afin d'approcher au mieux les différentes plages tarifaires.

Cette logique a été abandonnée. Il s'avère en effet qu'il existe une très grande variété de tarifs, fonction du nombre de plages horaires du tarif, de l'option envisagée, et de sa version (très longue utilisation, longue, moyenne, courte).

[11] Bleus : 165 TWh ; Jaune profilés ENT1 : 40 TWh ; Verts A5 Base : 17 TWh.

- **Logique basée sur les offres de marché**

On construit un prix de référence horosaisonnalisé à partir d'un tarif proposé par un fournisseur virtuel représentatif qui s'alimenterait à l'ARENH et sur le marché. Il apparaît néanmoins que ces offres sont variées et adaptées au type de client, à ses besoins, à son aversion au risque. Ainsi, les contrats peuvent prévoir : un prix unique sur toute l'année, un prix différencié selon les périodes de l'année voire selon chaque heure, une clause de régularisation ex post (pour les droits ARENH par exemple), un engagement d'enlèvement d'un certain volume (clause *take or pay*), etc. Si l'ensemble de ces offres coexistent, RTE n'est pas en mesure de connaître leurs poids respectifs. Néanmoins, deux modèles de tarification semblent émerger et pouvoir servir de base pour la construction d'un prix de versement :

- ***Modèle prix unique fixé ex ante***

Le prix variable (€/MWh) est fixé au moment de la signature et est valable toute l'année de livraison. Il est construit sur la base d'une prévision des coûts d'approvisionnement calculée à partir de prévisions des droits ARENH et du complément marché.

- ***Modèle prix différencié avec régularisation des droits ARENH***

Le prix est supposé, d'une manière ou d'une autre, refléter les coûts d'approvisionnement observés par le fournisseur. En particulier, il intègre toute modification des droits ARENH découlant d'un comportement de consommation différent de celui anticipé. Les coûts d'approvisionnement réels des fournisseurs sont différenciés selon que l'on se trouve en heures creuses ARENH ou en dehors. Pendant les heures creuses ARENH, chaque MWh consommé apporte des droits ARENH au fournisseur. Le bénéfice associé à ces droits est donc censé être répercuté au client pendant ces heures là uniquement. Au contraire, en dehors des heures creuses ARENH, aucun droit n'est généré, et le client se voit répercuter le prix de marché à 100%. Dans ce modèle existe une forte différentiation tarifaire entre la période référence pour l'obtention des droits ARENH et le reste de l'année.

Ces deux modèles de tarification semblent être majoritairement utilisés par les fournisseurs. Il serait donc pertinent d'en adopter un pour déterminer le prix de versement. Néanmoins, dans les deux cas, la détermination du prix nécessite de croiser la courbe de charge horaire prévisionnelle avec le prix spot horaire. Les prix forwards ne suffisent pas : les produits existants (Peak et OffPeak) ne correspondent pas aux périodes d'attribution des droits ARENH. Il faut donc reconstruire des prix horaires à partir des prix forwards, ce qui représente une importante difficulté opérationnelle.

Dans ces conditions, la construction du prix de versement sur les périodes de livraison des produits de marché doit être privilégiée. Il n'est donc pas possible de répercuter le bénéfice lié à l'ARENH sur les heures creuses ARENH. Il faut noter qu'il serait difficile également de construire un prix unique constant sur toute l'année : cela nécessiterait en effet de disposer d'un outil de pricing pour évaluer le coût d'approvisionnement complémentaire à l'ARENH. Aussi, de manière pragmatique, il est proposé de construire un prix de versement selon la logique suivante, qui permet probablement de coller le mieux aux coûts d'approvisionnement marché :

- une différenciation selon 8 plages horosaisonnières : par trimestre et selon les périodes Peak et OffPeak (correspondant aux produits marché ou déductibles de ceux-ci) ;
- un prix calé, sur chaque plage, sur le prix forward (il existe un prix forward pour

chacune de ces plages) ;

- un abattement uniforme appliqué à ce prix correspondant au gain, en euro par MWh livré au client, lié à la revente de l'ARENH sur le marché et valorisé au prix forward Base calendaire.

La part de droit ARENH utilisée pour calculer l'abattement est calculée sur la courbe de charge de l'ensemble des consommateurs télérelevés (et évaluée à environ 91%).

S'agissant de gros consommateurs, et en l'absence de données précises et auditables, les frais complémentaires liés à la commercialisation et à l'activité des fournisseurs ont été négligés ou sont supposés être inclus dans la part fixe de l'offre commerciale.

Pour l'année 2013, voici une première estimation du prix de versement qui peut être faite compte tenu de ces principes, tels que déclinés dans le projet de règle.

	Q1		Q2		Q3		Q4	
	Offpeak	Peak	Offpeak	Peak	Offpeak	Peak	Offpeak	Peak
Prix de versement	42 €	63 €	29 €	47 €	29 €	49 €	41 €	65 €

5. EXTERNALITES SUSCEPTIBLES D'ETRE FINANCEES PAR LA PRIME VERSEE AUX OPERATEURS D'EFFACEMENT

En cohérence avec les principes présentés dans la section précédente, la présente section vise à lister les externalités potentielles des effacements en dehors des économies de production. Dans la lignée du raisonnement précédent, RTE estime que ces externalités n'ont pas vocation à être portée dans le régime de « versement » prévu par la loi mais dans la prime financée par la CSPE. Néanmoins, ces avantages ont été largement évoqués par les acteurs et figurent dans le paysage des discussions. Il semble important de les examiner dès à présent en vue de la préparation des travaux pour la définition du régime pérenne, lesquels peuvent requérir que des dispositifs techniques soient mis en place dès les règles « NEBEF 1.0 » afin de disposer d'éléments de quantification pour l'avenir. Dans les rares cas où cela a été possible, un premier chiffrage est proposé aux seules fins d'illustrer l'ordre de grandeur financier sous-jacent, ou alors un maximum ou un minimum. Pour rappel, le chiffrage de l'externalité consiste à mesurer la différence entre l'avantage collectif apporté et la valeur déjà captée par l'ensemble (consommateur - OE).

RTE n'a toutefois pas de rôle institutionnel dans le processus de fixation de cette prime. Les considérations qui suivent visent ainsi à contribuer aux discussions dans l'optique de la définition du régime transitoire et du régime pérenne, dans l'esprit indiqué ci-dessus. Elles ne sauraient faire office de préconisations en matière de fixation de l'enveloppe de la prime.

Au-delà de la problématique du niveau de la prime, il convient de souligner que ce dispositif de soutien, s'il est mal conçu, pourrait provoquer des dysfonctionnements du marché de l'électricité, qui ne seraient pas sans rappeler ceux observés aujourd'hui en Europe du fait de dispositifs de soutien aux énergies renouvelables. C'est l'objet de la partie 6.

5.1 Dispositions législatives applicables

La proposition de loi fixe le cadre applicable. Elle dispose que :

> *« Une prime est versée aux opérateurs d'effacement, prenant en compte les avantages de l'effacement pour la collectivité, dans les conditions précisées au chapitre III du titre II du livre Ier. » ;*
>
> *« Le décret prévu à l'article L. 271-1 fixe la méthodologie utilisée pour établir une prime versée aux opérateurs d'effacement au titre de leur contribution aux objectifs définis aux articles L. 100-1 et L. 100-2 et des avantages procurés à la collectivité, notamment en matière de maîtrise de la demande d'énergie ou de sobriété énergétique. Ce même décret précise également les modalités selon lesquelles les ministres chargés de l'économie et de l'énergie arrêtent, après avis de la Commission de régulation de l'énergie, le montant de cette prime. »*

Cette prime est financée par la CSPE.

L'article 100-1 du code de l'énergie fixe les objectifs suivant :

> *« La politique énergétique garantit l'indépendance stratégique de la nation et favorise sa compétitivité économique. Cette politique vise à*
>
> - *assurer la sécurité d'approvisionnement ;*
> - *maintenir un prix de l'énergie compétitif ;*
> - *préserver la santé humaine et l'environnement, en particulier en luttant contre*

l'aggravation de l'effet de serre ;

- *garantir la cohésion sociale et territoriale en assurant l'accès de tous à l'énergie »*

L'article 100-2 du code de l'énergie fixe les objectifs suivant :

« Pour atteindre les objectifs définis à l'article L. 100-1, l'Etat, en cohérence avec les collectivités territoriales, veille, en particulier, à :

- *maîtriser la demande d'énergie et favoriser l'efficacité ainsi que la sobriété énergétiques ;*
- *diversifier les sources d'approvisionnement énergétique, réduire le recours aux énergies fossiles et augmenter la part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie finale ;*
- *développer la recherche dans le domaine de l'énergie ;*
- *assurer des moyens de transport et de stockage de l'énergie adaptés aux besoins »*

5.2 La contribution à la sécurité d'approvisionnement

L'un des avantages associés au développement des effacements de consommation les plus fréquemment cités porte sur la contribution à la sécurité d'approvisionnement. Les effacements constituent en effet un moyen de gestion de l'équilibre offre-demande en électricité, et participent à ce titre à la sécurité d'approvisionnement de long terme au même titre que des capacités de production.

La loi NOME a instauré le mécanisme de capacité qui vise à donner une valeur à toute capacité, de production ou d'effacement, qui contribue à la sécurité d'approvisionnement. Le décret d'application prévoit une mise en œuvre en 2016, et un appel d'offre transitoire pour 2015 auquel pourront participer les effacements de consommation. Dans l'attente[12] de l'entrée en vigueur effective de ce mécanisme, la loi NOME a prévu l'organisation d'appels d'offre dédiés aux effacements, qui visent notamment à préparer la filière au déploiement du mécanisme cible dans lequel les effacements et les capacités de production seront en concurrence.

Ces mécanismes permettront d'internaliser les externalités liées à la sécurité d'approvisionnement. Il n'y a dès lors pas lieu de prévoir une prise en compte du bénéfice procuré par les effacements sur la sécurité d'approvisionnement dans la prime versée aux opérateurs d'effacement.

5.3 L'apport de flexibilité des effacements au système électrique

Un avantage fréquemment cité concernant les effacements de consommation concerne l'apport en termes de flexibilité.

[12] Les analyses d'équilibre offre-demande menées par RTE dans le cadre du Bilan Prévisionnel publié à l'été 2012 montrent que le critère d'adéquation de capacité est dépassé pour les années à venir, jusqu'à l'année 2015 incluse. Il n'y a donc pas d'externalité à valoriser jusqu'à cette échéance. Or il convient de remarquer que dans une situation de surcapacité, l'apport marginal d'une capacité à la sécurité d'approvisionnement est de valeur nulle, qu'il s'agisse d'effacement ou de production.

La sûreté du système électrique nécessite une capacité à compenser rapidement les aléas techniques ou les erreurs de prévision, qui peuvent survenir au niveau de la production ou de la consommation. Cette sécurisation est procurée par la flexibilité et la disponibilité des moyens de production ou d'effacement, caractéristiques qui ne sont pas forcément intégralement valorisées dans les prix de l'énergie.

Les effacements peuvent présenter des caractéristiques très diverses en termes de flexibilité, et certaines catégories d'effacements de consommation sont particulièrement flexibles, les rendant particulièrement pertinents pour contribuer à la résorption des déséquilibres de court terme.

Les besoins de flexibilité du système électrique sont définis au niveau européen (ENTSO-E), ce qui permet d'assurer que la solidarité européenne entre pays est équitablement répartie. Le dimensionnement de certaines réserves est de la responsabilité individuelle des gestionnaires de réseau de transport, sur la base d'un critère de sûreté commun. Le dimensionnement de la réserve est alors effectué au plus juste. La demande de flexibilité est donc inélastique, puisque déterminée entièrement par des critères techniques.

Les réserves permettant de disposer de la flexibilité nécessaire à la sûreté du système électrique sont constituées par des procédures concurrentielles. Elles permettent de faire émerger un prix de marché pour la flexibilité, permettant d'internaliser le bénéfice procuré au système. Les effacements peuvent d'ores et déjà participer aux appels d'offres pour les réserves rapides et complémentaires.

Il faut également souligner les possibilités pour les RE d'adapter leur programme (production, consommation, échanges aux interconnexions, achats/vente sur les marchés) avant la fenêtre proche du temps réel. RTE contribue à développer les outils de gestion en infrajournalier. La flexibilité des effacements peut également être valorisée dans ce cadre.

Les dispositifs permettant de valoriser la flexibilité à hauteur de sa valeur existent donc aujourd'hui. Il n'y a dès lors pas lieu de prévoir une prise en compte spécifique du bénéfice procuré par les effacements en termes de flexibilité dans la prime versée aux opérateurs d'effacement, sauf à considérer que les besoins futurs de flexibilité du système électrique, par exemple dans le cadre d'une politique volontariste de transition énergétique impliquant l'insertion massive d'énergies renouvelables sur le système électrique, sont tels que l'émergence de filières technologiques comme les « effacements dispatchables » doit être favorisée au-delà des dispositifs actuels de financement des technologies innovantes. La raison d'être d'un tel soutien réside alors davantage dans la promotion de l'innovation et le soutien à la R&D en général.

5.4 Les externalités réseaux

La troisième catégorie d'avantages pour la collectivité à considérer porte sur les « économies de réseaux ».

Lorsqu'il s'efface, un consommateur capte un gain correspondant à la réduction de sa facture globale dont il économise la part « énergie » mais également la part « acheminement ». Ce gain n'est pas nécessairement égal à l'économie de réseau que l'effacement induit, et pourrait notamment être inférieur, auquel cas l'effacement engendrerait bien une externalité positive.

Les analyses montrent que les coûts de réseau (pertes, congestion, développement) induits par un consommateur varient sensiblement en fonction:

- de la localisation du site ;
- de son niveau de raccordement (tension) ;
- de la période temporelle.

Dès lors, l'évaluation de cette externalité possible est délicate.

En ce qui concerne les pertes, les études portant sur leur sensibilité à la variation du soutirage en un nœud donné montrent une relation décroissante entre la sensibilité aux variations de soutirage et le niveau de tension (dit autrement, plus le niveau de tension est élevé, moins les pertes sont dues à la variable consommation mais plutôt au plan de production européen). Pour autant, au sein d'un même niveau de tension au nœud de raccordement, la dispersion des résultats est telle que certains effacements peuvent même induire une augmentation des pertes. Des travaux sur cette question ont déjà été menés, sous l'égide de la CRE, en 2009-2010. Dans tous les cas, une quantification de cet effet serait extrêmement complexe.

En ce qui concerne l'effet des effacements sur les congestions réseau, il convient de remarquer qu'il est d'ores et déjà possible pour un moyen de production ou un effacement de valoriser les bénéfices liés à sa localisation sur le réseau de transport par le biais du mécanisme d'ajustement (les coûts associés étant mutualisés par l'intermédiaire du tarif). Si l'accès des effacements à ce mécanisme est limité par certaines contraintes techniques, notamment la nécessité d'offrir au moins 10MW, une expérimentation est actuellement en cours en région Bretagne pour abaissement du seuil de 10 à 1 MW. Il n'existe pas en revanche de mécanisme équivalent pour les congestions sur le réseau de distribution.

En ce qui concerne les investissements réseau, des développements peuvent en théorie être reportés voire évités dès lors que des effacements convenablement localisés, « durables » sur le temps long et susceptibles d'être activés durant certaines périodes (pas seulement quelques heures, mais probablement des durées plus longues) seraient développés.

En conclusion, il existe vraisemblablement des externalités « réseau » associées à l'effacement, mais celles-ci sont toutefois extrêmement difficiles à chiffrer car elles varient fortement en fonction de la localisation (probablement de 1 à 5) et de la période (de 1 à plusieurs 100aines). A ce stade, la perspective la plus crédible pourrait être de réaliser un suivi des premiers résultats des premières phases de « NEBEF » (impact sur les pertes, les congestions et les besoins d'investissement) afin d'en tirer des conséquences qui seront partagées dans le cadre du retour d'expérience et pourront alimenter les travaux sur la définition de la prime.

5.5 L'impact sur les émissions de gaz à effet de serre

L'apport des effacements de consommation en termes de réduction des émissions de gaz à effet de serre a été fréquemment discuté dans les réponses au questionnaire du 7 janvier 2013, et constitue l'un des avantages le plus souvent cité dans le débat public.

Une baisse de consommation d'électricité réduit en effet le recours aux moyens de production, qui peuvent émettre des gaz à effet de serre en fonction des technologies. Les effacements peuvent donc contribuer à la réduction des émissions, participant ainsi à l'atteinte des objectifs environnementaux nationaux et européens.

Il convient cependant, à titre liminaire, de bien distinguer les différentes catégories d'effacement sur ce point, leur effet pouvant être très différent. Les effacements induisant un report de consommation peuvent occasionner une augmentation des émissions de gaz à effet de serre sur la période du report, pouvant aller jusqu'à dépasser le bénéfice sur la période de l'effacement. Les effacements consistant à diminuer le soutirage sur le réseau tout en le compensant par de la production locale (groupes électrogènes par exemple) peuvent également aboutir à une augmentation des émissions. La valeur de l'externalité associée peut donc être positive comme négative.

En second lieu, le système des quotas EU ETS a été mis en place en 2005 avec pour objectif d'internaliser l'externalité des émissions de gaz à effet de serre. Ce système fait émerger un prix des émissions de CO_2 qui devrait être intégré comme un coût supplémentaire pour les technologies émettant du CO_2 parmi les industries soumises à ce mécanisme, dont l'industrie électrique. Le système de tarification du CO_2 fait donc augmenter le coût de production de l'électricité en intégrant une partie de son impact environnemental. L'augmentation du coût des technologies concurrentes à l'effacement (par exemple, la production de pointe des centrales à fioul), qui s'exprime par une augmentation du prix de l'électricité, donne un avantage compétitif à l'effacement et permet de mieux le valoriser.

Il n'y a donc pas lieu de prévoir une prise en compte spécifique du bénéfice procuré par les effacements en termes de réduction des émissions de gaz à effet de serre dans la prime versée aux opérateurs d'effacement.

L'argument selon lequel l'influence sur les émissions devrait tout de même être prise en compte dans les règles de valorisation des effacements de consommation sur les marchés doit donc être requalifié, et ne peut plus porter que sur l'éventuelle « correction » du dispositif d'internalisation du coût collectif des émissions déjà en vigueur aujourd'hui. C'est ainsi dans le cas éventuel où le mécanisme EU ETS serait considéré comme n'aboutissant pas à un niveau de valorisation pertinent des émissions de gaz à effet de serre qu'il pourrait être envisagé d'y remédier au travers d'une modalité spécifique dans la prime versée aux opérateurs d'effacement. Par exemple, certaines installations de production de faible taille échappent au périmètre de l'ETS. Plus largement, si les objectifs nationaux sont relevés par rapport aux objectifs européens, alors le prix des quotas de CO_2 peut être considéré comme insuffisant. Dans ce cas, les avantages pour la collectivité pourraient être calculés en ne prenant pas en compte le prix du CO_2 tel que révélé par le marché européen, mais plutôt la valeur tutélaire du carbone proposée par les rapports Quinet (2009) et Rocard (2011), qui fixent le dommage pour la collectivité associé à l'émission d'une tonne de CO_2 à 32 €/t_{CO2}. Il en résulterait une évaluation différente des externalités associées aux effacements, mais cette démarche doit s'analyse de manière générale au regard de la cohérence des différents dispositifs de soutien.

L'évaluation de l'ordre de grandeur des montants financiers associés est plus aisée dans ce cas que dans d'autres. On peut par exemple calculer une borne haute en supposant que le prix du CO_2 est aujourd'hui sous évalué à hauteur de 25 €/t_{CO2}, que l'effacement n'implique pas d'autoproduction, et qu'il intervient à une période où l'unité marginale est une centrale au fioul, dont le contenu CO_2 est estimé à hauteur de 0,8 t_{CO2}/MWh, alors l'externalité CO_2 à prendre en compte en sus de la partie déjà internalisée par l'ETS peut être évaluée à 20 €/MWh (25 * 0,8). Mais cette évaluation constitue probablement une borne haute, ne serait-ce que parce que le contenu CO_2 marginal de la production électrique varie d'heure en heure en fonction de la filière qui est marginale (charbon, fioul, gaz, nucléaire, hydraulique, etc.). En outre, dans le cas d'un effacement impliquant le démarrage de moyens de production locaux émettant des gaz à effet de serre (autoproduction) le bilan est nécessairement dégradé et peut conduire à ce que l'externalité soit négative (par exemple si la production substituée est d'un contenu carbone inférieur à la production locale activée, ce qui est tout à fait possible vu la typologie des moyens concernés).

Ce développement permet ainsi d'illustrer un autre aspect : **le chiffrage précis de l'externalité nécessite de mener des études précises qui ne pourront faire l'économie d'une caractérisation précise des effacements de consommation réalisés au titre des règles NEBEF**. Il en résulte par prolongement que **les dispositions du volet technique des règles NEBEF relatives au retour d'expérience devront faire l'objet d'une attention particulière**, et permettre de progresser dans l'établissement de cette typologie, notamment en ce qui concerne les questions du report et du report sur une production locale.

5.6 L'amélioration de la liquidité et l'élasticité prix de la demande, et la réduction du pouvoir de marché potentiel des acteurs sur le marché de gros

L'impact sur le fonctionnement du marché de gros a été cité dans les réponses au questionnaire du 7 janvier 2013.

Les marchés de l'électricité, que ce soit ceux de l'énergie, de la capacité ou des réserves, ne fonctionnent pas dans la réalité comme des marchés parfaits. Ils présentent un certain nombre de défauts qui, s'ils n'empêchent pas les marchés de se rapprocher de l'optimum économique, peuvent dégrader ce processus. Tout élément venant corriger ces imperfections génère alors une externalité.

L'apport de nouvelles offres, venant renforcer la concurrence et dynamiser les échanges, va aider à améliorer l'optimisation des échanges.

De plus, l'importance du signal prix envoyé par les marchés dépasse le cadre des strict des échanges qui y ont lieu. C'est une information économiquement pertinente pour un grand nombre d'agents, qui vont l'utiliser pour former leurs anticipations et baser leurs décisions, même s'ils n'interviennent pas directement sur ces marchés. L'amélioration de la qualité du signal prix, par exemple par une diminution de sa volatilité, peut donc avoir des effets en cascade dans l'économie.

Les effacements révèlent l'élasticité de la consommation, nécessaire à l'émergence d'un signal prix plus robuste et plus fiable. L'émergence de nouveaux acteurs liés à l'aspect novateur des technologies d'effacement participe à la liquidité des marchés et au renforcement de la concurrence. La théorie économique montre en effet que le pouvoir de marché est d'autant plus important que l'élasticité de la demande est faible.

Il semble possible d'envisager une prise en compte spécifique du bénéfice procuré par les effacements en termes d'amélioration du fonctionnement des marchés dans la prime versée aux opérateurs d'effacement. L'évaluation quantitative de ce bénéfice peut par contre s'avérer particulièrement difficile.

5.7 L'avantage en termes d'économies d'énergie

Le lien entre effacements et économies d'énergie est un point important du débat public, dont les prolongements sont perceptibles dans les réponses reçues par RTE. Il ne s'agit en aucun cas d'un point consensuel.

Du point de vue du consommateur, il convient de distinguer deux types d'effacement :

- l'effacement d'une consommation « utile » i.e. pour laquelle il retire une utilité marginale supérieure au tarif ;
- l'effacement d'une consommation dite de « gaspillage » i.e. pour laquelle il retire une utilité marginale inférieure au tarif.

Si le consommateur s'efface, c'est qu'il retire un gain de l'effacement. S'il est lui-même son propre opérateur d'effacement, le gain lié à la revente sur le marché et la perception de la prime doit compenser sa perte éventuelle d'utilité. S'il fait appel à un opérateur d'effacement extérieur, alors celui-ci pourrait lui verser une compensation pour l'inciter à s'effacer.

Il faut remarquer que dans le cas où le consommateur « gaspille » de l'énergie, alors l'opérateur d'effacement lui permet de dégager des économies d'énergie. Les consommateurs de ce type pourraient donc être les premiers visés par les opérateurs d'effacement si ceux-ci peuvent assurer des gains sur leur facture à niveau de confort inchangé. Ces gains peuvent constituer une part significative de l'intérêt collectif de l'effacement. Néanmoins, conformément à « l'hypothèse 1 » formulée au § **Erreur ! Source du renvoi ntrouvable.**, ce gain est déjà capté par l'entité agissante qui est l'ensemble {consommateur - OE} et ne doit pas, à ce stade, être comptabilisé pour calculer l'externalité positive de l'effacement en termes de réduction du coût de production. Le partage de ce gain entre l'OE et le consommateur relève du modèle d'affaire interne à l'ensemble (consommateur - OE).

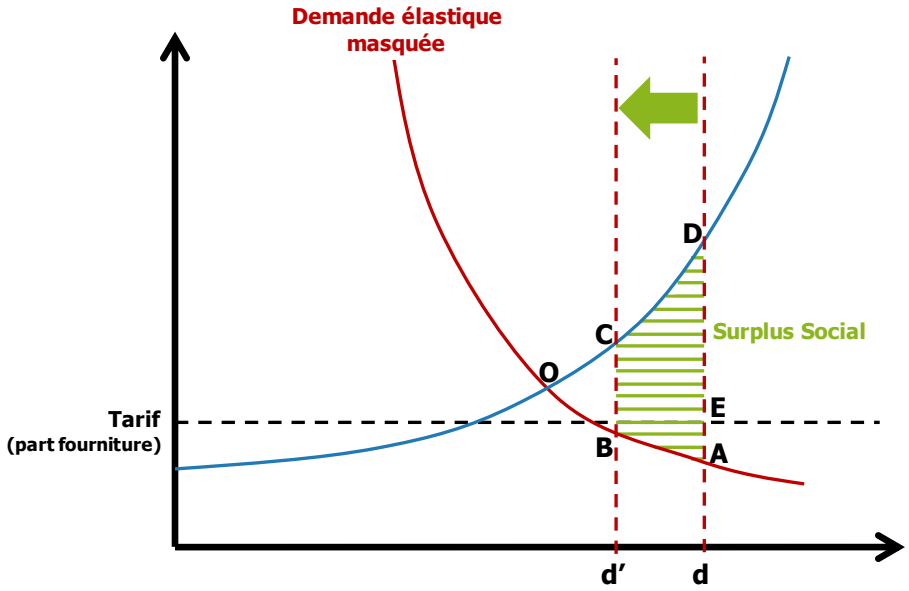


Figure 2 – Effet d'un effacement sur le surplus social (en considérant qu'une partie de la consommation correspond à du « gaspillage »)

La situation présentée dans le graphique met en situation un effacement réduisant une consommation « irrationnelle » de la part de certains agents économiques (« gaspillage »). La consommation A est irrationnelle car produit une perte B - A chez le consommateur.

En théorie, cette situation ne devrait pas exister, si l'on suppose les consommateurs rationnels et bien informés. Le cadre dans lequel un paradigme de réflexion différent pouvait être utilisé a été présenté au § 2.2 : les consommateurs ne peuvent probablement pas être modélisés comme doués d'une rationalité illimitée, et les informations dont ils disposent sur le coût de leurs consommations énergétiques, les moyens auxquels ils ont accès pour les réguler, et le bénéfice qu'ils peuvent en tirer à moyen terme, sont parcellaires. De nombreuses actions de maîtrise de la demande, pourtant bénéfiques aux consommateurs, ne sont ainsi pas entreprises, faute pour les consommateurs de pouvoir identifier le gain qu'ils retireraient d'une réduction du gaspillage. Dès lors, une hypothèse différente concernant la délimitation de l'entité agissante pourrait être prise en compte : c'est « l'hypothèse 1bis », dans laquelle l'entité agissante est l'opérateur d'effacement seul. Dans ce cadre, le consommateur n'étant plus capable d'identifier seul son intérêt à agir, il peut constituer un obstacle à la réalisation d'un effacement pourtant collectivement rentable. Dès lors, l'avantage lié à la réduction du gaspillage n'est plus capté par l'entité agissante, et constitue bien une externalité qui pourrait être intégrée à la prime visée par la loi.

Le choix du paradigme de réflexion concernant les économies d'énergie est très structurant pour la suite des réflexions NEBEF : dans le cas où c'est « l'hypothèse 1bis » qui sert de support aux réflexions, une externalité potentiellement importante pourrait être dégagée par les actions d'effacement de consommation.

Enfin, à supposer que ce cadre soit retenu, il demeure à vérifier que les avantages afférents ne sont pas déjà intégrés à certaines politiques publiques. En effet, dans la résorption des asymétries informationnelles et l'accroissement de la rationalité des agents réside la justification des dispositifs existants de promotion de la maîtrise de la demande en énergie : CIDD, éco-PTZ, éco-PLS, TVA à taux réduit sur les travaux, aides ANAH et dispositif de certificat d'économie d'énergie (CEE). L'éligibilité à ces dispositifs est soumise à un contrôle permettant d'assurer l'effectivité de l'économie.

En outre, s'agissant d'économie d'énergie globale, les effets du report de consommation devraient également être pris en compte dans le bilan de l'effacement, or, comme cela a déjà été précisé (voir § 3.4), il n'existe pas de méthode de contrôle du réalisé ou de caractérisation de ce qu'est un report.

La pertinence de créer une aide supplémentaire alors que de nombreux dispositifs dédiés existent se discute. Ces dispositifs devraient, si besoin, être améliorés pour davantage prendre en compte les effacements.

Enfin, si le gouvernement décide de valoriser cette externalité dans la prime, il est utile d'estimer quelle pourrait être sa valeur ou du moins un majorant. La désutilité du consommateur est égale à la part variable du tarif qu'il paye diminuée de l'utilité marginale retirée. Si cette dernière est nulle, alors la perte économique pour la collectivité correspond à la part variable de la part fourniture du tarif.

5.8 Les modifications du mix énergétique source de compétitivité en termes de prix de l'électricité (gain macroéconomique) et d'indépendance énergétique

Cet aspect a également été cité lors de la concertation.

Certains objectifs de politique économique ou stratégiques résultent d'un ensemble d'éléments trop complexes pour être pris en compte dans un mécanisme qui les valorise. Il peut néanmoins être considéré que lorsqu'un élément identifié contribue clairement à l'atteinte de ces objectifs, celui-ci peut bénéficier d'un soutien spécifique afin d'internaliser le bénéfice qu'il procure.

C'est par exemple le cas pour le redressement du solde du commerce extérieur français, ou l'indépendance énergétique. La réduction des importations d'électricité, ou de l'utilisation d'hydrocarbures liée au remplacement dans le mix énergétique de moyens de production de pointe par des capacités d'effacement contribue à l'atteinte de ces objectifs, ce qui constitue dans ce cas une externalité. Sur le plan macroéconomique, la moindre dépendance aux hydrocarbures a une valeur assurancielle dans la mesure où elle réduit l'exposition de l'économie française aux rétroactions négatives provoquées par les hausses des prix des hydrocarbures. Les effacements reposant sur de la substitution par production locale, souvent à base de combustibles fossiles, sont évidemment à écarter pour ce qui concerne ces deux objectifs. Ceci conduit à la même préconisation que dans la section 5.5 sur les gaz à effet de serre : les moyens techniques pour distinguer les différentes catégories d'effacement devront être développées.

La prise en compte spécifique du bénéfice procuré par les effacements aux objectifs macroéconomiques et stratégiques dans la prime versée aux opérateurs d'effacement, bien que théoriquement possible, serait en revanche très délicate à quantifier précisément.

5.9 Les bénéfices collectifs en dehors du système électrique

D'autres éléments ont été cités par des acteurs souhaitant (ou au contraire s'opposant) à leur prise en compte dans le cadre des règles NEBEF.

L'émergence de nouvelles technologies génère un certain nombre d'externalités pour la société, au-delà des retombées économiques directes de leur mise en œuvre.

En premier lieu, l'innovation technologique ou commerciale bénéficie à l'ensemble de la société. Certains des bénéfices peuvent être internalisés, au travers de brevets ou du secret commercial, mais l'innovation finit toujours par se diffuser. Si elle constitue une réelle avancée, elle peut alors constituer un bénéfice très important et de long terme pour la société. Mais de manière réciproque, l'émergence d'une nouvelle technologie bénéficie des externalités générées par des innovations précédentes.

L'innovation peut aussi conduire à la création d'emplois, directs ou indirects. La création d'une filière industrielle peut aller jusqu'à représenter une externalité stratégique au niveau national. Il faut par contre prendre en compte de manière symétrique des emplois directs et indirects liés aux filières technologiques que l'innovation va remplacer.

Ces différentes externalités sont classiquement utilisées pour justifier la mise en place de mécanismes de soutien à des filières industrielles innovantes, telles que celles liées aux énergies renouvelables.

Il peut sembler justifié, économiquement, d'envisager une prise en compte spécifique dans la prime versée aux opérateurs d'effacement des bénéfices procurés par les effacements en termes d'innovation, d'emploi et de création d'une filière industrielle. L'évaluation quantitative de ces bénéfices semble par contre très difficilement atteignable.

5.10 Bilan sur la prise en compte possible des avantages allégués des effacements de consommation

Le tableau ci-dessous récapitule l'ensemble des bénéfices collectifs de l'effacement, les gains privés captés par l'ensemble (consommateur - OE), les externalités associées et le moyen proposé par RTE pour les internaliser dans le cas où elles sont reconnues.

De manière générale, il apparaît que la prime pourrait venir essentiellement en soutien de politiques publiques existantes (fiscalité carbone, politiques de promotion des économies d'énergie), aucune externalité totalement non internalisée par des dispositifs existants n'ayant été mise à jour.

Avantages collectifs (1)	**Bénéfices captés par l'ensemble {consommateur - OE} (EE) (2)**	**Externalités (1) – (2)** **Différence entre l'avantage collectif (1) et le bénéfice capté par l'EE (2)**	**Dispositif de référence pour l'internalisation des externalités**
Valeur « énergie » : économie de production (énergie)	Le consommateur : réduction de sa facture (part fourniture de son tarif)	Lorsque, pour une heure donnée, la part variable de la part fourniture du tarif au client final est différente du coût horaire de production de l'énergie : il y a une externalité, positive ou négative.	NEBEF (transfert d'un volume d'énergie en contrepartie d'un versement)
Contribution à la sécurité d'approvisionnement (puissance)	Mécanisme de capacité (démarrant en 2015) et dispositions diverses de la NOME : AO effacements, interruptibilité.	Nulle	
Flexibilité	Valorisation auprès du RE en infrajournalier. Valorisation sur le MA, participation à la constitution des réserves rapides et complémentaires	Nulle	
Economies de réseau (réduction des pertes, investissements, congestions,…)	Le consommateur : réduction de sa facture (part acheminement de son tarif)	Si le tarif d'acheminement ne reflète pas exactement le coût d'acheminement, il peut y avoir des externalités positives ou négatives.	Le cas échéant, PRIME financée par la CSPE
Réduction des émissions de CO2	Déjà internalisé par le système européen de quotas de CO2 : intégré dans la réduction des coûts variables de production et donc dans les prix de marché	Si l'on considère que le prix des quotas de CO2 ne reflète pas suffisamment la désutilité publique des émissions, alors il existe une externalité résiduelle.	Le cas échéant, prime financée par la CSPE

		Dans le cas d'effacements correspondant à de l'autoproduction à partir de moyens polluants, l'externalité peut être négative	
Réduction du pouvoir de marché des producteurs		Le résultat dépend du niveau actuel de concurrence : difficulté d'établir le contrefactuel.	Le cas échéant, prime financée par la CSPE
Economies d'énergie	Réduction du gaspillage : gain pour le consommateur CEE Différents dispositifs de soutien dans le bâtiment : CIDD, éco-PTZ, éco-PLS, TVA à taux réduit sur les travaux, aides ANAH	S'il était avéré que les effacements procurent un avantage en termes d'économies d'énergie, ils devraient pouvoir bénéficier des dispositifs de soutien existants : CEE, prêts bonifiés, TVA réduite.	Le cas échéant, prime financée par la CSPE
Autres (innovation, emplois, …)		A étudier.	Le cas échéant, prime financée par la CSPE

6. EFFETS REDISTRIBUTIFS ENTRE LES ACTEURS

6.1 Effets redistributifs à court terme

L'impact de l'activation d'effacements de consommation compétitifs sur le prix de marché a été cité parmi les principaux effets positifs associés à l'effacement. Il est donc nécessaire de traiter cette problématique afin d'identifier a minima comment elle s'inscrit dans les réflexions précédentes.

Il convient dans un premier temps de bien préciser les termes du débat.

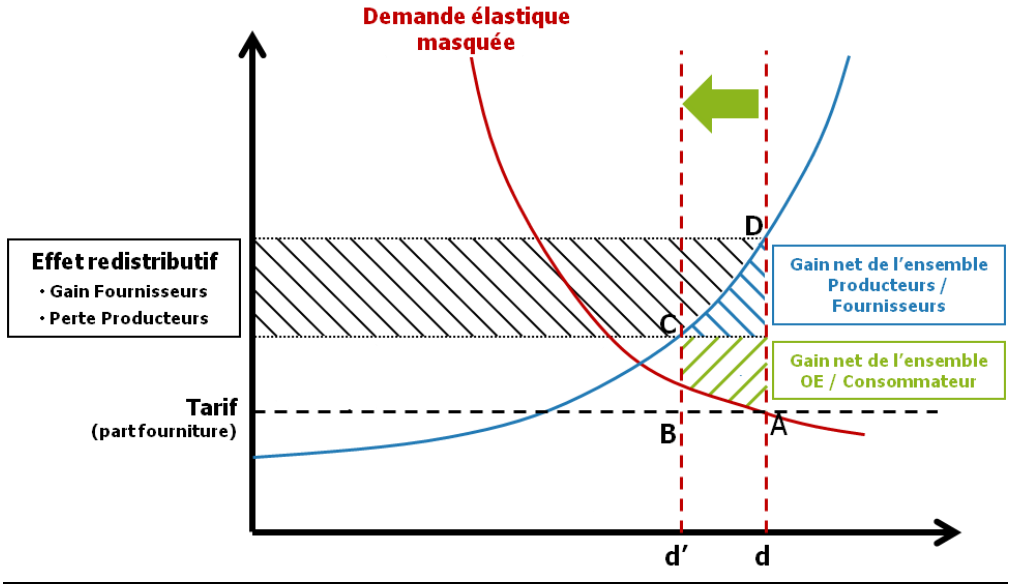


Figure 3 – répartition du gain en cas d'effacement[13]

Toutes choses égales par ailleurs, c'est-à-dire en supposant notamment inchangé le parc de production (hors effacements), l'effacement se traduit par un surplus net réparti comme suit :

- un gain net pour l'ensemble Opérateurs d'effacement / Consommateurs effacés (zone hachurée en vert)
- un gain net pour l'ensemble Fournisseurs / Producteurs (zone hachurée en bleu)
    - un gain pour les fournisseurs, la diminution du prix Spot réduisant leur coût d'approvisionnement : $\Delta P \times d$
    - une perte pour les producteurs
        - une perte liée à la diminution du prix Spot : $-\Delta P \times d$
        - un gain lié à l'économie des coûts marginaux de production : l'aire hachurée en bleu.

[13] Les aires représentées par ce graphique peuvent en réalité être très inégales. Les proportions du graphe peuvent donc être trompeuses par rapport à celles qui seraient visibles sur une courbe d'offre et de demande réelle

L'effacement peut être représenté comme un nouveau moyen de production compétitif (i.e. inframarginal). Sa courbe d'offre est représentée par le segment AB. Cette nouvelle offre vient se substituer aux producteurs marginaux dont le coût marginal est représenté par le segment CD. Il induit, tout comme l'entrée d'un nouveau moyen de production, une baisse de prix, une perte pour la communauté des producteurs en place, et un gain pour les fournisseurs et consommateurs qui achètent directement sur le marché ou qui ont des contrats indexés sur le prix spot.

Eléments de quantification du surplus et des effets redistributifs à partir d'une modélisation très simplifiée

Il est possible d'obtenir un ordre de grandeur des phénomènes économiques décrits ci-dessus en faisant des hypothèses simplificatrices. Pour cela, l'analyse est restreinte aux conséquences de l'effacement sur l'économie de production, sans report de consommation ni prise en compte des contraintes techniques sur les effacements.

On considère comme courbe d'offre celle du marché Spot, et comme niveau de demande le point de clearing ;

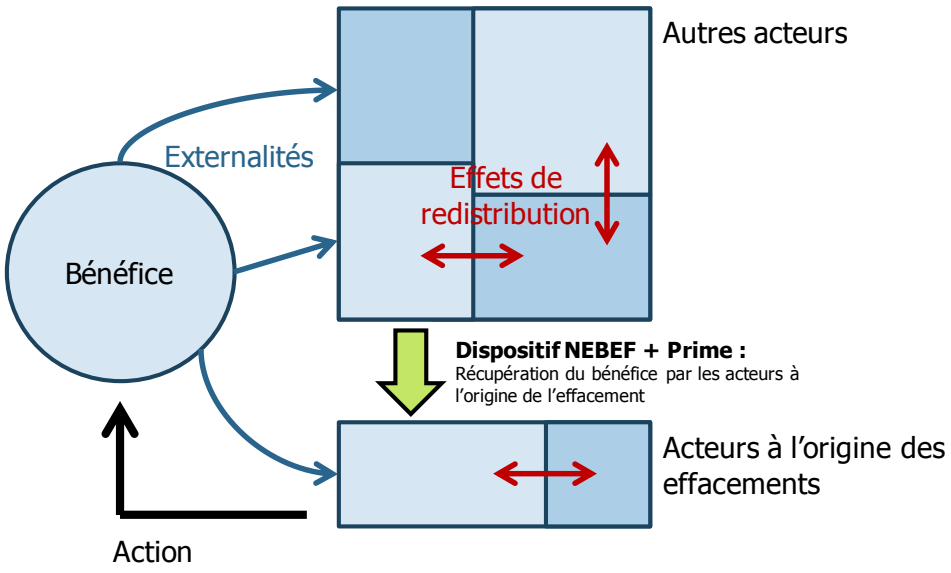
- on considère que les consommateurs effaçables paient un tarif fixe ;
- sur la base d'hypothèses fournies par la littérature sur l'élasticité prix de la demande, on recrée une courbe de demande fictive reflétant les préférences des consommateurs, calée à l'intersection du tarif et du niveau de demande ;
- l'estimation des effets de redistribution nécessite de caractériser le volume d'énergie échangé entre les producteurs et les fournisseurs : on choisit de ne pas prendre en compte l'intégration verticale, et l'on considère donc la consommation française totale.

Il est alors possible de déterminer une puissance d'effacement optimale par pas de temps, et les conséquences économiques associées. Cette étude a été réalisée sur une période d'un an, de l'été 2011 à l'été 2012. Différentes hypothèses ont été testées, et aboutissent aux ordres de grandeur suivants :

- le gain de surplus social peut être estimé entre 10 et 50 M€ /an (en fonction de l'élasticité et du niveau du tarif).
- la répartition de ce gain est d'environ 90% pour l'OE, 10% pour l'ensemble producteurs/fournisseurs.
- pour un effacement de 1 GW activé 600h/an (qui permet de capter 90% du surplus), on peut estimer l'effet de redistribution des producteurs vers les fournisseurs entre 60 et 300 M€, lié à une baisse du prix spot moyen pendant ces heures comprise, en fonction des hypothèses de résilience du marché, entre moins de 2 et 5 €/MWh.

Ces chiffres sont évidemment à considérer avec une extrême précaution. **Ils semblent néanmoins indiquer qu'il existe une différence très importante entre le surplus collectif apporté par les effacements, qui représente leur bénéfice réel pour la société, et les effets redistributifs qu'ils induisent qui sont environ 6 fois plus importants en valeur**.

Le but du dispositif d'internalisation des externalités présenté ci-dessus est de renvoyer aux entités d'effacement des signaux permettant d'aligner leur bénéfice marginal privé avec le bénéfice marginal collectif. Les transferts éventuels entre les autres acteurs n'impactent pas l'atteinte de l'optimum collectif. Autrement dit, peu importe qui finance la couverture de l'externalité positive : l'optimum est atteint pour ce qui concerne l'activité d'effacement.



6.2 Effets redistributifs à long terme

L'impact des effacements sur le prix de marché, évoqué précédemment, résulte d'une analyse statique qui ne prend pas en compte les effets dynamiques à moyen et long terme. Ces effets intègrent les modifications de comportement des acteurs de marché en matière d'investissement et de fermeture de centrales ainsi que les modifications de comportement des consommateurs. Ainsi, le développement de l'effacement de consommation comme une solution compétitive entraînerait un effet sur le prix qui conduirait les autres acteurs à réévaluer la rentabilité de leurs actifs de production, et à ajuster en conséquent leur plan d'investissement, par exemple en reportant ou renonçant à certains projets, ou en anticipant des désinvestissements.

La théorie du parc adapté donne un cadre conceptuel permettant d'appréhender les effets de long terme du développement des effacements sur le parc électrique et les prix, dans un cas simplifié. Cette théorie repose en effet sur de nombreuses hypothèses qui ne sont pas réunies en pratique : anticipations parfaites, planification optimale des investissements et atteinte de l'équilibre de long terme, système électrique « isolé » sans prise en compte des interconnexions, concurrence parfaite. En réalité, le parc n'est jamais « adapté » car l'équilibre de long terme n'est jamais atteint (volatilité des prix relatifs des combustibles, irréversibilités et cycles d'investissements non coordonnés, évolution non anticipée de la consommation, etc.), et le marché électrique est régional et non purement national.

Néanmoins certains acteurs ont proposé une analyse à partir de cette théorie. Si celle-ci est certes nécessairement imparfaite, elle peut servir d'outil pour appréhender les effets dynamiques d'un événement précis (en l'occurrence le développement de l'effacement) pour savoir dans quel sens devraient être modifiés les comportements.

En s'appuyant sur la théorie du parc optimal et ses hypothèses de validité, et en supposant que les effacements constituent un moyen compétitif par rapport aux moyens existants, on montre de manière qualitative (cf. encadré) qu'au supposé « retour à l'équilibre de long terme », la baisse des prix de l'électricité sur les marchés de gros s'estompe, jusqu'à s'annuler (concernant la moyenne arithmétique sur l'année – prix Base) à long terme sous l'hypothèse que le parc est « adapté ». En revanche, le coût d'approvisionnement moyen (moyenne pondérée par la consommation) reste plus bas à long terme avec des effacements économiquement justifiés.

Eléments d'analyse des effets de long terme à partir de la théorie du parc optimal

Le parc optimal ou adapté est celui qui permet de répondre à moindre coût à la consommation variable dans l'année d'une zone isolée. La puissance installée de chaque filière de production est déterminée au regard de sa plage de compétitivité (ou de marginalité) i.e. la plage de durées de fonctionnement pour lesquelles son coût total est le plus faible parmi toutes les filières existantes. Elle doit correspondre à la puissance effectivement appelée pour ces durées, déterminée grâce à la monotone de charge.

La préséance des seuls coûts variables détermine, pour chaque heure de l'année, quels moyens seront appelés. Dans le contexte d'un marché « energy only » sans pouvoir de marché, chaque moyen fait une offre correspondant à son coût variable donc le prix spot correspond au coût variable de la filière « marginale », la plus chère parmi celles qui fonctionnent. La théorie du parc adapté montre que si chaque filière reçoit une rémunération variable correspondant au prix spot plus une prime fixe correspondant au coût fixe annuel du moyen de pointe[14], alors elle recouvre exactement l'ensemble de ses coûts, fixes (annualisés) et variables.

Deux modélisations sont envisageables pour étudier l'effet des effacements sur la composition du parc optimal :

(i) on peut prendre en compte leur effet sur la charge ; ils réduisent en effet la consommation et résultent donc en une monotone de charge plus basse que la monotone « sans effacements » ;

Cette modélisation n'apparaît pas comme pertinente car dans la théorie du parc optimal la courbe de charge est une donnée exogène, ce qui implique que les consommateurs ne sont pas susceptibles de « réagir » au prix. Cette hypothèse est de toute évidence contraire au principe même de NEBEF[15]. Afin d'éviter toute interprétation erronée, seul un cas simple est illustré de cette manière, dans lequel on suppose que les effacements sont placés exclusivement aux périodes de « pointe » où les centrales de pointe sont marginales. Dès lors, le parc se retrouve inadapté : les moyens de pointe sont moins utilisés et se retrouvent surcapacitaires. Leur puissance installée optimale est réduite par l'effacement, qui permet ainsi d'économiser une partie des capacités de pointe. A noter que dans cet exemple, une fois le parc « réadapté », le prix est, à chaque instant, exactement le même qu'auparavant.

(ii) on peut les modéliser de la même façon qu'une filière de production, dont les coûts fixes correspondent au coût annualisé d'installation des dispositifs de commande nécessaires tandis que l'utilité marginale des consommateurs effacés représente le coût variable.

[14] Ou au lieu de la prime fixe une prime variable correspondant au coût de la défaillance durant les heures de défaillance.

[15] En outre, l'effet des effacements sur la monotone de consommation, d'une part, est complexe car les effacements n'ont pas nécessairement lieu aux heures les plus chargées : il est impossible de placer les effacements sur la monotone seule car, sans connaître le moment du jour ou de l'année, on ne peut pas faire d'hypothèse sur la désutilité des consommateurs. La contrainte de « stock » des effacements est également difficile à prendre en compte puisqu'on n'a pas de moyen de connaître l'intervalle de temps qui sépare deux heures adjacentes de la monotone.

Il s'agit ici de modéliser l'effacement comme un moyen de production de coût fixe relativement faible et de coût variable relativement élevé (c'est-à-dire comme un moyen de pointe). On suppose qu'il existe une plage de compétitivité pour ce moyen de production i.e. une plage de durées de fonctionnement pour lesquelles son coût total est le plus faible parmi toutes les filières existantes. Ce moyen vient donc s'insérer entre deux filières de production qui voient nécessairement leurs propres plages de compétitivité réduites. Ces deux filières se retrouvent donc surcapacitaires. La réadaptation du parc passera par une réduction de leur puissance installée. Le prix horaire est modifié uniquement pendant la plage de compétitivité (ou de marginalité) de l'effacement et correspond désormais au coût variable de celui-ci : il est augmenté pendant les heures de marginalité correspondant précédemment à la filière plus en base à laquelle il se substitue et abaissé pendant les heures de marginalité correspondant précédemment à la filière plus en pointe à laquelle il se substitue.

Néanmoins, le prix horaire moyen sur cette plage (moyenne arithmétique) est le même qu'auparavant. Ce résultat découle du fait que lorsque le parc est optimal, le prix moyen sur l'année doit toujours permettre de couvrir le coût complet du moyen de base, qui est inchangé.

En revanche, le prix moyen pondéré par la consommation, soit le coût d'achat moyen d'1 MWh pour les fournisseurs, est plus bas que dans la situation sans effacement. Puisque la moyenne arithmétique simple du prix est inchangée, il faut que cette baisse et cette augmentation se compensent parfaitement, mais la baisse est affectée d'une pondération plus importante puisqu'elle a lieu pendant des heures plus chargées que celles correspondant à la hausse du prix.

La modélisation comme une filière de production n'est pas moins problématique que la première : elle est sous-tendue par l'hypothèse que les effacements n'ont pas de contrainte en énergie (stock), or celle-ci est en fait probablement prépondérante[16].

Compte tenu des hypothèses de validité de la théorie du parc optimal (anticipations parfaites, planification optimale des investissements et atteinte de l'équilibre de long terme, système électrique « isolé » sans prise en compte des interconnexions, concurrence parfaite), les résultats ci-dessus ne peuvent être admis sans précaution. Néanmoins, ils permettent de conclure que l'adaptation du comportement des acteurs tendra à exercer une force de rappel sur le prix de gros de l'électricité qui devrait, après une baisse à court terme, remonter à moyen ou long terme sans toutefois rejoindre son niveau initial, toutes choses égales par ailleurs.

6.3 Règle d'affectation du « transfert redistributif »

Certains acteurs proposent que les transferts financiers entre opérateurs d'effacement et fournisseurs soient retraités du « *gain pour la communauté des fournisseurs* » (au sens des acheteurs sur les marchés de gros) en termes de réduction des coûts d'approvisionnement.

RTE estime que ce « gain » correspond en réalité non pas à une externalité, mais uniquement à un transfert de valeur depuis l'ensemble des producteurs vers l'ensemble des fournisseurs. En effet, si les fournisseurs sont gagnants dès lors que des moyens compétitifs entrent sur le marché et font diminuer les prix, les producteurs sont perdants dans les mêmes proportions. Dès lors, ce « gain » correspond à un effet redistributif, et non à un effet allocatif (l'optimum est inchangé, seule la répartition des gagnants/perdants évolue).

[16] En effet, en prenant, de manière sans doute plus crédible que précédemment, un coût marginal de 50€/MWh (ordre de grandeur d'un versement à hauteur du TRV) et un coût fixe annualisé de 50€/kW, la filière est infra-marginale pendant environ 6 500 heures dans l'année même avec un coût de CO2 nul ; elle reste infra-marginale plus de 5 000 heures sous l'hypothèse d'un coût fixe de 100€/kW. On comprend donc que question du stock et du coût d'opportunité est probablement essentielle dans gestion économique de cette filière.

Il faut de plus remarquer que tout moyen de production rentable entraîne des effets similaires (baisse des prix de marché) sans que la question de l'accaparement du transfert de surplus qui en résulte n'ait jamais été envisagée à la connaissance de RTE. En ce sens, un cadre de régulation qui permettrait aux opérateurs d'effacement de s'accaparer ce surplus transféré représenterait une nouveauté considérable.

RTE considère ainsi l'effet sur les marchés ne devrait pas être pris en compte dans le cadre des dispositifs prévus pour les règles NEBEF.

Si néanmoins ce levier, ou tout mécanisme s'en inspirant, devait être mobilisé en soutien au développement de la filière des effacements, il serait nécessaire de simuler un équilibre de marché « sans » effacements afin de recalculer le prix d'équilibre et d'en déduire les transferts financiers associés à l'effacement. Les sommes correspondantes seraient alors « récupérées » auprès des fournisseurs par l'intermédiaire d'un dispositif restant à déterminer.

La réalisation de ce type de simulations présente des difficultés techniques réelles sur un marché comme la France. Des évaluations de nature similaire sont réalisées aux Etats-Unis pour l'application du critère de « net benefit » (voir § 8.3), mais sur des marchés qui sont organisés sous forme de pool et qui ne sont pas couplés avec leurs voisins. En France, la prise en compte des échanges de gré à gré et des interconnexions constitueraient des variables complexes à intégrer.

Néanmoins, ce type de simulation n'est pas impossible à mettre en œuvre pourvu que le cadre soit correctement défini dans les règles. Dans le cas où le choix de régulation précité serait envisagé, RTE pourra proposer une méthodologie permettant d'y procéder, selon des hypothèses nécessairement simplifiées au départ (restriction aux volumes échangés sur le marché spot par exemple).

Dans l'hypothèse où un tel dispositif serait envisagé, il convient enfin de rappeler les principes de prudence, mentionnés dans la partie 7, qui devront guider sa conception.

7. EFFETS INDUITS SUR LE FONCTIONNEMENT DU MARCHE DE L'ELECTRICITE

7.1 Coexistence avec les effacements implicites

La participation efficiente des consommateurs aux marchés de l'électricité suppose que ceux-ci perçoivent, d'une manière ou d'une autre, le signal prix reflétant les coûts réels de fourniture. Le dispositif NEBEF y contribue en permettant une valorisation explicite des effacements sur les marchés. Mais il ne constitue pas le seul moyen de valoriser un effacement de consommation. Par exemple, certains fournisseurs offrent un prix de fourniture calé sur le prix spot, heure par heure : leurs clients perçoivent donc d'ores et déjà de bons signaux et peuvent moduler leur consommation en fonction (de manière spontanée ou à l'initiative de leur fournisseur). Il s'agit là d'une valorisation « implicite » de l'effacement. Le choix du mode de valorisation de l'effacement, implicite ou explicite, relève des acteurs, en fonction de leurs préférences, des coûts de transaction associés et des possibilités techniques de comptabilisation de l'effacement. Il importe donc de ne pas imposer un mode plutôt qu'un autre : les deux sont équivalents et constituent des voies de valorisation complémentaires.

Or le versement d'une prime aux effacements suppose que ceux-ci soient identifiés comme tels et que leur effet soient attestés par un tiers. Dans le cas où seuls les effacements certifiés dans le cadre des règles NEBEF, donc valorisés de manière explicite, pourraient prétendre à cette subvention, une discrimination pourrait être alléguée. Les moyens de prévenir cette situation doivent donc être recherchés.

Enfin, une problématique spécifique concernant l'éligibilité simultanée des sites de consommation au mécanisme NEBEF (valorisation explicite) et à un tarif à effacement (valorisation implicite) a été posée lors de la dernière phase de l'instruction du dossier NEBEF. Certains acteurs craignent en effet alternativement (i) que la possibilité pour un site de participer aux deux dispositifs conduisent abusivement à comptabiliser dans le cadre de l'un les effets produits par l'autre ou, au contraire, (ii) que toute restriction (par exemple l'impossibilité pour les sites bénéficiant de tarifs à effacement EJP/Tempo de participer à NEBEF) conduise à interdire en pratique aux opérateurs d'effacement l'accès aux sites les plus susceptibles de s'effacer, dont le potentiel de flexibilité n'est pas forcément exploité à plein par ces tarifs, ce qui serait dommageable au développement des possibilités de modulation de la consommation de plus en plus nécessaire au système électrique. RTE considère cette question comme très délicate à résoudre : elle fait intervenir une réflexion sur les méthodes de contrôle du réalisé (qui devraient pouvoir être capables de « trier » les effacements NEBEF des effacements « implicites ») et renvoie ultimement à la définition précise des effacements de consommation. Il apparaît hors d'atteinte de clarifier ces points à très brève échéance, et faire de cette clarification un préalable au lancement de l'expérimentation prévue par le II de l'article 14 de la loi Brottes ne répond pas aux objectifs fixés par les pouvoirs publics. Dès lors, RTE propose de n'introduire aucune restriction dans le cadre des règles expérimentales et de renvoyer leur traitement à l'élaboration du décret.

7.2 Réflexion sur la forme de la prime

La question de la coexistence avec les effacements dits « implicites » interroge de manière générale sur les impacts possibles de la prime versée aux opérateurs d'effacement.

Il conviendra dans un premier temps de définir précisément la notion d'effacement de consommation afin de définir l'éligibilité des sites qui modulent leur consommation en réponse à des signaux tarifaire aux dispositifs prévus à l'article 14 de la loi « Brottes ».

Considéré de manière large, le principe d'équivalence entre les différents types d'effacement et d'égalité devant la prime pourrait en effet conduire à envisager une certification généralisée des effacements de consommation, y compris implicites. Or ceux-ci sont potentiellement nombreux (effacements tarifaires historiques EJP et Tempo, effacements « contractuels » avec un fournisseur, etc.) et peuvent être complexes à évaluer. L'afflux de ces demandes de certification pourrait créer des coûts de gestion importants par rapport au surplus économique créé.

En outre, le financement par la CSPE pourrait accroitre les effets d'aubaine associés à l'éventuelle valorisation de « faux effacements » (notamment en cas de caractère déclaratif des blocs d'effacement en l'absence de dispositif incitatif). Ceci permet d'insister une nouvelle fois sur l'importance des procédures d'agrément et de qualification prévues par le projet de règles NEBEF dans leur volet technique qui a fait l'objet de la délibération de la CRE du 31 janvier 2013.

Enfin, des effets distorsifs pourraient apparaître sur le marché de l'énergie dans le cas où la prime serait purement proportionnelle à l'énergie effacée. L'opérateur d'effacement intègrera en effet la perception de la prime dans sa décision d'actionner l'effacement (le coût variable encouru étant égal au prix de versement diminué de la prime, au-delà des coûts éventuels de dédommagement des sites et des coûts opérationnels propres à chaque opérateur). Si le niveau de la prime abaisse de manière notable le coût d'opportunité d'activation des effacements, ceux-ci pourraient être actionnés très fréquemment, notamment sur des périodes durant lesquelles le coût marginal de production est inférieur au tarif de fourniture. Des effets significatifs sur les prix de gros pourraient en résulter ; ils devront être correctement analysés, l'expérience montrant que des dispositifs de soutien mal conçus peuvent conduire plus rapidement qu'escomptés à des effets indésirables (voir le cas des prix négatifs liés aux tarifs d'achat garantis pour certaines filières renouvelables en Europe).

RTE suggère que ces aspects soient bien considérés par les pouvoirs publics au moment de la fixation de la forme de la prime pour les avantages des effacements pour la collectivité. Le principe de prudence pourrait conduire à minimiser la subvention accordée de manière proportionnelle à l'énergie effacée, et à privilégier des modes de soutien forfaitaires, fondés sur des critères reposant sur les caractéristiques de l'effacement (report ou non, auto production ou non, nombre d'activations potentiel, *etc.*). Ceci ne constitue qu'une toute première analyse qui méritera d'être davantage étayée dans le cadre des discussions sur la définition du régime pérenne.

8. METHODES ALTERNATIVES DE DETERMINATION DU VERSEMENT

D'autres méthodes de détermination du montant du versement ont été envisagées sans être retenues. Elles sont mentionnées dans cette section.

8.1 Le prix de marché de l'électricité

Le schéma présenté dans le rapport du 17 décembre 2012 montre que le dispositif NEBEF organise le transfert « physique » d'un bloc d'énergie du fournisseur à l'OE.

Dès lors, en l'absence de toute autre considération, une approche consiste à fixer le niveau du versement à celui du prix de marché. Néanmoins, ce type d'approche conduit à détruire tout l'intérêt de l'effacement pour ce qui est de la valeur énergie en annulant le gain réalisé par la revente sur le marché. Son application ne procède pas d'une internalisation des externalités, et un tel niveau de prix ne permet pas de capter les avantages présentés dans la section 2 du présent document.

8.2 Le principe de neutralité financière pour les fournisseurs

L'analyse proposée par RTE pour déterminer le montant du versement n'est pas réductible à une logique de « dédommagement » du fournisseur (soit que l'on considère que celui-ci subisse un préjudice du fait d'une dépossession forcée, soit que l'on se base plutôt sur un principe « de bon sens » économique qui veut que, puisque le fournisseur a injecté l'énergie qui est valorisée par autrui sur les marchés, cette opération soit être neutre pour lui).

Une autre approche aurait nécessité de prendre comme *postulat* le principe de neutralité financière pour le fournisseur. Ce principe admet une version faible (le fournisseur doit être indemnisé des coûts encourus pour « sourcer » l'énergie) et une version forte (le fournisseur doit être indemnisé à hauteur de l'ensemble de son manque à gagner, ce qui inclut sa marge commerciale).

Sur le plan économique, cette méthode donne des résultats proches de celle de maximisation du surplus économique proposée par RTE aux § 2 et 3 du présent document. Elle aboutit dans les grandes lignes aux mêmes conclusions : le prix de référence doit être fixé en référence au tarif de fourniture.

Néanmoins, étant centrée sur le fournisseur et non sur les acteurs de l'effacement, elle est fragile en regard de certaines considérations et soulèvent certaines questions :

- l'évaluation de la « neutralité » pour le fournisseur doit-elle prendre en compte les effets redistributifs induits par la baisse du prix de marché, tel que présenté au § 6 ?
- l'effet sur la dotation en droits « ARENH » doit-il être pris en compte ? En effet l'état actuel de la réglementation, les droits ARENH attribués aux fournisseurs sont calculés sur la base de la consommation effective des consommateurs. Ainsi en cas d'effacement, il n'y a pas de correction de la puissance effacée. Un effacement pratiqué pendant la période de référence du dispositif ARENH aura donc les conséquences suivantes (dans l'hypothèse où la valeur de marché de l'ARENH est supérieure au prix régulé):
    - un gain pour l'opérateur historique qui engrangera un bénéfice : il aura moins d'ARENH à livrer ;
    - une perte pour le fournisseur qui perdra des droits ARENH. A noter que cette perte est parfois répercutée sur le consommateur (certains contrats,

notamment pour les gros clients, prévoient des clauses de régularisation ex post permettant de répercuter au client la valeur exacte des droits ARENH qu'il génère).

Ainsi, l'application du principe de neutralité pour le fournisseur pourrait donc conduire à prendre en compte l'effet sur l'ARENH. Or la valeur de l'effacement pour la collectivité ne dépend pas des effets redistributifs induits sur le dispositif ARENH entre le fournisseur et l'opérateur historique. Le dispositif d'ARENH est en effet un transfert, organisé par la puissance publique, entre l'opérateur historique et les fournisseurs. S'il existe des interférences entre le dispositif NEBEF et le dispositif d'ARENH, celles-ci doivent être traitées dans le cadre fixé par le décret n°2011-466 du 28 avril 2011.

8.3 Le critère de « net benefit » (approche type FERC)

Les marchés de l'électricité aux États-Unis sont généralement organisés sous la forme de pool nodaux : l'ISO (opérateur du système) collecte toutes les offres de production, et croise cette courbe avec sa prévision de consommation, qui est une courbe de demande verticale pour chaque nœud du réseau. Il en résulte un prix marginal par pas de temps et par nœud du réseau appelé LMP (*local marginal price*).

Dans une décision rendue le 15 mars 2011, le régulateur fédéral de l'énergie américain (FERC) a indiqué que les effacement devraient être traités comme des offres de production, c'est-à-dire intégrés dans la courbe d'offre et rémunérés au LMP, **mais qu'ils ne devraient être activés que s'il en résultait une diminution de la facture des consommateurs finals, en intégrant le fait que la communauté des consommateurs devra payer le consommateur qui s'efface pour l'énergie effacée**[17].

Ce critère revient à considérer qu'un effacement est bénéfique s'il entraîne une variation marginale de prix supérieure à la variation marginale de demande, c'est-à-dire si l'aire verte est supérieure à l'aire bleue dans le graphe ci-dessous (où deux situations sont illustrées).

[17] En effet lorsque l'équilibre offre-demande est assuré par un effacement, la quantité d'énergie réellement consommée sera inférieure à celle achetée par l'ISO sur le pool. Le prix payé par les consommateurs sera donc supérieur au LMP pour assurer l'équilibre financier.

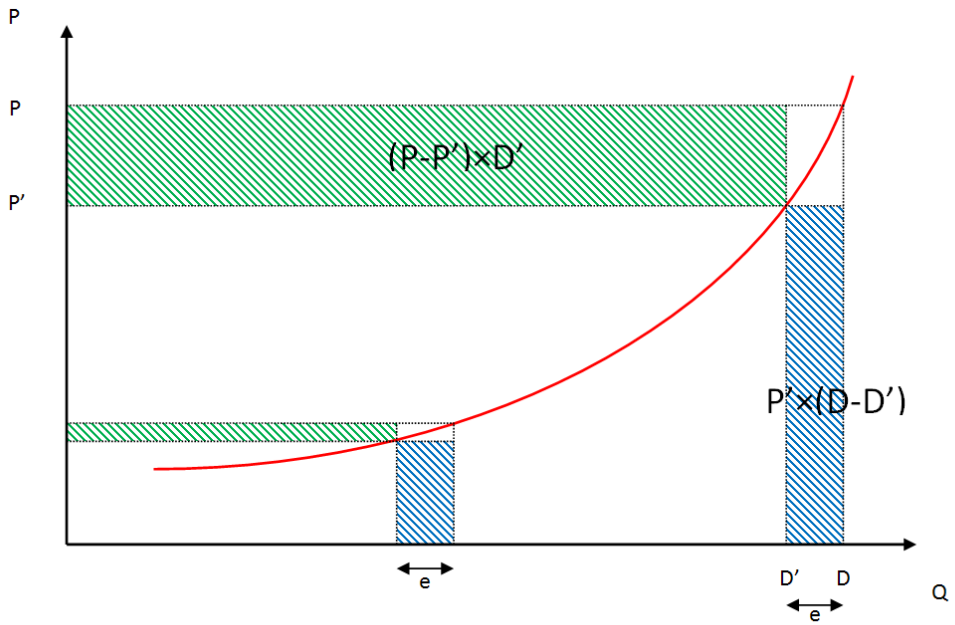
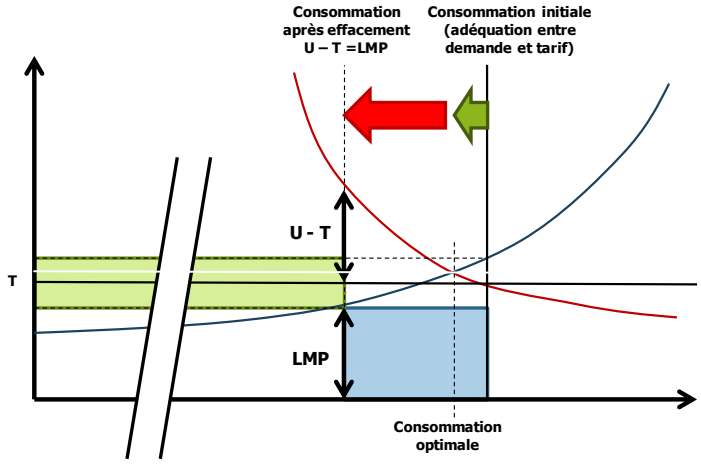


Figure 4 – Application du critère de « net benefit » en cas d'effacement

Ce critère d'activation est explicité par la notion de « net benefit », qui représente la différence de prix par MWh réellement consommé entre un *clearing* sans effacements et un *clearing* avec effacements. S'il est positif, la solution avec effacements est moins chère par MWh consommé, et l'effacement est activé.

Bien que le critère du « net benefit » garantisse que le bénéfice des consommateurs soit positif, il n'optimise pas le surplus global et ne permet donc pas d'atteindre l'optimum économique. En particulier, il peut y avoir des situations dans lesquelles les consommateurs sont gagnants mais le surplus collectif est négatif.

On peut illustrer ce point par l'exemple suivant. Selon l'architecture de marché retenue par la FERC, un consommateur qui s'efface va gagner le LMP. Renoncer à sa consommation lui fait perdre la différence entre son utilité de consommation et son tarif de fourniture. Les consommateurs vont donc s'effacer jusqu'à ce que le LMP soit égal à la différence entre leur utilité marginale et leur tarif : LMP = U – T



On constate qu'il est tout à fait possible qu'un effacement excessif (flèche rouge) vienne s'ajouter à l'effacement efficace économiquement (flèche verte) et aboutisse à une dégradation du surplus global, tout en ayant un « net benefit » positif (aire verte supérieure à l'aire bleue).

Il faut noter enfin que la logique de l'approche de la FERC ne serait pas compatible avec la loi française, car elle suppose l'absence de versement de l'OE aux fournisseurs.