



COMMISSION  
DE RÉGULATION  
DE L'ÉNERGIE

## RAPPORT ARENH

18 JANVIER 2018

# Evaluation du dispositif ARENH entre 2011 et 2017



# SOMMAIRE

<b>SYNTHESE.....</b>	<b>4</b>
<b>INTRODUCTION : CONTEXTE ET METHODOLOGIE DU RAPPORT .....</b>	<b>7</b>
<b>1. DESCRIPTION DE L'ARENH ET BILAN DE SON FONCTIONNEMENT DE 2011 A 2017 .....</b>	<b>8</b>
1.1 PRINCIPES REGISSANT L'ARENH ET DESCRIPTION DE SON FONCTIONNEMENT.....	8
1.2 BILAN DE MISE EN ŒUVRE DE L'ARENH SUR LES ANNEES 2011 A 2017.....	11
<b>2. CONSEQUENCES DU DISPOSITIF SUR LES MARCHES DE GROS ET DE DETAIL .....</b>	<b>23</b>
2.1 LA MISE EN PLACE DE L'ARENH A EU UN IMPACT SUR LES MARCHES DE GROS, TANT SUR LE NIVEAU DES VOLUMES ECHANGES QUE SUR LA FORMATION DES PRIX .....	23
2.2 L'ARENH A CONTRIBUE AU DEVELOPPEMENT DE LA CONCURRENCE SUR LE MARCHE DE DETAIL.....	28
<b>3. L'ADAPTATION DU DISPOSITIF POURRAIT PERMETTRE D'EN AMELIORER LE FONCTIONNEMENT ET L'EFFICACITE .....</b>	<b>33</b>
3.1 L'ESPRIT DU DISPOSITIF CONSISTE A PERMETTRE AUX FOURNISSEURS ALTERNATIFS DE DISPOSER DE VOLUMES D'ENERGIE SUR LA BASE D'UN ENGAGEMENT ANNUEL, POUR LA FOURNITURE DE LEURS CLIENTS FINALS.....	33
3.2 D'AUTRES ADAPTATIONS POURRAIENT ETRE APPORTEES AU DISPOSITIF .....	37
3.3 LA GESTION DE L'ATTEINTE DU PLAFOND.....	39
<b>4. L'ORGANISATION DU MARCHE AMONT DE L'ELECTRICITE DOIT ETRE REPENSEE AFIN D'ASSURER LE DEVELOPPEMENT DE LA CONCURRENCE SUR LE MARCHE AVAL ET LA COMPETITIVITE DES PRIX AU BENEFICE DES CONSOMMATEURS FINALS .....</b>	<b>42</b>
4.1 MEME EN CAS DE REMONTEE DES PRIX DU MARCHE DE GROS, L'ATTEINTE DU PLAFOND ARENH NE DEVRAIT PAS AVOIR D'IMPACT MAJEUR SUR LE DEVELOPPEMENT DE LA CONCURRENCE SUR LE MARCHE AVAL .....	43
4.2 L'ARENH, MALGRE SON CARACTERE LIMITE ET TRANSITOIRE, NE SEMBLE PAS EN MESURE D'APPORTER LES INCITATIONS SUFFISANTES AU DEVELOPPEMENT DE LA CONCURRENCE A L'AMONT .....	44

### SYNTHESE

Le dispositif de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) a été instauré par la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (dite loi « NOME »), sur le fondement des conclusions du rapport de la commission Champsaur, d'avril 2009. Il permet aux fournisseurs alternatifs d'accéder, à un prix régulé, à l'électricité produite par les centrales nucléaires historiques d'EDF, depuis le 1er juillet 2011 et pour une durée de 15 ans.

L'objectif de ce mécanisme est de permettre aux fournisseurs alternatifs de s'approvisionner en électricité de base dans des conditions économiques équivalentes à celles d'EDF et ainsi de favoriser le développement de la concurrence sur le marché de détail tout en faisant bénéficier l'ensemble des consommateurs de la compétitivité du parc électronucléaire français. Ce mécanisme a également pour ambition de concourir au développement de la concurrence à l'amont, en incitant les fournisseurs à investir dans de nouveaux moyens de production de base ou à signer des contrats de gré à gré avec EDF.

Le prix de l'ARENH s'élève, depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2012, à 42 €/MWh. Ce produit inclut la livraison des garanties de capacités associées, depuis le démarrage du mécanisme de capacité au 1<sup>er</sup> janvier 2017. Depuis sa mise en œuvre, trois phases distinctes se sont succédées, soulevant questions et enjeux sur l'avenir du dispositif.

#### **De 2011 à 2014, l'ARENH a participé à la construction d'un cadre nécessaire au développement de la concurrence sur le marché de détail**

Au cours des premières années de son fonctionnement, les fournisseurs alternatifs ont demandé de l'ARENH pour l'ensemble des consommateurs qu'ils approvisionnaient, en raison du niveau plus élevé des prix de marché de gros. Sur ces années, EDF a livré entre 60 et 70 TWh d'ARENH par an.

Le dispositif ARENH a profondément modifié le cadre de la fourniture d'électricité aux consommateurs finals. Son impact a été visible tant à l'amont, une diminution des volumes échangés sur le marché de gros ayant été observée les années où l'ARENH a été souscrit, qu'à l'aval, l'ARENH étant devenu une référence pour les offres de détail, offres de marché ou tarifs réglementés.

Hormis l'impact que l'ARENH a pu avoir sur les volumes échangés, le passage des prix de marché sous le prix de l'ARENH a entraîné un phénomène d'adhérence du marché de gros autour de 42 €/MWh pendant quelques mois. Si la CRE avait souhaité explorer la piste d'amélioration du dispositif que pouvait incarner la « financiarisation » à l'occasion de la consultation des acteurs menée en 2015, elle considère aujourd'hui qu'elle doit être écartée : elle ne semble pas répondre à l'ensemble des questions soulevées par le dispositif actuel, en particulier son effet sur les marchés de gros, et les changements qu'introduirait sa mise en œuvre ne sont pas souhaitables en termes de stabilité et de visibilité apportées par le dispositif.

L'impact sur le marché de détail a été différent selon les catégories de consommateurs. Alors que les grands consommateurs ont pu, s'ils le souhaitaient, bénéficier d'une répercussion fine des conditions ARENH dans la structure de leurs offres, c'est essentiellement le niveau des offres aux petits consommateurs qui a évolué. Malgré sa complexité, le dispositif ARENH a été salué par de nombreux consommateurs, qui estiment qu'en instaurant un cadre clair et pérenne, il a redonné confiance au consommateur dans le fonctionnement du marché de détail. Les fournisseurs alternatifs considèrent pour leur part que l'ARENH a permis de stimuler le développement de la concurrence sur le marché de détail.

#### **Les années suivantes, l'utilisation de l'ARENH a été fortement réduite en raison d'une chute brutale des prix sur le marché de gros de l'électricité,**

Entre mai 2013 et décembre 2014, les prix des produits calendaires base 2014 et 2015 échangés sur le marché de gros sont restés très proches du prix de l'ARENH, à 42 €/MWh puis, à partir de décembre 2014, ont décroché pour s'établir nettement en dessous du prix de l'ARENH. Les fournisseurs alternatifs se sont alors tournés vers les marchés pour s'approvisionner en électricité, entraînant une forte baisse des volumes d'ARENH livrés, qui passent de 71,4 TWh en 2014 à 16,1 TWh en 2015 pour finalement s'établir à zéro en 2016. Corrélativement, les volumes échangés sur les marchés de gros ont substantiellement augmenté.

En parallèle, la concurrence s'est intensifiée, sous l'effet de l'entrée en vigueur de la nouvelle construction tarifaire par empilement, instaurée par le décret n° 2014-1250 du 28 octobre 2014, et de la suppression d'une partie des tarifs réglementés de vente pour les professionnels, favorisée par ce contexte de prix de marché peu élevés.

Cette situation de prix de marché inférieurs au prix de l'ARENH, qui n'avait pas été envisagée lors de la création du dispositif, a mis en évidence des dysfonctionnements du mécanisme. En particulier, la baisse des prix sur le marché de gros a donné lieu à la résiliation de l'accord-cadre avec EDF de 5 fournisseurs au cours de l'année 2015,

interrompant ainsi leurs livraisons d'ARENH, en cours de période de livraison, pour profiter d'un approvisionnement au marché plus avantageux.

**Les fins des années 2016 et 2017 ont été ponctuées par des hausses des prix du marché de gros au-dessus du prix de l'ARENH, offrant aux fournisseurs alternatifs des possibilités d'arbitrages dont la conformité avec l'esprit du dispositif doit être questionnée**

Les années 2017 et 2018 ont vu l'attractivité de l'ARENH retrouvée, les fournisseurs alternatifs ayant souscrit respectivement 82 TWh et 94 TWh d'ARENH.

A partir du début du mois d'octobre 2016, le produit calendaire base portant sur l'année 2017 a vu son prix croître rapidement et dépasser le prix de l'ARENH en raison d'indisponibilités d'une partie du parc nucléaire anticipées par les acteurs sur le premier trimestre de l'année 2017. Ce produit, comparable à l'ARENH, s'était échangé jusqu'alors à des niveaux inférieurs à 42 €/MWh.

Une telle situation offrait aux fournisseurs alternatifs des possibilités d'arbitrages sur des périodes infra-annuelles allant à l'encontre de l'esprit du dispositif ARENH. Afin de renforcer son caractère annuel, la CRE et le ministre chargé de l'énergie ont proposé des adaptations du cadre réglementaire : encadrement des conditions de résiliation de l'accord cadre et clarification de l'application de la clause dite « de monotonie ».

Les oscillations constatées des prix de gros autour du prix de l'ARENH n'avaient pas été anticipées au moment de la création du dispositif. Par conséquent, son design n'avait pas été conçu pour prévenir les arbitrages entre l'ARENH et le marché sans lien avec l'approvisionnement réel des portefeuilles de clients des fournisseurs. Ainsi, malgré le renforcement de son caractère annuel, une possibilité d'arbitrage « financier » était offerte, dans la situation de la fin de l'année 2016, aux fournisseurs bénéficiant de clients dont l'approvisionnement en électricité avait déjà été assuré auparavant sur le marché de gros.

Une situation similaire, bien qu'avec des écarts de prix plus faibles entre le marché de gros et le niveau de l'ARENH, s'est produite fin 2017.

La CRE s'interroge sur la conformité à l'esprit du dispositif du recours à l'ARENH aux fins de réaliser des arbitrages avec le marché de gros dès lors que l'approvisionnement des consommateurs est déjà assuré par l'achat de produits sur le marché de gros.

**Alors que la potentielle atteinte du plafond ARENH ne devrait pas avoir de conséquence immédiate sur le développement de la concurrence sur le marché de détail, les signaux que le dispositif devait véhiculer sur le marché amont semblent inexistant**

Dans l'hypothèse d'une remontée durable des prix sur le marché de gros de l'électricité, l'ARENH retrouverait son attractivité économique. Dans une telle situation, la dynamique de développement de la concurrence sur le marché de détail devrait probablement entraîner un niveau de demande supérieur au plafond de 100 TWh fixé par le code de l'énergie.

Néanmoins, en raison de sa position dominante sur le marché de détail, EDF devrait alors s'astreindre à répliquer les conditions de rationnement auxquelles seront soumis les fournisseurs alternatifs, afin de ne pas créer de situation de ciseau tarifaire. Il est, notamment, prévu par le code de l'énergie que la part ARENH dans les tarifs réglementés de vente soit adaptée en fonction du niveau de rationnement. En conséquence, l'atteinte du plafond ARENH ne devrait pas entacher la capacité des fournisseurs alternatifs à proposer aux consommateurs des offres concurrentielles.

La question du bénéfice, pour le consommateur final, de la compétitivité du parc nucléaire pourra toutefois se poser, l'ensemble des consommateurs se trouvant rationnés et voyant ainsi le niveau de leurs offres augmenter.

Un des objectifs assignés à l'ARENH était, au travers de son caractère limité et transitoire, d'inciter les fournisseurs alternatifs à se procurer des moyens d'approvisionnement complémentaires. Le retour d'expérience montre que l'ARENH ne semble pas en mesure d'apporter les incitations suffisantes au développement de la concurrence à l'amont : aucun contrat de gré à gré avec EDF n'a été signé depuis la création du dispositif et les fournisseurs n'ont pas été incités à investir dans des moyens de production, même si des décisions de ce type dépendent de nombreux autres paramètres. Cette situation ne semble pas devoir évoluer d'ici à 2025, date d'échéance du dispositif.

Sur le fondement de ce premier retour d'expérience, la CRE propose une série de mesures visant à améliorer le fonctionnement du dispositif :

S'agissant du guichet infra-annuel :

- La CRE recommande la suppression du guichet infra-annuel, qui ne répond pas à un besoin fondamental des fournisseurs, afin de simplifier le fonctionnement du dispositif et éliminer les possibilités d'arbitrages à mi-année avec le marché de gros ;
- En contrepartie de la suppression du guichet infra-annuel recommandée par la CRE, une augmentation de la marge de tolérance pourrait être envisagée, afin de compenser la suppression de l'ajustement jusqu'alors permis aux fournisseurs alternatifs à mi-année.

S'agissant des possibilités d'arbitrage entre l'ARENH et le marché de gros :

- La CRE constate que des acteurs ont recours à l'ARENH aux fins de réaliser des arbitrages avec le marché de gros. Et ce, alors même que l'approvisionnement des consommateurs est déjà assuré par l'achat de produits sur le marché de gros. La CRE s'interroge sur la conformité de ces pratiques avec l'esprit du dispositif ARENH qui vise à faire « *bénéficiaire [aux] consommateurs de la compétitivité du parc électronucléaire français* ».

L'introduction d'une cohérence entre le rythme de signature des contrats et de couverture des approvisionnements par les fournisseurs d'une part, et le rythme de souscription des volumes d'ARENH d'autre part, pourrait permettre de limiter de telles pratiques.

La CRE estime en conséquence qu'une concertation avec les acteurs devrait être organisée afin de réviser le dispositif de telle sorte que la faculté de demander de l'ARENH soit liée au besoin d'y recourir pour assurer l'approvisionnement des clients finals aux conditions du contrat de fourniture.

S'agissant du produit et du prix de l'ARENH :

- La CRE estime qu'il est pertinent de mettre en cohérence le prix de l'ARENH et sa forme ;
- En l'absence de publication du décret en conseil d'État précisant la méthodologie de calcul du prix de l'ARENH, la CRE ne proposera pas d'évolution de ce prix. Il restera à son niveau actuel de 42 €/MWh.

S'agissant des modalités de paiement :

- La CRE estime que l'introduction d'une souplesse laissant à la discrétion du fournisseur demandeur d'ARENH le choix entre deux dates de paiement offre une flexibilité souhaitable pour le bon fonctionnement du dispositif et y est par conséquent favorable.

S'agissant du plafond d'ARENH :

- La CRE considère que la méthode par défaut de répartition des volumes d'ARENH entre fournisseurs en cas d'atteinte du plafond, *au prorata* des demandes, présente l'avantage de ne discriminer aucun consommateur. En conséquence, elle ne souhaite pas proposer de méthode de répartition alternative ;
- La CRE considère que le cadre prévu pour adapter le calcul des compléments de prix en cas d'atteinte du plafond doit être amélioré, afin d'éviter que le comportement non vertueux de certains fournisseurs ne pénalise les autres.

La possibilité de modifier le seul calcul du terme CP2, afin de lui rendre son caractère incitatif à la bonne prévision y compris en cas d'atteinte du plafond, pourrait être une piste à explorer, dans le cadre d'une concertation avec les parties prenantes visant à réviser le cadre réglementaire ;

- Comme elle a déjà pu l'indiquer dans sa délibération du 19 janvier 2017, la CRE considère qu'il est nécessaire de clarifier par décret la méthode de prise en compte des livraisons en cours au titre des guichets précédents dans le processus de vérification de l'atteinte du plafond annuel lors d'un guichet de demande d'ARENH.

## INTRODUCTION : CONTEXTE ET METHODOLOGIE DU RAPPORT

Les dispositions de l'article L. 336-8 du code de l'énergie issues de la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (NOME) prévoient que les ministres chargés de l'énergie et de l'économie procèdent à l'évaluation du dispositif d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) sur la base de rapports de l'Autorité de la concurrence et de la Commission de régulation de l'énergie (CRE).

L'article L. 336-8 du code de l'énergie précise que l'évaluation des ministres chargés de l'énergie et de l'économie porte sur :

« 1° La mise en œuvre de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique ;

2° Son impact sur le développement de la concurrence sur le marché de la fourniture d'électricité et la cohérence entre le prix des offres de détail et le prix régulé d'accès à l'électricité nucléaire historique ;

3° Son impact sur le fonctionnement du marché de gros ;

4° Son impact sur la conclusion de contrats de gré à gré entre les fournisseurs et Électricité de France et sur la participation des acteurs aux investissements dans les moyens de production nécessaires à la sécurité d'approvisionnement en électricité.

Les ministres proposent, le cas échéant, au regard de cette évaluation :

a) Des modalités de fin du dispositif assurant une transition progressive pour les fournisseurs d'électricité ;

b) Des adaptations du dispositif ;

c) Des modalités permettant d'associer les acteurs intéressés, en particulier les fournisseurs d'électricité et les consommateurs électro-intensifs, aux investissements de prolongation de la durée d'exploitation des centrales nucléaires ;

d) Sur la base de la programmation pluriannuelle de l'énergie, qui peut fixer les objectifs en termes de prolongation de la durée d'exploitation des centrales nucléaires et d'échéancier de renouvellement du parc nucléaire, la prise en compte progressivement dans le prix de l'électricité pour les consommateurs finals des coûts de développement de nouvelles capacités de production d'électricité de base et la mise en place d'un dispositif spécifique permettant de garantir la constitution des moyens financiers appropriés pour engager le renouvellement du parc nucléaire. »

L'objet du présent rapport est de dresser un bilan du fonctionnement de l'ARENH depuis sa mise en œuvre en 2011 et de proposer, le cas échéant, des pistes d'améliorations. Après une brève description de l'ARENH, le rapport établit un bilan des premières années de fonctionnement du dispositif. Dans un deuxième temps, le rapport analyse les impacts du dispositif ARENH, tant à l'aval sur le marché de détail, qu'à l'amont sur le marché de gros et le segment de la production. Enfin, les deux dernières sections du rapport se concentrent sur les améliorations possibles du dispositif ARENH et, plus généralement, sur les questions qu'un tel mécanisme soulève.

Au cours de l'été 2014, la CRE a rendu son avis<sup>1</sup> sur un projet de décret incluant, notamment, la définition d'une méthodologie de fixation du prix de l'ARENH. Ce projet de texte n'a jamais été adopté. Dans ce contexte, le présent rapport n'aborde pas les questions relatives à la question de la méthodologie de calcul du prix.

Afin de recueillir l'avis des acteurs sur l'ensemble des problématiques relatives à l'ARENH, la CRE avait organisé une consultation publique au cours de l'été 2015. Cette consultation avait permis de recueillir les positions des acteurs sur les sujets suivants :

- l'impact de l'ARENH sur les marchés de gros et de détail ;
- les améliorations possibles du dispositif ;
- les questions de son devenir après l'année 2025.

La CRE avait reçu 14 réponses à sa consultation, provenant d'un panel représentatif des acteurs concernés par l'ARENH : consommateurs, fournisseurs, acteurs de marché et producteurs<sup>2</sup>. L'ensemble de ces réponses a contribué à l'avancée des réflexions et analyses présentées dans le présent rapport.

<sup>1</sup> Délibération de la CRE du 24 juillet 2014 portant avis sur le projet de décret portant modification du décret n° 2011-466 du 28 avril 2011 fixant les modalités d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique.

<sup>2</sup> L'Association française indépendante de l'électricité et du gaz (AFIEG), Air Liquide France Industrie, Alpiq Énergie France, le Comité de liaison des entreprises ayant exercé leur éligibilité (CLEEE), Direct Energie, EDF, la contribution des fédérations d'ELD (Anroc, ELE, SICAE, UNELEG), ENGIE, EPEX Spot, Pont sur Sambre Power, RTE (en tant qu'acheteur pour les pertes), le Syndicat français de l'industrie cimentière (SFIC), le

## 1. DESCRIPTION DE L'ARENH ET BILAN DE SON FONCTIONNEMENT DE 2011 A 2017

### 1.1 Principes régissant l'ARENH et description de son fonctionnement

L'ARENH a été créé par la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (NOME) et par le décret d'application n° 2011-466 du 28 avril 2011, désormais codifié aux articles R. 336-1 et suivants du code de l'énergie. Il a été instauré sur le fondement des conclusions du rapport d'une commission, présidée par Paul Champsaur, qui avait notamment constaté que, dans le contexte de l'époque, à savoir de l'année 2009, l'accès à l'électricité de base était nécessaire au développement de la concurrence sur le marché de détail.

Depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2011, et pour une durée de 15 ans, l'ARENH permet aux fournisseurs alternatifs d'accéder, à un prix régulé, à l'électricité produite par les centrales nucléaires historiques d'EDF en service à la date de promulgation de la loi NOME. Les volumes d'ARENH souscrits par les fournisseurs alternatifs ne peuvent excéder 100 TWh sur une année, soit environ 25 % de la production du parc nucléaire historique.

L'article L.337-14 du code de l'énergie dispose qu'afin d'assurer une juste rémunération à EDF, le prix doit être représentatif des conditions économiques de production de l'électricité de ses centrales nucléaires historiques sur la durée du dispositif. Initialement fixé à 40 €/MWh au 1<sup>er</sup> juillet 2011, en cohérence avec le tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM) en vigueur au 31 décembre 2010, ce prix s'élève depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2012 à 42 €/MWh.

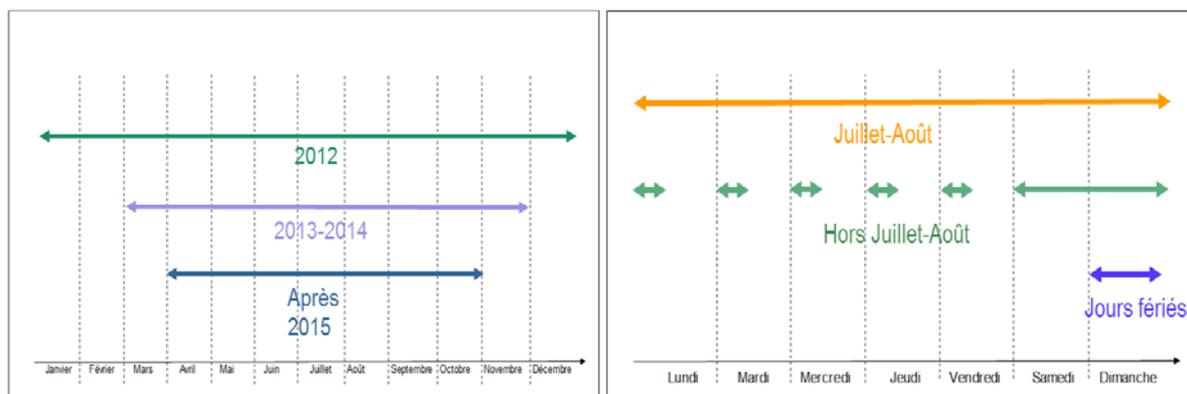
#### 1.1.1 Les droits à l'ARENH sont calculés en fonction de la consommation prévisionnelle des clients des fournisseurs pendant les heures de faible consommation nationale

Un consommateur d'électricité résidant en France métropolitaine procure à son fournisseur un droit à l'ARENH, déterminé par application des dispositions de l'arrêté du 17 mai 2011 relatif au calcul des droits à l'ARENH.

Le calcul du droit à l'ARENH est fondé sur la consommation prévisionnelle du client pendant les « heures creuses ARENH » définies par l'arrêté susmentionné. Ces heures sont représentatives des heures de faible consommation nationale. Le volume d'ARENH correspond au produit d'un coefficient de bouclage, défini par arrêté, par la puissance moyenne consommée par ce client pendant lesdites heures.

Les « heures creuses ARENH » ont évolué jusqu'en 2015 pour se stabiliser sur la période comprise entre les mois d'avril et octobre inclus.

Figure 1 : Répartition des heures creuses ARENH pendant l'année et sur une semaine



Source : CRE

Il découle de cette méthode de calcul que, selon sa courbe de charge, le droit à l'ARENH d'un client peut varier de 0 à plus de 100 % de sa consommation<sup>3</sup>.

Syndicat Intercommunal de la Périphérie de Paris pour l'Électricité et les Réseaux de Communication (SIPPEREC) et l'Union des industries utilisatrices d'énergie (UNIDEN).

<sup>3</sup> Un client qui consommerait uniquement pendant les heures creuses ARENH verrait par exemple son droit ARENH excéder sa consommation totale. A l'opposé, un client consommant uniquement en dehors de ces heures obtiendrait un droit nul.

Le profil du produit ARENH destiné aux petits consommateurs (clients résidentiels et petits clients professionnels) était originellement construit pour refléter la modulation de la production du parc nucléaire français<sup>4</sup>, alors que le profil des produits destinés aux grands consommateurs était plat. Le profil modulé a ensuite convergé année après année vers le profil plat, qui est adopté pour l'ensemble des consommateurs à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2016.

La CRE est en charge du calcul *ex ante* des droits à l'ARENH sur le fondement des prévisions de consommation transmises par les fournisseurs.

Le code de l'énergie, en son article L. 336-4, dispose que les volumes d'électricité acquis dans le cadre du contrat liant Exeltium à EDF (ou tout contrat du même type) sont décomptés des droits à l'ARENH. Les dispositions issues du décret n° 2011-554 du 20 mai 2011 désormais codifiées aux articles D. 336-40 à D. 336-44 du code de l'énergie précisent les modalités de ce décompte.

Depuis le début de l'année 2014, les gestionnaires de réseaux peuvent bénéficier d'ARENH pour la couverture de leurs pertes. Les droits ARENH des fournisseurs sont alors augmentés de façon à tenir compte des quantités d'électricité qu'ils fournissent aux gestionnaires de réseaux. Ces volumes d'ARENH s'ajoutent au plafond de droits fixé par l'article L. 336-2 du code de l'énergie.

Enfin, l'ARENH comprend depuis début 2017 une valeur capacitaire, avec l'entrée en vigueur du mécanisme de capacité. Dans sa délibération du 6 mai 2015 portant proposition concernant les modalités liées à l'ARENH en application du décret n° 2012-1405 du 14 décembre 2012, la CRE a défini les modalités de cession des garanties de capacité associées au produit ARENH.

### 1.1.2 Les compléments de prix permettent d'éviter la revente des volumes d'ARENH sur les marchés de gros et incitent à la meilleure prévision

L'article R. 336-5 du code de l'énergie prévoit qu'en cas de sursouscription de volumes d'ARENH par rapport à leur droit théorique (calculé *a posteriori*, annuellement), les fournisseurs doivent s'acquitter de deux compléments de prix, évalués sur la base des prix observés sur les marchés de gros sur la période annuelle correspondant à la sursouscription. Un fournisseur demandeur d'ARENH paye un complément de prix dès lors qu'il a disposé de plus d'ARENH que ne le lui permettait son portefeuille réel de clients. La référence de prix de marché considérée dans le calcul des compléments de prix correspond au prix spot<sup>5</sup>.

Ce complément de prix a été instauré afin de neutraliser les gains liés à la revente des volumes d'ARENH sur les marchés de gros et inciter à la meilleure prévision<sup>6</sup>. Il se compose :

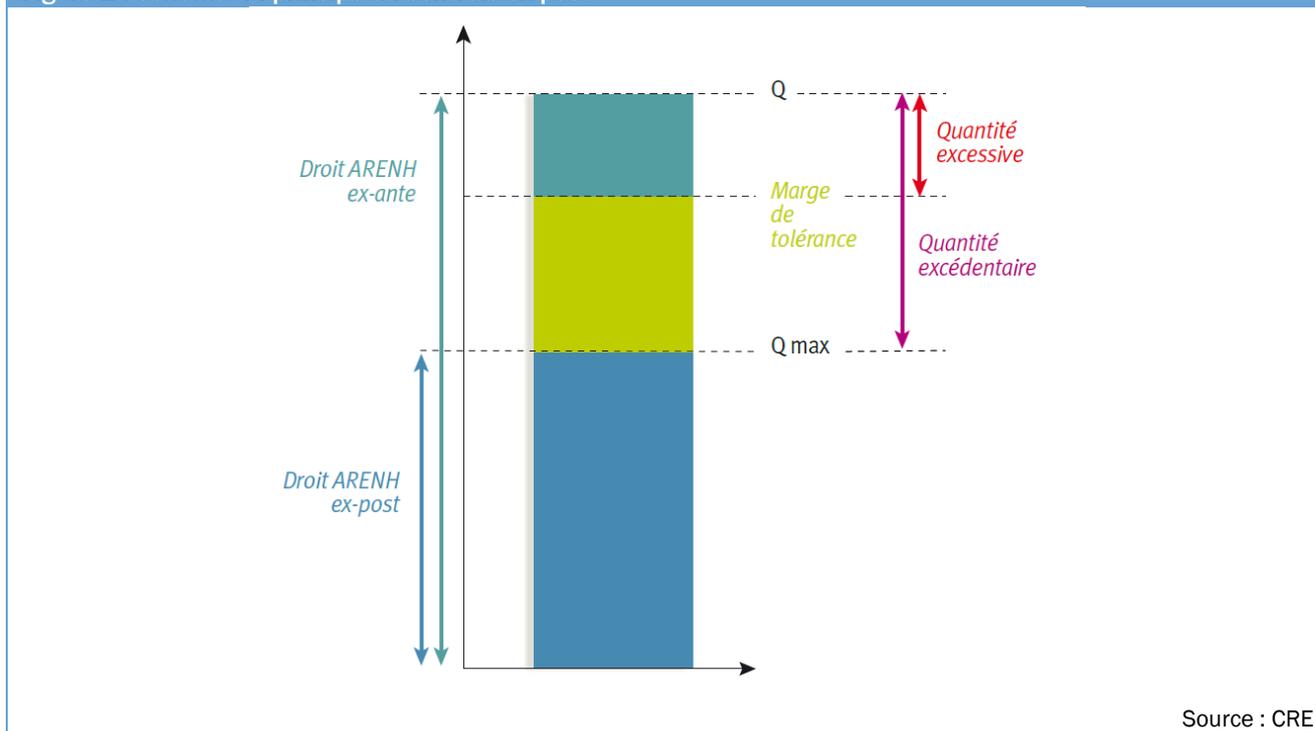
- du terme CP1, qui vise à reverser à EDF les gains qui sont réalisés par un fournisseur qui demanderait une quantité excédentaire d'ARENH par rapport à son portefeuille de clients, afin d'en opérer la revente sur les marchés de gros. Ce terme s'applique dès lors que le fournisseur a disposé de plus d'ARENH que son droit théorique ;
- du terme CP2, qui vise à inciter les fournisseurs à la meilleure prévision de leurs volumes de ventes. Il permet d'éviter des demandes excessives, sans rapport avec les besoins réels des fournisseurs. Ce terme, reversé à l'ensemble des fournisseurs bénéficiant de l'ARENH au *prorata* de leurs volumes d'ARENH constatés, s'applique dès lors que l'écart excède une marge de tolérance sur la prévision des besoins. La marge de tolérance, égale à 10 % de la consommation constatée, permet de ne pas pénaliser un fournisseur qui commettrait, de bonne foi, une erreur de prévision.

La CRE est également en charge du calcul annuel *ex post* du complément de prix.

<sup>4</sup> Cette modulation se fait à l'échelle annuelle (modulations saisonnières), hebdomadaire (jours de semaine / week-end) et journalière (pointe / hors-pointe).

<sup>5</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 15 décembre 2011 relative aux modalités de calcul du complément de prix défini dans le décret n° 2011-466 du 28 avril 2011 fixant les modalités d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique.

<sup>6</sup> Articles L 336-5 et R. 336-33 du code de l'énergie.

Figure 2 : Schéma du principe du contrôle ex post<sup>7</sup>

Source : CRE

### 1.1.3 L'organisation pratique et contractuelle de l'ARENH préserve la confidentialité des échanges

Le dispositif ARENH est encadré par le mécanisme contractuel détaillé ci-après.

L'article L. 336-5 du code de l'énergie dispose que les fournisseurs doivent, dans un délai d'un mois à compter de la transmission de leur dossier de déclaration à la CRE, conclure un accord-cadre avec EDF. L'article L. 336-5 précise que cet accord-cadre « garantit [...] les modalités selon lesquelles ce fournisseur peut, à sa demande, exercer son droit d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique pendant la période transitoire par la voie de cessions d'une durée d'un an. » En application des dispositions de l'article L. 336-2 du code de l'énergie, les stipulations de l'accord-cadre sont définies par arrêté du ministre chargé de l'énergie pris sur proposition de la CRE.

- **Déclaration d'identification** : un fournisseur d'électricité souhaitant bénéficier d'ARENH doit transmettre un dossier de déclaration à la CRE, ainsi qu'une copie au ministre chargé de l'énergie. Si le dossier est complet, la CRE lui délivre un récépissé dans un délai de 30 jours à compter de la réception du dossier<sup>8</sup>.
- **Signature de l'accord-cadre** : dans un délai de 15 jours à compter de la demande qui lui est faite par un fournisseur titulaire du récépissé, EDF signe avec celui-ci l'accord-cadre<sup>9</sup>.
- **Demande d'ARENH** : après signature de l'accord-cadre, le fournisseur souhaitant bénéficier de l'ARENH transmet à la CRE un dossier de demande d'ARENH, au moins 40 jours avant le début de chaque période de livraison<sup>10</sup>.
- **Calcul du droit ARENH et notification des fournisseurs** : sur le fondement des prévisions de consommations transmises par les fournisseurs, la CRE calcule *ex ante* les droits ARENH de chaque fournisseur et notifie les fournisseurs du montant de ce droit pour la période de livraison à venir<sup>11</sup>.

<sup>7</sup> Les quantités « Q » et «  $Q_{max}$  » à partir desquelles sont calculés les compléments de prix CP1 et CP2 sont définies à l'article R. 336-33 du code de l'énergie.

«  $Q_{max}$  » correspond à la quantité théorique calculée *ex post* sur la base des consommations constatées (droit ARENH *ex post*). La quantité « Q » est définie comme la quantité de produit cédée au fournisseur au titre de l'ARENH (droit ARENH *ex ante* après application du plafond).

Le calcul du complément de prix CP1 est basé sur la quantité excédentaire, définie comme la différence, si elle est positive, entre la quantité « Q » et la quantité «  $Q_{max}$  ». Le complément de prix CP2 repose quant à lui sur la quantité excessive, qui correspond à la différence entre la quantité Q et la quantité «  $Q_{max}$  » augmentée d'une marge de tolérance.

<sup>8</sup> Article R. 336-8 du code de l'énergie.

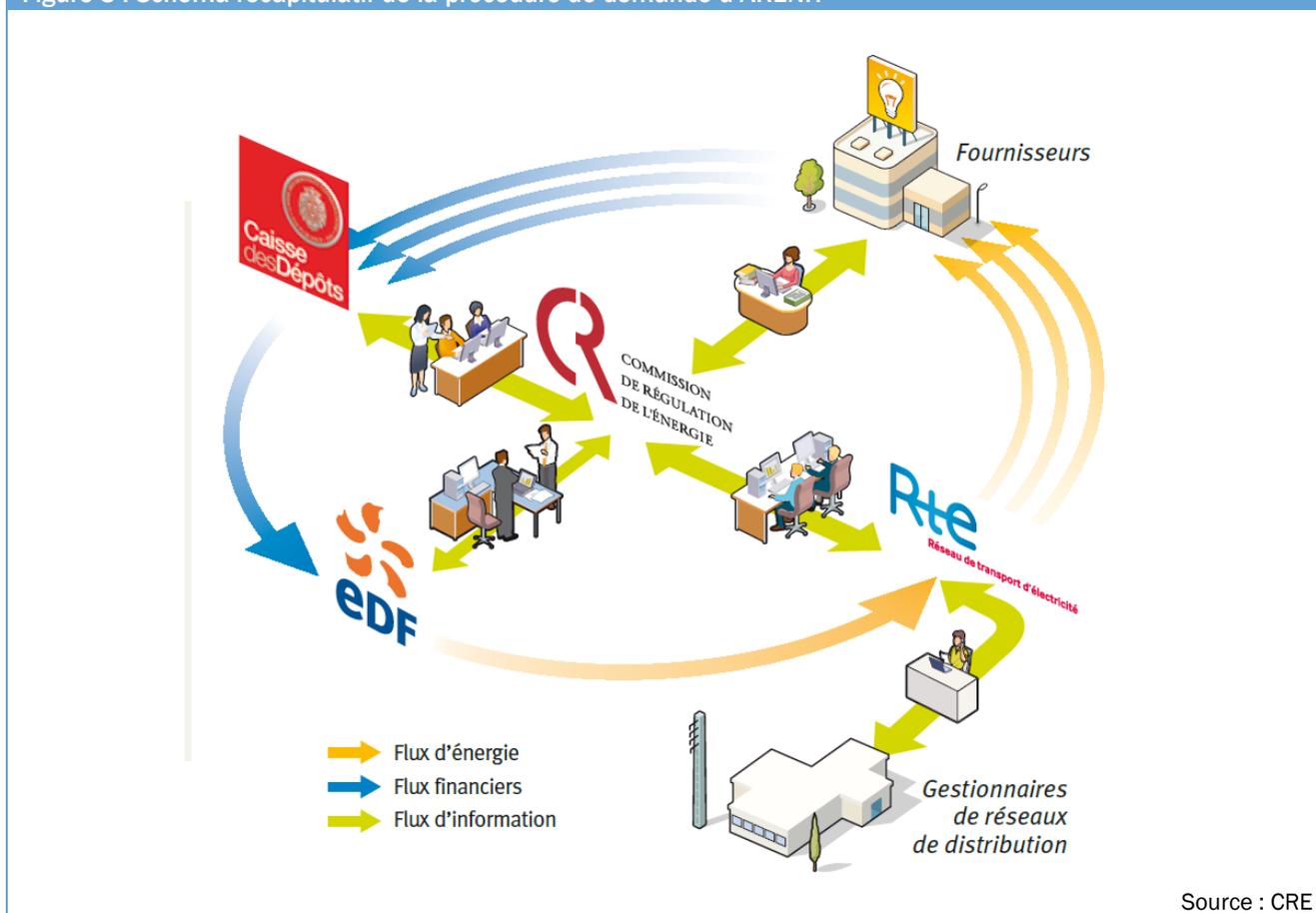
<sup>9</sup> Article R. 336-8 du code de l'énergie.

<sup>10</sup> Article R. 336-9 du code de l'énergie.

<sup>11</sup> Article R. 336-13 du code de l'énergie.

- **Notification d'EDF, RTE et de la Caisse des Dépôts et Consignation (CDC)** : la CRE notifie à RTE et EDF le niveau total d'ARENH pour la période à venir et informe RTE du droit de chaque fournisseur<sup>12</sup>. La CRE transmet également à la CDC le montant à payer par les fournisseurs et le niveau des garanties bancaires que doivent apporter ces derniers<sup>13</sup>.
- **Transfert de l'énergie** : RTE procède au transfert de l'électricité cédée par EDF dans le cadre de l'ARENH selon des modalités ne permettant pas à EDF d'avoir connaissance des quantités transférées à chaque fournisseur<sup>14</sup>.
- **Gestion des flux financiers** : la CDC centralise les flux financiers entre EDF et les fournisseurs liés à la facturation des cession d'énergie dans le cadre de l'ARENH. Elle préserve la confidentialité des informations qu'elle recueille dans le cadre de cette mission<sup>15</sup>.
- **Calcul du complément de prix** : au plus tard le 30 juin de l'année suivante, la CRE calcule le montant du complément de prix dont chaque fournisseur est redevable, sur la base des consommations constatées transmises par les gestionnaires de réseaux<sup>16</sup>.

Figure 3 : Schéma récapitulatif de la procédure de demande d'ARENH



## 1.2 Bilan de mise en œuvre de l'ARENH sur les années 2011 à 2017

L'objet de la présente partie est d'établir un bilan des premières années de fonctionnement du dispositif ARENH. Elle revient sur les différents échanges physiques et financiers (volumes d'ARENH livrés, nombre de demandes, montants des compléments de prix, gestion de la Caisse des Dépôts et Consignations) inhérents au dispositif. L'ensemble des données chiffrées et indicateurs présentés dans cette partie permettent d'alimenter les réflexions développées dans la suite du rapport.

<sup>12</sup> Article R. 336-19 du code de l'énergie.

<sup>13</sup> Article R. 336-25 du code de l'énergie.

<sup>14</sup> Article R. 336-19 du code de l'énergie.

<sup>15</sup> Article R. 336-21 du code de l'énergie.

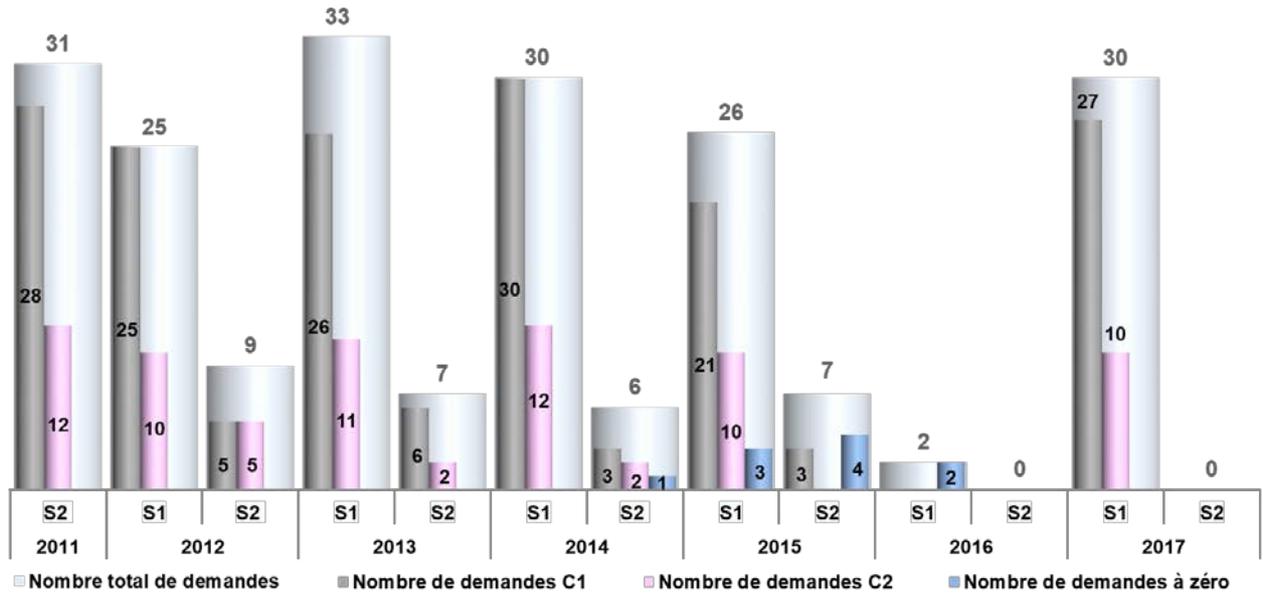
<sup>16</sup> Article R. 336-37 du code de l'énergie.

**1.2.1 Les volumes d'ARENH livrés aux fournisseurs alternatifs, stables entre 2011 et 2014, ont fortement diminué à partir de début 2015 avant un regain d'intérêt fin 2016**

Les Figure 4 et Figure 5 présentent respectivement le nombre de demandes d'ARENH reçues par la CRE à chaque guichet et les volumes d'ARENH effectivement livrés au cours de chaque semestre depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2011.

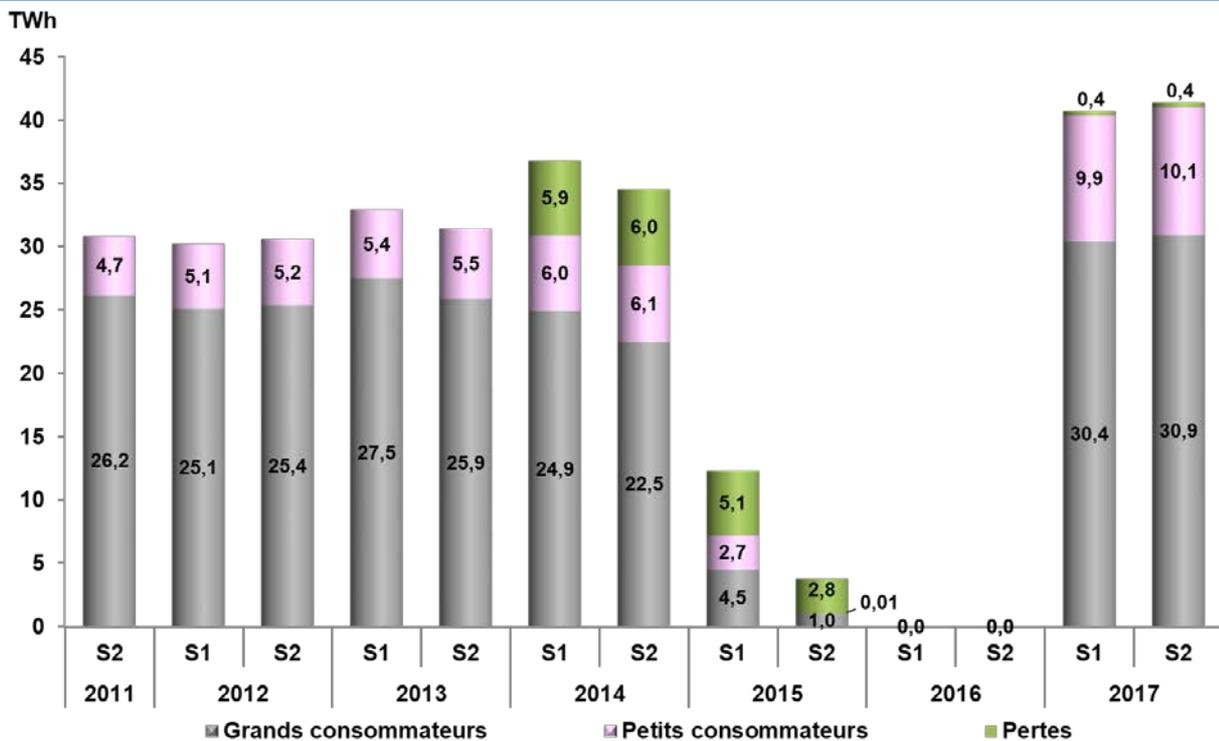
Les catégories C1 et C2 correspondent respectivement aux grands et aux petits consommateurs. Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2016, l'ensemble des consommateurs ne constitue plus qu'une seule catégorie.

Figure 4 : Nombre de demandes d'ARENH effectuées par guichet et par catégorie de consommateurs



Source : CRE

Figure 5 : Volumes d'ARENH livrés entre juillet 2011 et décembre 2015



Source : CRE

La Figure 5 permet de constater que les volumes d'ARENH livrés sont restés globalement stables entre juillet 2011 et décembre 2013, malgré une légère hausse au premier semestre 2013. Les volumes destinés aux petits consommateurs (C2) représentent en moyenne, sur cette période, un sixième des volumes livrés.

La prise en compte des pertes dans le dispositif à compter de janvier 2014 a engendré une hausse de la demande au premier semestre 2014. Les livraisons d'ARENH ont alors atteint un niveau de 36,8 TWh. Les volumes livrés au titre des grands consommateurs ont quant à eux été légèrement réduits en raison de l'attractivité accrue des prix de marché de gros.

Au premier semestre 2015, la baisse importante des prix de marché de gros<sup>17</sup>, à des niveaux significativement inférieurs à celui du prix de l'ARENH, a entraîné une forte diminution des volumes d'ARENH souscrits (- 64 % au premier semestre 2015, suivie d'une nouvelle baisse de 69 % au deuxième semestre 2015). Au second semestre 2015, seuls 3,8 TWh d'ARENH ont été livrés, dont 2,8 TWh au titre des pertes.

Bien que le nombre de fournisseurs ayant demandé de l'ARENH au premier semestre 2015 soit important (26), les niveaux de demande ont été bien inférieurs à ceux observés en janvier 2014. Le guichet du 1<sup>er</sup> juillet 2015 a été utilisé par une partie des fournisseurs restants afin de revoir leurs demandes à la baisse, dans un contexte de prix de marché durablement inférieurs à l'ARENH. En particulier, quatre fournisseurs ont fait une demande d'ARENH nulle au guichet de juillet afin d'interrompre leurs livraisons d'ARENH au second semestre 2015 (cf. Figure 4).

Au cours de l'année 2015, cinq fournisseurs ont résilié leur accord-cadre avec EDF afin de profiter d'un approvisionnement au marché plus avantageux que l'ARENH. Trois fournisseurs ont résilié leur accord-cadre avec pour date d'effet le 1<sup>er</sup> mars, un autre le 1<sup>er</sup> avril puis un dernier le 1<sup>er</sup> août 2015. Ces résiliations ont engendré une baisse de 3,4 TWh des volumes d'ARENH devant être livrés initialement au cours du premier semestre 2015 et de 0,2 TWh sur les volumes devant être livrés au second semestre 2015. Les fournisseurs ayant résilié leur accord-cadre ont dû respecter le délai d'un an prévu par l'article 13.2.2 de l'accord-cadre pour pouvoir participer de nouveau au dispositif ARENH.

Au premier semestre 2016, pour la première fois depuis le démarrage du dispositif, aucun volume d'ARENH n'a été livré aux fournisseurs alternatifs. Seuls deux fournisseurs ont effectué une demande pour ce semestre, toutes deux à zéro. Le contexte de prix de marché bas a également conduit à une demande d'ARENH nulle au second semestre 2016.

La hausse des prix des produits à terme sur le marché de gros au cours du second semestre de l'année 2016, conjuguée à la mise en place du marché de capacité à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2017, a renforcé l'attractivité de l'ARENH. Le volume total d'ARENH demandé sur l'année 2017 s'est élevé à 82,1 TWh (dont 0,8 TWh au titre des pertes). Le volume annuel dédié aux consommateurs finals, *i.e.* hors pertes, est donc resté inférieur au plafond de 100 TWh prévu par l'article L. 336-2 du code de l'énergie, lequel n'a jamais été atteint depuis le démarrage du dispositif.

Compte tenu du développement de la concurrence sur les différents segments du marché de détail, le plafond pourrait être atteint dans les prochaines années dans les situations où l'ARENH serait attractif. Les problématiques soulevées par l'atteinte du plafond sont présentées dans la partie 3.

Au 31 décembre 2017, 63 fournisseurs disposaient d'un accord-cadre en vigueur avec EDF. La liste de ces fournisseurs est disponible sur le site internet de la CRE<sup>18</sup>.

### **1.2.2 Les guichets infra-annuels ont été peu utilisés par les fournisseurs, et principalement pour des volumes destinés aux grands consommateurs et aux pertes**

Les guichets infra-annuels ont été instaurés afin de permettre aux fournisseurs, notamment de petits consommateurs, d'ajuster leurs demandes d'ARENH au cours de l'année, en cas d'évolution significative de leur portefeuille de clients.

En parallèle, une clause de monotonie<sup>19</sup> a été introduite afin de décourager les éventuels arbitrages semestriels rendus possibles par les guichets infra-annuels. Ces arbitrages consisteraient en une demande surévaluée sur le premier semestre de l'année, compensée par une demande sous-évaluée au second semestre, permettant, tout en restant dans la limite du droit ARENH moyen sur l'année, de bénéficier de plus de volumes en période hivernale, où les prix de gros sont usuellement les plus élevés et où l'ARENH présente, dans ce contexte-là, un avantage compétitif plus important.

<sup>17</sup> Notamment le prix des produits à terme calendaires de base (cf. paragraphe 2.1).

<sup>18</sup> <http://www.cre.fr/marches/marche-de-gros/marche-de-lelectricite>

<sup>19</sup> cf. article R. 336-16 du code de l'énergie

L'objet de la clause de monotonie est d'empêcher des demandes de sens contraires à des fréquences semestrielles<sup>20</sup>.

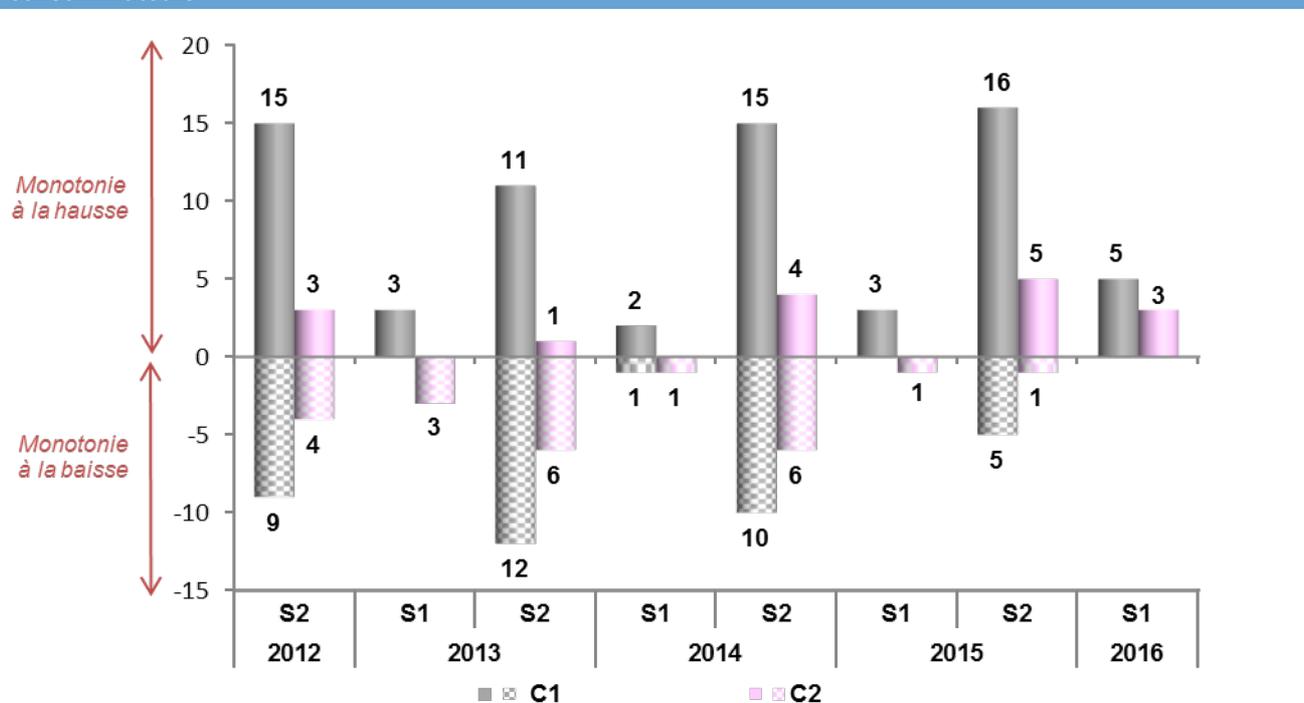
La clause de monotonie n'a été appliquée que deux fois depuis la mise en place du dispositif, en janvier 2014 puis en juillet 2015, pour la demande d'un seul fournisseur à chaque fois. Néanmoins, il est difficile d'évaluer dans quelle mesure cette clause a contraint les fournisseurs dans leurs demandes d'ARENH.

Dans les deux cas d'application de la clause de monotonie, les fournisseurs ont été contraints de conserver un niveau d'ARENH livré identique à celui du semestre précédent, alors qu'ils souhaitaient revoir leur demande à la baisse. Le second fournisseur a résilié son accord-cadre avec EDF immédiatement après le guichet de juillet 2015 afin d'interrompre son approvisionnement à l'ARENH, faute de pouvoir le réduire.

Les quatre autres résiliations intervenues au cours du premier semestre 2015 ne semblent pas être liées à l'application de la clause de monotonie, étant donné qu'un seul fournisseur n'aurait pas été en mesure de réduire ou de faire une demande nulle d'ARENH au guichet de juillet 2015 en application de la clause de monotonie.

La Figure 6 ci-dessous donne un aperçu, à chaque guichet, du nombre de fournisseurs qui ne pouvaient pas réviser leur demande à la hausse ou à la baisse du fait de l'application de la clause de monotonie.

Figure 6 : Nombre de fournisseurs soumis à la clause de monotonie à chaque guichet, par catégorie de consommateurs



« Monotonie à la hausse » signifie que le fournisseur, s'il souhaite faire une demande d'ARENH à ce guichet, ne peut pas augmenter le volume d'ARENH qui lui sera livré.

Source : CRE

Ce graphique permet de constater que cinq fournisseurs de la catégorie C1 et un fournisseur de la catégorie C2 n'étaient pas en mesure de réviser leur demande d'ARENH à la baisse au second semestre 2015 alors que le contexte de prix de marché bas aurait pu les y inciter. Parmi ces cinq fournisseurs, trois sont des acheteurs de pertes.

Il convient d'ailleurs de noter que les pertes peuvent constituer une contrainte supplémentaire dans l'application de la clause de monotonie car elles concernent généralement des volumes importants, intégrés dans la catégorie de consommateurs C1.

À l'exception du guichet de lancement de l'ARENH, en juillet 2011, les guichets infra-annuels ont fait l'objet de très peu de demandes. Elles se sont concentrées sur les guichets de janvier, comme l'atteste la Figure 4. 28

<sup>20</sup> Par exemple, un fournisseur ayant augmenté le niveau de sa demande d'ARENH au 1<sup>er</sup> janvier d'une année N ne peut le diminuer au 1<sup>er</sup> juillet de cette même année. En l'absence de modification de sa demande au 1<sup>er</sup> juillet, il peut en revanche, au 1<sup>er</sup> janvier de l'année N+1, diminuer ou augmenter sa demande d'ARENH à sa guise.



fournisseurs en moyenne ont fait une demande lors des guichets de janvier contre 7 aux guichets de juillet. Par ailleurs, les demandes lors des guichets infra-annuels ont été principalement effectuées par des fournisseurs de grands consommateurs et de pertes. Sept fournisseurs au total ont effectué une demande au cours des guichets infra-annuels au titre des petits consommateurs contre 15 pour les grands consommateurs et les pertes.

Deux types de demandes aux guichets infra-annuels ont pu être observés. Le premier correspond aux demandes de fournisseurs présents au démarrage du dispositif (juillet 2011) ou arrivés en milieu d'une année ultérieure et qui n'ont pas souhaité s'ajuster au rythme des années calendaires. Ces fournisseurs n'ont alors pas effectué de demande en janvier, mais ont souscrit systématiquement leur produit annuel à chaque guichet de juillet. Le second type de demandes correspond aux ajustements de fournisseurs faisant leur demande annuelle aux guichets de janvier. C'est, en théorie, plutôt pour ce deuxième type d'utilisation que le guichet infra-annuel a été imaginé.

Le Tableau 1 présente les variations d'ARENH lors des guichets infra-annuels, correspondant à ces ajustements.

Tableau 1 : Variations infra-annuelles liées à des ajustements en cours d'année<sup>21</sup>

	2012		2013		2014		2015	
	C1	C2	C1	C2	C1	C2	C1	C2
En MW	4		-473		-663		-927	-8
En TWh	0,03		-2,0		-2,9		-4,0	-0,04
% par rapport au volume livré au semestre précédent	0,1 %		-7,1 %		-9,3 %		-41,6 %	-1,3 %

Source : CRE

Alors que l'introduction du guichet infra-annuel avait plutôt vocation à répondre à la problématique d'évolution en cours d'année des portefeuilles des fournisseurs de petits consommateurs, en pratique, les ajustements du niveau d'ARENH à mi-année ont essentiellement concerné les fournisseurs de grands consommateurs et de pertes, comme l'indique le Tableau 1. Les grands consommateurs ont pourtant majoritairement comme pratique de contractualiser leurs achats d'électricité sur des années calendaires, correspondant à leur exercice budgétaire.

Les seuls ajustements en cours d'année concernant les petits consommateurs ont été réalisés au second semestre 2015. Trois fournisseurs ont utilisé le guichet de juillet pour annuler leur demande d'ARENH relative à cette catégorie de consommateurs.

Ainsi, la plupart des ajustements constatés au guichet de juillet depuis le début du dispositif semblent plutôt relever d'arbitrages par rapport aux prix de marché et non de réponse à des évolutions de portefeuille.

La CRE estime que ce constat pose la question de la pertinence du couple « guichet infra-annuel / clause de monotonie » et sur son efficacité. Ce point est abordé ultérieurement, au paragraphe 3.1.1.

### 1.2.3 Le montant des compléments de prix CP1, qui a nettement diminué entre 2011 et 2013, est nul depuis 2014

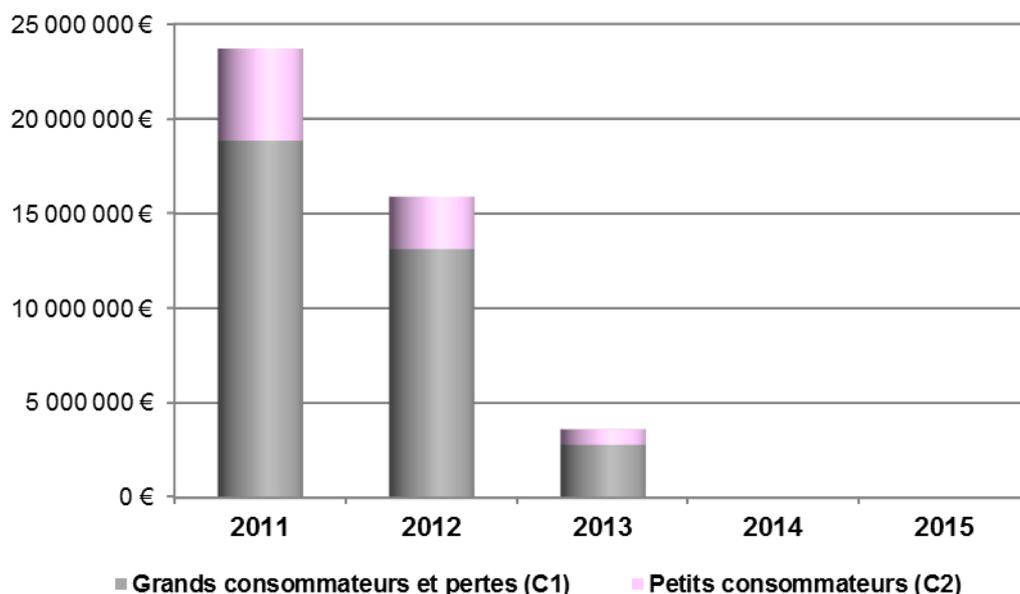
Chaque année, au mois de juin, la CRE calcule les compléments de prix CP1 et CP2 dont les fournisseurs doivent s'acquitter au titre de l'année calendaire précédente. À ce jour, six exercices de calcul du complément de prix ont été réalisés, portant sur les années 2011 à 2016.

Sur l'ensemble de ces exercices, une seule demande d'un fournisseur a été jugée excessive, au sens de l'article R. 336-34 du code de l'énergie, et a donné lieu à un complément de prix CP2. Ce complément de prix CP2 portait sur l'année 2012 et s'est élevé à 212 539 € (hors application du taux légal en vigueur prévue par les textes). En application des dispositions de l'article R. 336-37 du code de l'énergie, le montant du CP2 a été reversé à l'ensemble des fournisseurs bénéficiant de l'ARENH au titre de l'année 2012, au *pro rata* de leur droit théorique d'ARENH.

La Figure 7 récapitule le niveau des compléments de prix CP1 perçus par EDF au titre des années 2011 à 2015. Le complément de prix CP1 correspond au produit, par catégorie de consommateurs, de la référence de prix par la quantité excédentaire, tel que défini à l'article R. 336-35 du code de l'énergie.

<sup>21</sup> Il n'y a pas eu de demandes en cours d'année en 2016 et 2017.

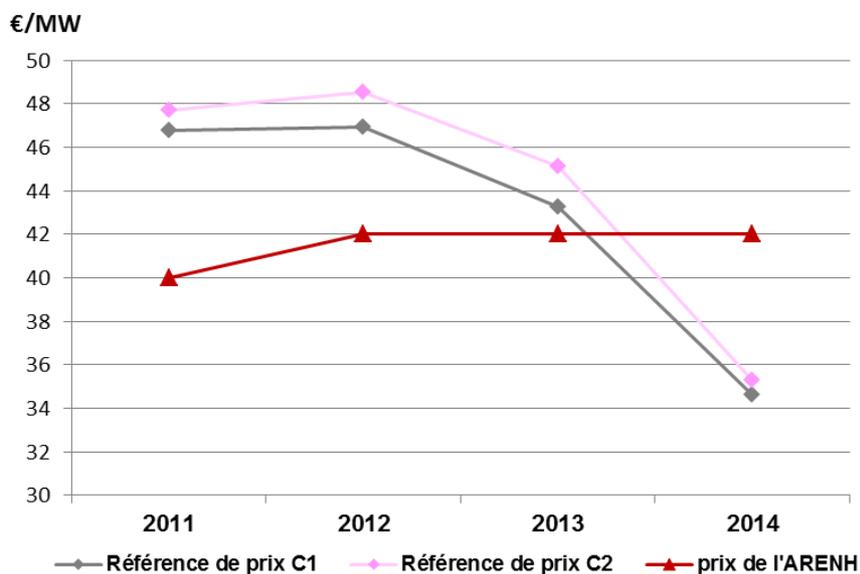
Figure 7 : Impact financier des compléments de prix CP1 depuis 2011 par catégorie de consommateurs



Source : CRE

Le montant des compléments de prix CP1 a nettement diminué entre 2011 et 2014. En 2014 et en 2015, aucun complément de prix n'a été reversé à EDF car le prix de référence pour le calcul du complément de prix<sup>22</sup> était inférieur au prix de l'ARENH (cf. Figure 8). En l'absence de livraison d'ARENH en 2016, aucun complément de prix n'a été calculé.

Figure 8 : Évolution du prix de référence pour le calcul du terme CP1



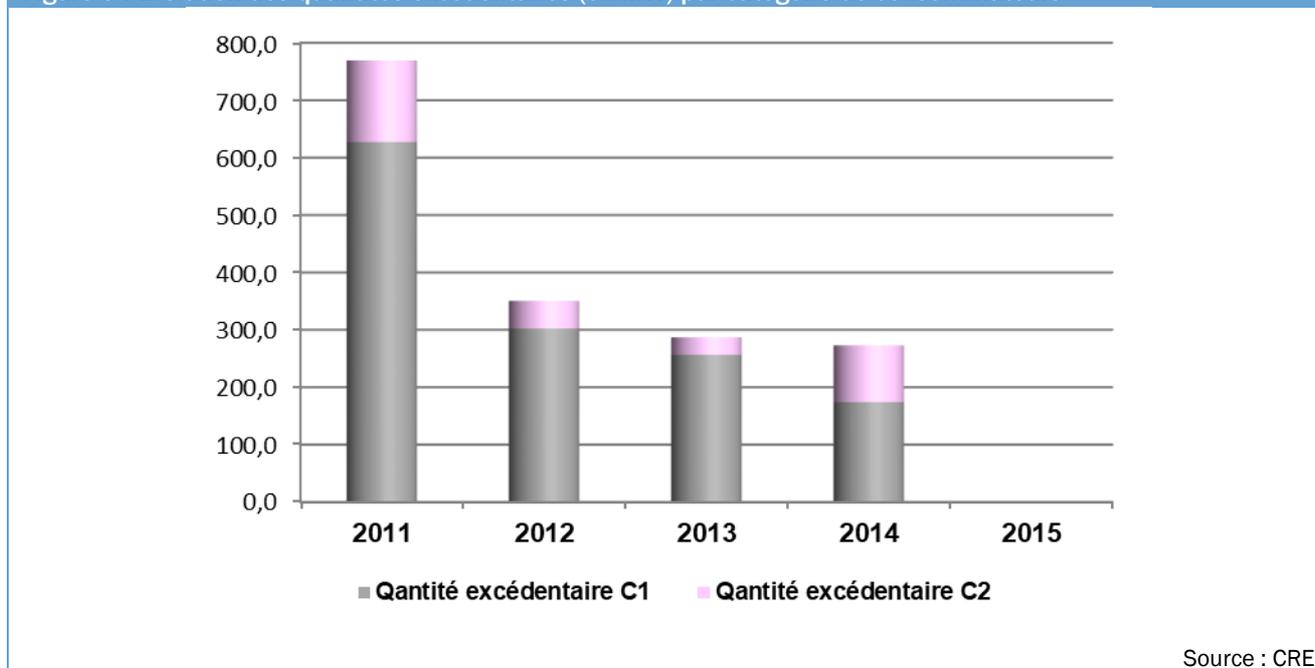
Source : CRE

La baisse du montant des CP1 au cours des premières années s'explique par deux phénomènes :

- d'une part, la différence entre le prix de référence et le prix de l'ARENH s'est progressivement réduite, avant de devenir négative en 2014 (cf. Figure 8), ce qui explique en grande partie les diminutions des compléments de prix calculés sur 2013 et 2014 ;

<sup>22</sup> La référence de prix de marché, appliquée pour le calcul du terme CP1 défini à l'article R. 336-35 du code de l'énergie, correspond à la moyenne des prix de marché spot observés chaque heure de l'année pondérée par les coefficients de modulation du produit ARENH.

- d'autre part, les quantités excédentaires d'ARENH ont diminué, comme l'indique la Figure 9, en raison de l'effet probable d'apprentissage des fournisseurs alternatifs (amélioration de la prévision des volumes de ventes), de la moindre attractivité de l'ARENH dans un contexte de prix de marché en baisse (les prix de marché sont restés proches du prix de l'ARENH au second semestre 2013 et au cours de l'année 2014 avant de chuter à la fin de l'année 2014), mais surtout, pour l'année 2012, de la diminution de la marge de tolérance, qui est passée de 20 % en 2011 à 10 %<sup>23</sup>.

Figure 9 : Évolution des quantités excédentaires (en MW) par catégorie de consommateurs<sup>24</sup>

Le Tableau 2 présente la dispersion, selon les années et les catégories de consommateurs, des demandes d'ARENH excédentaires, aussi appelées par la suite « sursouscriptions ».

Tableau 2 : Dispersion des « sursouscriptions »

	Moyenne pondérée des volumes			Écart-type pondéré des volumes		
	C1	C2	Total	C1	C2	Total
2011	11,4 %	14,6 %	11,9 %	6,5 %	1,1 %	6,1 %
2012	5,2 %	3,6 %	4,9 %	2,5 %	2,9 %	2,6 %
2013	1,1 %	2,1 %	1,3 %	7,3 %	1,2 %	6,7 %
2014	-2,5 %	7,4 %	-1,0 %	12,7 %	0,1 %	11,7 %

Source : CRE

Afin d'éviter d'être pénalisés par un complément de prix CP2, les fournisseurs disposent d'une marge de tolérance égale au maximum de 5 MW et de 10 % de leur consommation constatée moyenne. Au démarrage du dispositif, pour la première période de livraison ARENH, la marge de tolérance avait été établie au maximum de 10 MW et de

<sup>23</sup> Les fournisseurs sont en effet incités, par construction, à demander *ex ante* des volumes d'ARENH supérieurs à leur prévision de droits, à hauteur de la moitié de la marge de tolérance, dans un contexte où les prix de marché sont supérieurs au prix de l'ARENH. L'incitation naît du fait que, étant pénalisés par des sursouscriptions, mais n'étant pas compensés pour des demandes insuffisantes, les fournisseurs cherchent à symétriser le risque d'aléas en demandant un niveau d'ARENH intermédiaire entre les deux bornes de la tolérance, ainsi que la CRE l'explique dans sa délibération du 3 mars 2011 portant avis sur le projet de décret pris pour application de l'article 4-1 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 fixant les modalités d'ARENH.

<sup>24</sup> Aucune demande d'ARENH n'a été faite sur 2016 et les calculs des compléments de prix pour l'année 2017 seront effectués au cours du deuxième semestre de l'année 2018.

20 % afin de réduire les risques pesant sur les fournisseurs découvrant alors le dispositif. Ainsi, les fournisseurs disposant d'un portefeuille de faible volume peuvent, tout en ne dépassant pas cette marge de tolérance, avoir une demande excédentaire importante (par exemple, un fournisseur qui demande 5 MW d'ARENH alors qu'il ne peut prétendre qu'à 0,1 MW ne serait pas pénalisé alors qu'il présente une demande excédentaire de 5 000 %).

Pour s'affranchir de ce biais dans la présentation des résultats du Tableau 2 ci-dessus, la CRE a procédé au retraitement des demandes en annulant l'effet de celles pour lesquelles la marge de tolérance était de 5 MW (ou 10 MW pour l'année 2011), ce qui correspond à n'enlever, en moyenne sur les 4 années, que 2,5 % du volume total.

Les fournisseurs ont, en moyenne, surestimé leurs droits de 11,9 % la première année puis de 4,9 % en 2012 avec toutefois une importante dispersion au sein des fournisseurs et des catégories de consommateurs. Une demande moyenne excédentaire proche de 10 % la première année puis de 5 % les années suivantes était attendue. En effet, le dimensionnement du dispositif ARENH incite les fournisseurs à sur-souscrire à hauteur de la moitié des volumes autorisés par la marge de tolérance, dans un contexte où les prix de marché sont supérieurs à l'ARENH, comme exposé précédemment.

À compter de 2013, la moyenne des sursouscriptions baisse fortement (elle s'élève à 1,3 % en 2013) et devient même négative en 2014 (-1 %), année pour laquelle les fournisseurs ont demandé, dans l'ensemble, des volumes d'ARENH inférieurs à leurs droits théoriques. Ces baisses sont vraisemblablement liées à la diminution des prix de marché à terme, qui se sont fortement approchés du prix de l'ARENH. Alors qu'en 2011 et 2012 l'attractivité de l'ARENH incitait les fournisseurs à maximiser les quantités demandées, la baisse des prix de marché a permis aux fournisseurs de diversifier leurs stratégies de couverture, qui ne reposaient alors plus uniquement sur un approvisionnement à l'ARENH pour les volumes concernés.

#### 1.2.4 Gestion des flux financiers et de la facturation par la CDC

La Caisse des dépôts et consignations assure la gestion administrative, comptable et financière du fonds ARENH. L'article R. 336-21 du code de l'énergie précise que la CDC est chargée « *de la facturation et du recouvrement des sommes dues par les fournisseurs ou demandées au titre des garanties conformément aux termes de celles-ci, de la constatation des éventuels défauts de paiement des contributeurs et de la mise en œuvre, le cas échéant, des garanties* ». La partie suivante fait le bilan des flux financiers gérés par la CDC au nom et pour le compte d'EDF et des frais liés à la gestion du fonds ARENH.

L'article R. 336-23 du code de l'énergie dispose que « *la Caisse des dépôts et consignations soumet, chaque année, à la Commission de régulation de l'énergie le montant prévisionnel de sa rémunération et des frais exposés pour la gestion du fonds au titre de l'année suivante. Après approbation par la Commission de régulation de l'énergie, ce montant est facturé mensuellement par douzième, au cours de l'année sur laquelle porte la prévision, à chaque fournisseur proportionnellement à la quantité de produit cédée.*

*La Caisse des dépôts et consignations communique chaque année à la Commission de régulation de l'énergie, pour validation, le montant, constaté l'année précédente, de sa rémunération et des frais supportés dans le cadre de la gestion du fonds.*

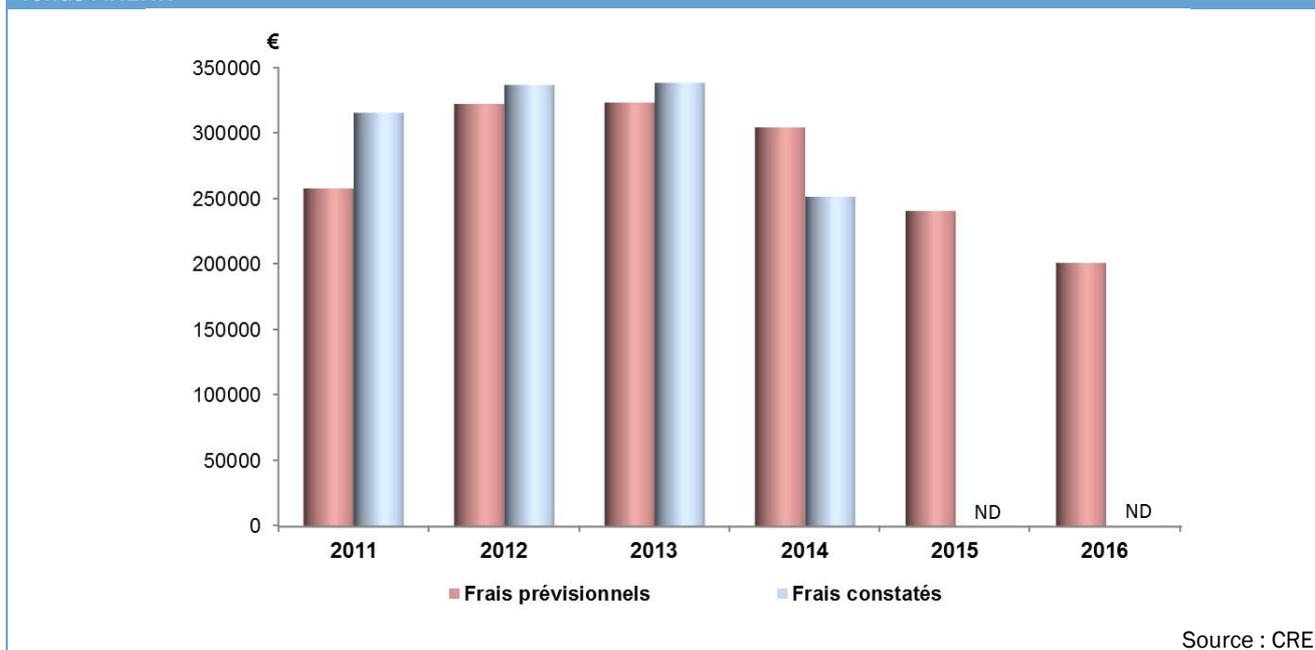
*Si les sommes effectivement perçues des fournisseurs au titre de l'année précédente sont inférieures au montant validé par la Commission de régulation de l'énergie, une régularisation est effectuée en une seule fois auprès de ceux-ci, qui versent les sommes dues sur le compte mentionné à l'article R. 336-21. En cas de défaut de paiement, la garantie est appelée conformément aux dispositions de l'article R. 336-27.*

*Dans le cas inverse, la Caisse des dépôts et consignations impute le trop-perçu sur les charges devant être exposées l'année qui suit l'année suivante ».*

La Figure 10 présente l'évolution des frais prévisionnels et constatés supportés par la Caisse des Dépôts et Consignations dans le cadre de la gestion du dispositif ARENH au cours des premières années de fonctionnement du dispositif. Les délibérations portant approbation des frais prévisionnels et validation des frais constatés sont publiées sur le site internet de la CRE.

Ces frais intègrent les coûts de gestion opérationnelle et comptable ainsi que les frais de développement informatique, en particulier pour la gestion de la facturation.

Figure 10 : Évolution des frais supportés par la Caisse des dépôts et consignations dans le cadre de la gestion du fonds ARENH

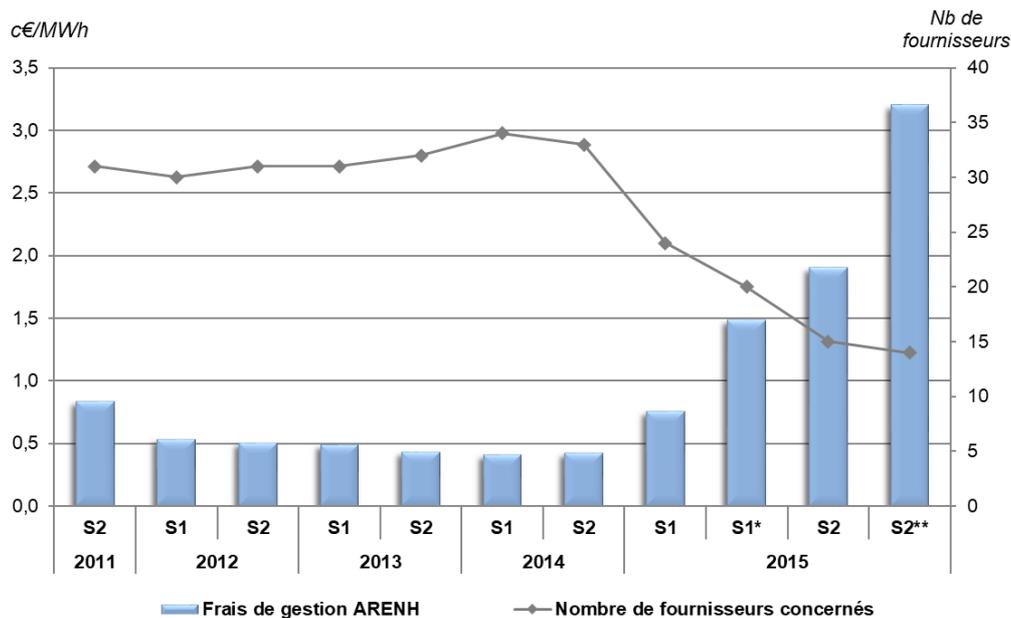


Les montants prévisionnels et constatés supportés par la CDC, en légère augmentation entre 2011 et 2013, ont diminué à compter de l'année 2014. En 2014, le montant constaté des frais a été réduit de 26 % par rapport au niveau des années précédentes. Les montants prévisionnels pour 2015 et 2016 sont également en forte baisse (-21 % prévus en 2015 et - 17 % en 2016).

Lors des trois premières années, les frais constatés ont excédé les frais prévisionnels, ce qui a donné lieu à une régularisation auprès des fournisseurs au mois de juillet suivant. En 2014, le montant des frais définitifs a été sensiblement inférieur au montant des frais prévisionnels pour la première fois depuis la mise en place du dispositif ARENH, en raison d'une révision en 2014 du coût complet du jour-homme facturé par la Caisse des Dépôts et Consignations. Conformément à l'article R. 336-23 du code de l'énergie, la CRE déduira le trop-perçu des frais prévisionnels exposés par la Caisse des dépôts et consignations pour l'année 2016, réduisant ainsi l'enveloppe globale à recouvrer auprès des fournisseurs qui demandent de l'ARENH pour l'année 2016.

La Figure 11 illustre l'évolution des frais supportés par les fournisseurs alternatifs au titre de la gestion du dispositif ARENH. Ces frais, payés mensuellement au prorata de la quantité d'ARENH cédée, ont considérablement augmenté en 2015 malgré la baisse observée des frais de la CDC. Cela s'explique par la baisse des volumes d'ARENH livrés au cours de l'année 2015, accentuée par les résiliations des accords-cadres de certains fournisseurs. Les frais qui s'établissaient à moins de 0,5 c€/MWh en 2013 et 2014, ont atteint plus de 3 c€/MWh au second semestre 2015. Les fournisseurs ayant continué de bénéficier de l'ARENH en 2015 ont ainsi vu leurs mensualités augmenter de façon significative.

Figure 11 : Évolution des frais de gestion du fonds ARENH supportés par les fournisseurs (en €/MWh)



\*4 fournisseurs ont résilié leurs accords-cadres au cours du premier semestre 2015

\*\*un fournisseur a résilié son accord-cadre au cours du premier semestre 2015

Source : CRE

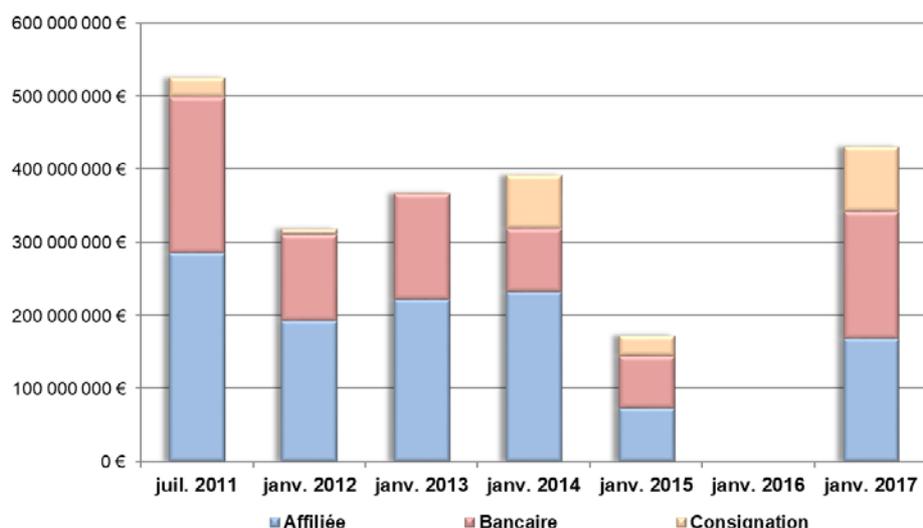
Au moins vingt jours avant le début de chaque période de livraison, la CRE notifie à la CDC les montants dus par chaque fournisseur pour l'achat d'électricité au titre de l'ARENH pour la période de livraison à venir (article R. 336-25 du code de l'énergie). L'article 9.1 de l'accord-cadre figurant en annexe de l'arrêté du 28 avril 2011, modifié par l'arrêté du 14 novembre 2016, précise que « Les défauts de paiement de l'Acheteur sont garantis par une Garantie annuelle. La Garantie annuelle mentionnée au premier alinéa du présent article peut être constituée au maximum de deux garanties. La Garantie doit parvenir au plus tard à la CDC douze (12) jours avant le début de livraison de la Cession annuelle d'électricité ».

La Figure 12 présente l'évolution du montant des garanties des fournisseurs alternatifs en fonction de leur nature (garantie bancaire, garantie affiliée ou consignation). La baisse significative du montant total des garanties entre la première et la deuxième période de livraison s'explique par la modification du mode de calcul du montant des garanties suite à la révision de l'accord-cadre<sup>25</sup>. Depuis le guichet de janvier 2012, le montant des garanties correspond à une fois et demie la valorisation au prix de l'ARENH du volume mensuel moyen d'électricité livrée hors taxes alors qu'il était égal à deux fois la valorisation au prix de l'ARENH du volume mensuel d'électricité maximum toutes taxes comprises pour la première période de livraison.

Les fournisseurs alternatifs ont majoritairement choisi des garanties affiliées ou des garanties bancaires.

<sup>25</sup> Arrêté du 4 juillet 2011 portant modification de l'arrêté du 28 avril 2011 pris en application du II de l'article 4-1 de la loi n° 2000-108 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité.

Figure 12 : Ventilation des garanties par catégorie (garantie bancaire, garantie affiliée ou consignation)



Source : Caisse des dépôts et Consignations – Analyse : CRE

Lors des premiers guichets, la CDC a rencontré des difficultés à obtenir des garanties conformes auprès des fournisseurs. Les garanties envoyées par les garants soulevaient parfois des questions de conformité avec l'accord-cadre signé avec EDF. Néanmoins, après quelques échanges avec la CDC, la plupart des garanties ont pu être constituées dans les temps par les fournisseurs demandeurs d'ARENH. Depuis le démarrage du dispositif, une garantie a été refusée au guichet de juillet 2011, et deux au guichet de janvier 2017, ce qui a entraîné l'annulation des livraisons des volumes ARENH demandés par les fournisseurs concernés.

Afin d'améliorer les délais de transmission des garanties, la CDC et la CRE ont mis en place, à l'occasion du guichet de juillet 2013, un processus d'information des fournisseurs destiné à les sensibiliser sur la nécessité de produire des dossiers de garanties complets, respectant le modèle prévu par les textes réglementaires tout en anticipant les échéances courtes de constitution des garanties. Enfin, lors du guichet de juillet 2014, des formulaires-types élaborés par la CDC ont été transmis aux fournisseurs. Leur utilisation a permis de fluidifier les échanges entre les garants, les fournisseurs et la CDC.

Concernant les flux financiers de facturation, aucun impayé n'a été constaté par la CDC depuis le lancement de l'ARENH. Il est arrivé que des fournisseurs paient avec un léger retard par rapport aux délais prévus, les rendant redevables d'intérêts de retard à EDF. Le Tableau 3 présente le montant des intérêts de retards versés à EDF par la CDC au fil des années ainsi que le nombre de fournisseurs concernés.

Tableau 3 : Intérêts de retard sur la facturation de l'énergie livrée

	Montants des intérêts perçus	Nombre de fournisseurs concernés
2011	4 269 €	9 <sup>26</sup>
2012	21 125 €	13
2013	17 548 €	16
2014	45 419 €	15
2015	12 351 €	5
2016	0 €	0

Source : Caisse des dépôts et Consignations – Analyse : CRE

<sup>26</sup> Sur l'année 2011, il n'y a eu que 6 mois de livraison d'ARENH.

### 1.2.5 Prise en compte des pertes dans le dispositif

Depuis le début de l'année 2014, les gestionnaires de réseaux peuvent bénéficier d'ARENH pour la couverture de leurs pertes. Les droits ARENH des fournisseurs ayant conclu des contrats spécifiques avec les gestionnaires de réseaux sont alors augmentés de façon à tenir compte des quantités d'électricité fournies au titre des pertes.

Au total, 10 fournisseurs ont demandé de l'ARENH au titre de la livraison des pertes en 2014 ou en 2015, 8 en 2014 et 7 en 2015. En 2014, les volumes d'ARENH dédiés aux pertes représentaient en moyenne 75 % de la demande d'ARENH de ces fournisseurs sur la catégorie C1. Ce chiffre est resté stable au premier semestre 2015 avant d'atteindre 88 % au second semestre 2015. En effet, comme l'indique la Figure 5, les demandes d'ARENH ont subi une baisse importante au second semestre 2015, baisse qui a moins affecté les pertes que les autres catégories de consommateurs. Les pertes, qui représentaient environ 16 % des volumes totaux d'ARENH en 2014, représentaient 41 % des volumes au 1<sup>er</sup> semestre 2015 puis 74 % des volumes au second semestre 2015.

Au titre de l'année 2017, 0,7 TWh d'ARENH ont été commandés pour l'approvisionnement des pertes (4 fournisseurs).

#### Bilan des appels d'offres des gestionnaires de réseaux pour la livraison de leurs pertes via l'ARENH

En application des dispositions des articles L. 321-11 et L. 322-9 du code de l'énergie le gestionnaire du réseau public de transport et les gestionnaires des réseaux publics de distribution négocient librement avec les producteurs et les fournisseurs de leur choix les contrats nécessaires à la couverture des pertes sur le réseau qu'ils exploitent « selon des procédures concurrentielles, non discriminatoires et transparentes, telles que notamment des consultations publiques ou le recours à des marchés organisés. »

Les gestionnaires de réseaux ont débuté leur achat d'énergie dans le cadre du dispositif ARENH en 2013. Les consultations des gestionnaires de réseaux portaient alors sur la livraison des pertes pour l'année 2014 et les années suivantes. La CRE a établi un bilan des consultations publiques menées par les gestionnaires de réseaux pour l'achat des pertes dans le cadre du dispositif ARENH pour ces deux années et a observé que le nombre de fournisseurs répondant aux consultations spécifiques ARENH est resté limité par rapport au nombre habituel de contreparties répondant aux consultations publiques de RTE et d'Enedis destinées à couvrir leurs pertes.

**Tableau 4 : Nombre de fournisseurs ayant répondu aux consultations pour la couverture des pertes d'Enedis et de RTE en 2013 et 2014**

	RTE		Enedis	
	2013	2014	2013	2014
Nombre de consultations ARENH	5	1	5	3
Nombre de fournisseurs répondant aux consultations ARENH	10	3	6	4
Nombre de fournisseurs répondant aux consultations sans ARENH	18	15	14	35

Source : CRE

Sur le territoire des ELD (Gérédis et URM), seuls trois fournisseurs ont répondu aux consultations ARENH. Les autres fournisseurs alternatifs interrogés ont affirmé ne pas avoir été informés de la tenue de ces consultations.

Au cours de l'année 2013, la CRE a interrogé certains fournisseurs ayant participé aux consultations des GRD. Les fournisseurs interrogés se sont montrés relativement satisfaits du déroulement des consultations menées par RTE et Enedis. Ils ont néanmoins soulevé des difficultés pour la fourniture des pertes et évoqué des difficultés spécifiques aux règlements de consultation de certaines ELD.

Les fournisseurs regrettent notamment que les conditions de qualification des fournisseurs, nécessaires pour répondre à l'appel d'offres, soient aussi exigeantes alors qu'ils ont déjà dû prouver leur solidité pour obtenir l'autorisation d'acheter de l'électricité pour revendre aux gestionnaires de réseaux pour leurs pertes et pour être éligibles à l'ARENH.

La remarque principale concerne cependant les délais de paiement, qui correspondent à ceux des consultations portant sur des produits de marché, mais sont différents de ceux définis dans le cadre du dispositif ARENH pour le

paiement du fournisseur à EDF. Ceci génère des problèmes de trésorerie importants pour les fournisseurs alternatifs.

Concernant les consultations des ELD, les règlements des consultations apparaissent peu clairs pour les fournisseurs, notamment s'agissant de la fixation de l'offre de prix et des critères de choix.

Depuis la fin du mois de mai 2013, la CRE a observé un fort ralentissement des consultations spécifiques ARENH menées par RTE et Enedis du fait de la baisse des prix de marché. Les achats effectués par RTE et Enedis dans le cadre des contrats spécifiques ARENH portaient sur des volumes bien inférieurs à la quantité annuelle correspondante qui leur a été notifiée.

En fin d'année 2017, de nouvelles consultations spécifiques ARENH se sont tenues, ce qui a donné lieu à une augmentation des demandes d'ARENH dédiées à l'approvisionnement des pertes pour l'année 2018.

## 2. CONSEQUENCES DU DISPOSITIF SUR LES MARCHES DE GROS ET DE DETAIL

### 2.1 La mise en place de l'ARENH a eu un impact sur les marchés de gros, tant sur le niveau des volumes échangés que sur la formation des prix

L'ARENH permet aux fournisseurs de s'approvisionner en électricité pour une partie de la consommation de leur portefeuille de clients en France métropolitaine continentale. À ce titre, il s'apparente à un produit de gros et peut se substituer à l'achat d'électricité sur les marchés de gros.

La mise en place de l'ARENH a ainsi eu un impact sur ces marchés, tant sur le niveau des volumes échangés que sur la formation des prix. Ces effets ont été analysés par la CRE dans le cadre de sa mission de surveillance des marchés de gros d'électricité.

#### 2.1.1 L'ARENH a entraîné une baisse des volumes échangés sur les marchés de gros

En 2011, lors du début de la mise en œuvre de l'ARENH, une légère baisse des volumes échangés sur les marchés a pu être observée. La CRE, dans son rapport sur le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité, du CO2 et du gaz naturel 2012-2013, notait :

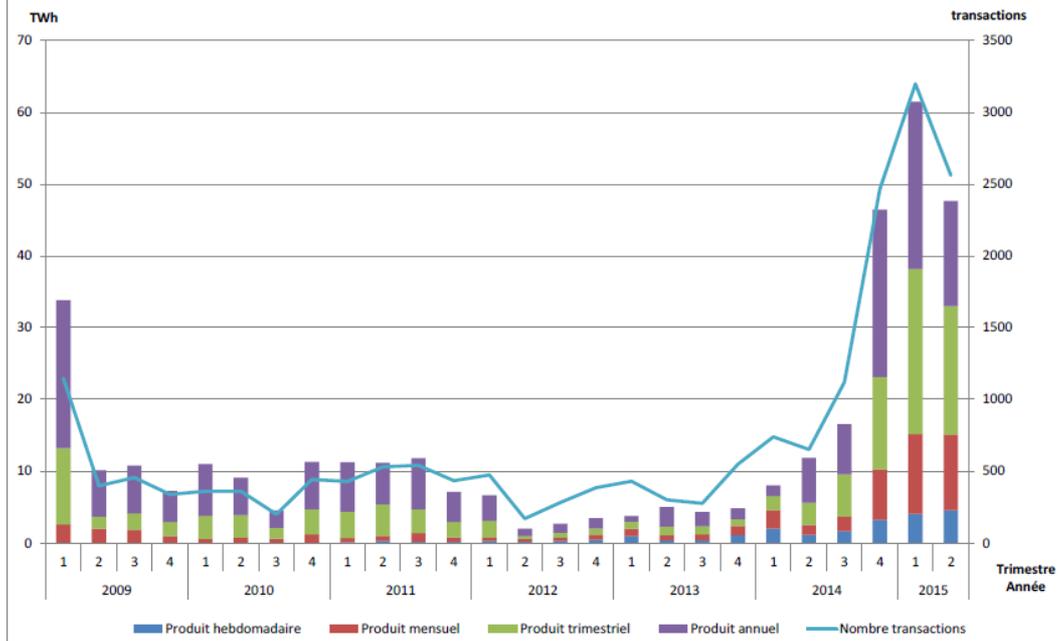
*« Au cours de l'année 2012, les volumes échangés sur les marchés de gros intermédiés de l'électricité ont reculé de 17 % par rapport à 2011, pour s'élever à 578 TWh. Ce recul est pour l'essentiel constaté sur les marchés à terme. Cohérent avec le niveau de l'activité économique en 2012, il peut également être relié à un moindre recours au marché depuis la mise en place de l'ARENH ainsi qu'à la fin du dispositif des enchères VPP »*

Par sa forme et ses modalités d'attribution, le produit ARENH s'apparente plutôt à un produit calendaire de base. Ainsi, la souscription de volumes d'ARENH est venue se substituer à l'achat de ces mêmes volumes sur les marchés, et particulièrement sur le marché à terme calendaire base.

Les graphiques suivants illustrent la légère diminution des volumes échangés sur les marchés à terme au démarrage du dispositif. Il ressort également de ces graphiques que la baisse importante des prix de marché de gros amorcée fin 2014 a considérablement accru l'attractivité du marché de gros, que les fournisseurs ont peu à peu substitué à l'ARENH dans leur approvisionnement. L'impact en termes de volumes de produits échangés sur les marchés est nettement plus marqué que lors de la mise en œuvre du dispositif en juillet 2011<sup>27</sup>.

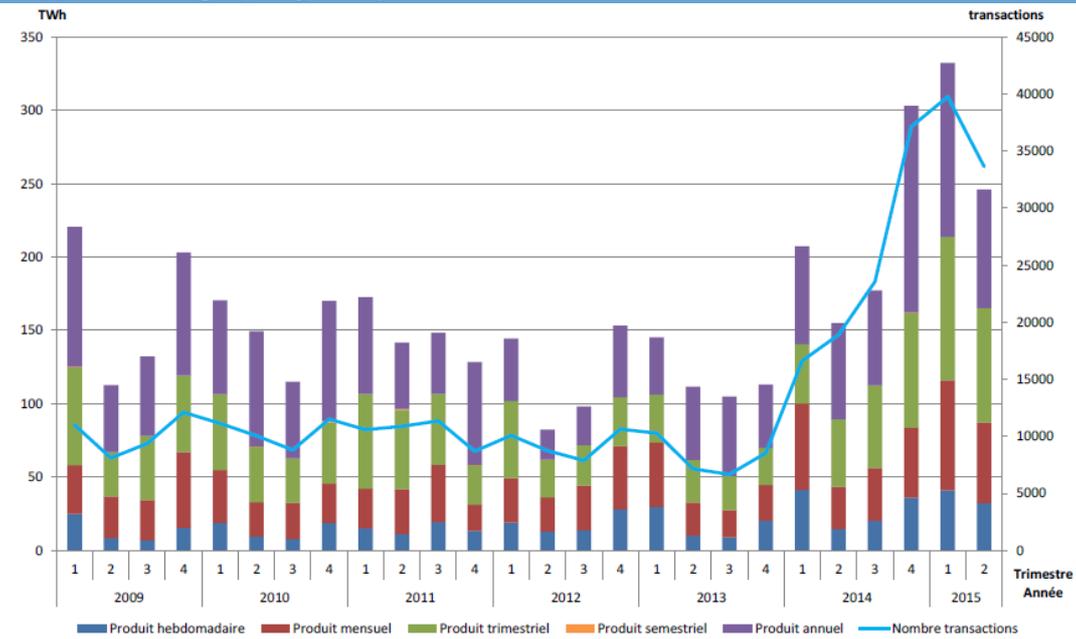
<sup>27</sup> Ceci peut s'expliquer par le fait qu'il existait sans doute un certain nombre de contrats bilatéraux hors marché avant la mise en place de l'ARENH, qui se substituaient déjà au marché de gros, et que ces contrats se sont éteints pendant la période étudiée (par exemple les contrats AOF ou VPP).

Figure 13 : Volumes échangés par type de produit et nombre de transactions sur les bourses



Source : CRE

Figure 14 : Volumes échangés par type de produit et nombre de transactions sur le marché intermédiaire de gré à gré



Source : CRE

## 2.1.2 L'ARENH a pu influencer la formation des prix de marché

### 2.1.2.1 Lors de la baisse des prix du produit calendaire de base, des phénomènes d'adhérence au niveau du prix de l'ARENH ont pu être observés en 2013 et 2014

Dans son rapport sur le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité, du CO2 et du gaz naturel en 2013-2014, la CRE a analysé les transactions, le comportement des acteurs et le lien entre les prix constatés sur les marchés à terme et le prix de l'ARENH. Cette étude s'est appuyée sur les analyses recueillies auprès de 21 acteurs impliqués dans le mécanisme ARENH (fournisseurs alternatifs, industriels, EDF, gestionnaires de réseaux) ou actifs sur les marchés de gros et particulièrement sur le produit calendaire 2014 (acteurs financiers, utilities, etc.)

Sur la base de ses analyses, la CRE a constaté que les comportements conjugués des acteurs bénéficiaires de l'ARENH et du fournisseur historique EDF permettaient d'expliquer cette stabilisation du prix du produit calendaire de base Y+1 autour de 42 €/MWh.

Alors que la faible liquidité des marchés a pu favoriser ce phénomène d'adhérence, « la CRE n'a[vait] pas identifié [...] d'éléments susceptibles de caractériser une manipulation de marché sur les transactions effectuées en 2013 sur le produit calendaire 2014. » L'ensemble des acteurs ayant répondu à la consultation partagent l'analyse de la CRE quant à ce phénomène d'adhérence au prix de l'ARENH.

À partir de décembre 2014, les prix de marché se sont détachés de ce seuil de 42 €/MWh, ce qui a eu pour conséquence une nette diminution des demandes d'ARENH pour l'année 2015 et 2016.

Les produits à terme portant sur les années 2017 et 2018 ont, depuis, fait l'objet de fortes variations, principalement causées par des incertitudes pesant sur la disponibilité des centrales nucléaires pendant l'hiver. Il n'a néanmoins pas encore été observé de phénomène d'adhérence à 42 €/MWh de la même ampleur. Par ailleurs, la composante capacitaire incluse dans l'ARENH entre dorénavant en compte dans l'arbitrage des fournisseurs alternatifs entre l'ARENH et l'approvisionnement sur les marchés.

Dès lors, la souscription du produit ARENH doit être comparée à l'approvisionnement du même volume sur les marchés à la fois pour ses parts énergie et capacité. Une valeur capacitaire de 8,8 k€/MW permet de compenser une différence de l'ordre de 1 €/MWh entre les prix de marché et l'ARENH. Dès lors, sur les fondements d'un prix de la capacité égal au « prix administré » fixé à 40 €/kW<sup>28</sup>, l'attractivité de l'ARENH pourrait être améliorée de 4,6 €/MWh au maximum.

### 2.1.2.2 Les annonces d'évolutions des prix de l'ARENH ont eu un effet sur la formation des prix à terme

Le 15 octobre 2014, la CRE a publié son deuxième rapport sur les tarifs réglementés de vente d'électricité. Dans ce dernier, afin d'évaluer les niveaux futurs des tarifs réglementés de vente pour les petits consommateurs résultant de la construction tarifaire par empilement, la CRE a publié des hypothèses de niveau de prix de l'ARENH pour les années 2015 et 2016.

Ces hypothèses s'appuyaient sur la méthodologie de construction du prix de l'ARENH prévue dans le projet de décret sur lequel la CRE avait rendu un avis au cours de l'été 2014 et sur les chroniques de coûts les plus récentes dont elle disposait. La CRE avait évalué une « hausse du prix de l'ARENH de l'ordre de 2 €/MWh par an. »

Le lendemain de cette publication, des variations sensibles et inhabituelles ont été observées sur les marchés à terme sur les produits calendaires base Y+2 et Y+3<sup>29</sup>. Elles sont représentées dans le graphique ci-dessous.

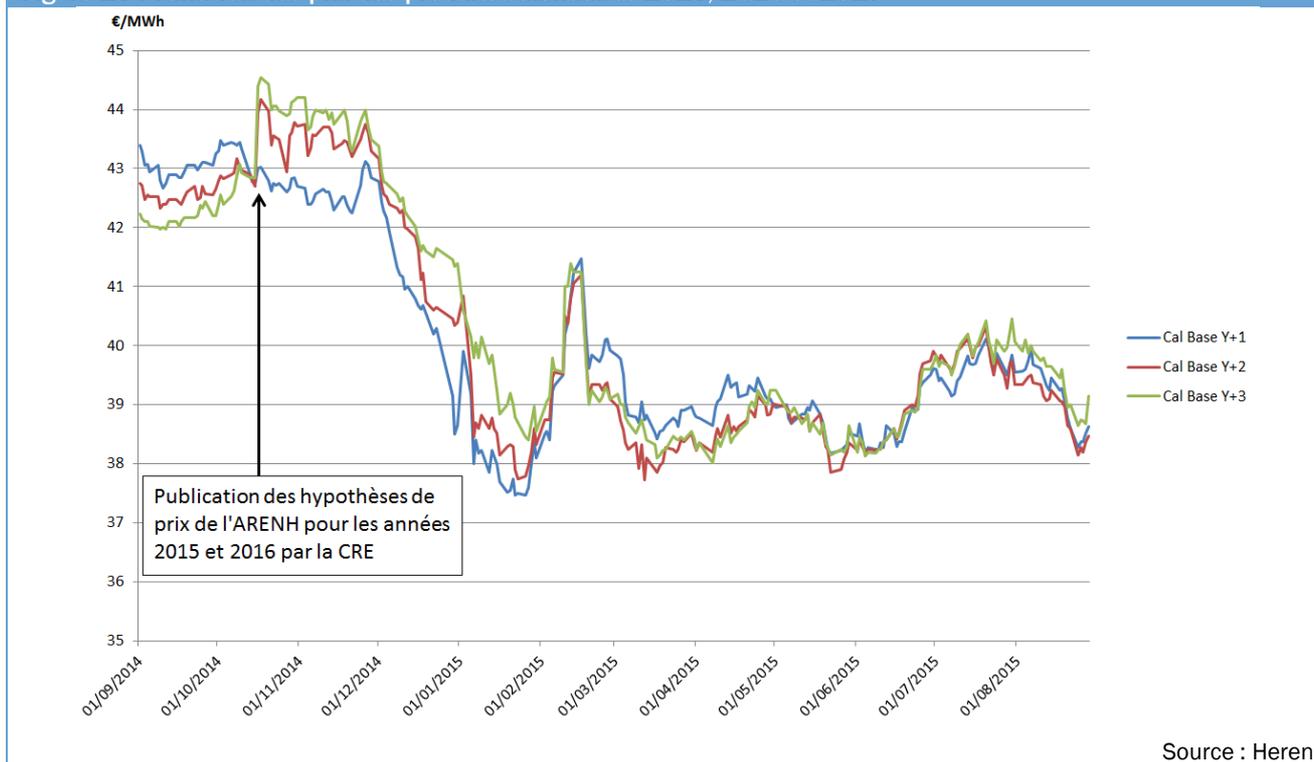
<sup>28</sup> Prix administré fixé pour les années 2018 et 2019. L'évolution de ce prix administré est connue pour les prochaines années et son niveau devra être défini par la CRE à partir de l'année 2021 :

Année de livraison (AL)	2017	2018	2019	2020	>2020
Plafond du prix administré (€/ MW)	20 000	40 000	40 000	60 000	A définir par la CRE

<sup>29</sup> Le 15/10/2014, les produits suivants ont augmenté :

- Hausse de 0,34 €/MWh pour le Y+1 (prix à 43 €/MWh), mais cette hausse n'est pas significativement supérieure aux variations qui peuvent être observées pour ce produit.
- Hausse de 1,26 €/MWh pour le Y+2 (prix à 44 €/MWh)
- Hausse de 1,72 €/MWh pour le Y+3 (prix à 44,5 €/MWh)

Figure 15 : Variation des prix des produits calendaires 2015, 2016 et 2017



Après cette hausse consécutive à l'annonce de la CRE, un écart constant s'est maintenu pendant quelques semaines entre le prix du produit Y+1 d'une part et ceux des produits Y+2 et Y+3 d'autre part. A partir du 26 novembre 2014, ces trois produits ont subi une même tendance baissière, avant de suivre des évolutions décorréliées des diverses hypothèses de prix de l'ARENH. Les évolutions postérieures à ces effets d'annonce ont été d'une ampleur plus importante que la hausse constatée au 15 octobre 2014.

En conclusion, la publication d'hypothèses prospectives de la CRE a eu un impact visible sur le marché à terme, au moins transitoirement, bien que limité au regard des évolutions qui sont intervenues par la suite sur ce même marché à terme. Tant que le cadre de fixation du prix de l'ARENH ne sera pas définitivement établi, la CRE fera preuve de la plus grande prudence lors de la publication d'éléments concernant son niveau de prix.

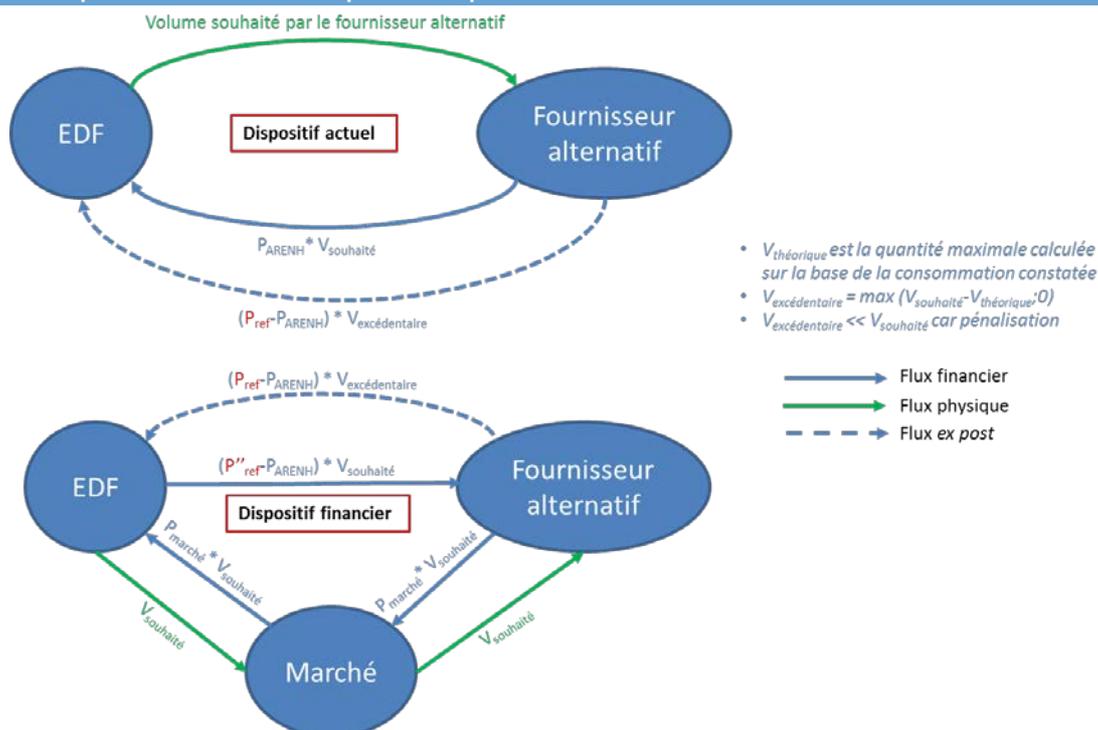
### La financiarisation de l'ARENH n'est pas une réponse satisfaisante aux effets que le dispositif a pu induire sur la formation des prix des marchés de gros de l'électricité

Dans son rapport 2013-2014 sur le fonctionnement des marchés de gros, la CRE avait indiqué qu'elle envisageait d'analyser la pertinence d'un dispositif reposant sur un règlement financier des achats ARENH plutôt que sur une livraison physique de l'énergie, notamment sur sa capacité à limiter les effets induits par l'ARENH sur les marchés de gros.

Dans la consultation menée pendant l'été 2015, la CRE a précisé la forme que pourrait prendre un mécanisme financier, et a interrogé les acteurs sur la pertinence d'un tel dispositif.

Dans un dispositif purement financier, les fournisseurs alternatifs auraient à approvisionner toute la consommation de leur portefeuille sur les marchés de gros puis seraient compensés financièrement par EDF. Un tel système pourrait prendre la forme d'un mécanisme dans lequel, en amont de la période de livraison, les fournisseurs effectueraient une demande à EDF d'un niveau d'ARENH en MW. EDF compenserait alors les fournisseurs mois par mois durant la période de livraison par rapport à une référence de prix. Une régularisation finale serait alors effectuée ex post une fois les consommations reconstituées.

Figure 16 : Représentation schématique des dispositifs



L'efficacité tant du dispositif actuel que du dispositif financier repose sur des références de prix qui doivent être finement définies.

Le dispositif actuel nécessite une référence de prix pour la régularisation *ex post*. Considérant que la vocation de la régularisation est de compenser la couverture des aléas des fournisseurs alternatifs, la CRE a défini en 2011 cette référence à partir des prix constatés sur le marché spot uniquement<sup>30</sup>.

Le dispositif financier envisagé ci-dessus nécessiterait l'établissement de deux références de prix. La première référence permettrait de calculer la compensation à effectuer par EDF au cours de la période de livraison ; elle aurait, selon toute vraisemblance, à refléter le mode d'approvisionnement des fournisseurs pour l'ensemble des volumes de leur portefeuille. La deuxième référence permettrait la régularisation *ex post* et répondrait à une logique similaire de celle du dispositif actuel. La définition de ces références de prix serait cruciale car elles influeraient sur le comportement des acteurs sur les marchés ainsi que sur la nature et le poids relatif des différents produits<sup>31</sup> échangés sur les marchés de gros.

Le dispositif financier induirait par ailleurs des besoins de trésorerie supplémentaires pour les fournisseurs alternatifs, susceptibles de soulever des problématiques concurrentielles.

Les réponses des acteurs à la consultation de 2015 ont permis de dégager un quasi-consensus<sup>32</sup> pour le maintien du système physique actuel, sous réserve d'adaptations mineures.

L'argument de l'égalité de traitement a été avancé par de nombreux acteurs, soulignant que seule une livraison physique en énergie comme en capacité permettait d'assurer une équivalence avec EDF lors de la construction des offres à destination des clients finals.

Les acteurs reprochent également au dispositif financier d'être aussi complexe que le dispositif actuel alors que ce dernier présente désormais l'avantage d'avoir été assimilé par les fournisseurs comme les consommateurs. Conserver un système physique permettrait de réduire l'instabilité réglementaire.

Les fournisseurs alternatifs considèrent par ailleurs que le système financier induit de nouveaux risques qui viendront se répercuter dans le niveau des offres sur le marché de détail.

<sup>30</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 15 décembre 2011 relative aux modalités de calcul du complément de prix défini dans le décret n° 2011-466 du 28 avril 2011 fixant les modalités d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique.

<sup>31</sup> Par exemple, si la référence s'appuyait sur des références de produits calendaires, les fournisseurs souhaitant se prémunir du risque prix pourraient répliquer la formule de prix afin d'être assurés de payer leur énergie au prix de l'ARENH. Ceci aurait pour conséquence d'« orienter » les volumes ARENH vers le marché des produits calendaires au détriment des autres maturités de produits de marché.

<sup>32</sup> Seul EPEXSPOT s'est prononcé en faveur d'un dispositif financier augmentant les volumes échangés sur les marchés.

Certains acteurs remettent également en question l'influence d'un tel dispositif sur le marché de gros. Selon eux, la formation des prix internalisera les régularisations futures en dépit des volumes supplémentaires échangés et l'existence d'une référence de prix pourrait figer artificiellement les comportements des parties prenantes.

L'absence de certitude quant à la capacité d'un dispositif financier d'améliorer la liquidité et la formation des prix sur les marchés, le fait qu'il soit aussi complexe que le dispositif physique ainsi que le besoin de stabilité réglementaire, conduisent la quasi-totalité des acteurs à soutenir le maintien d'un mécanisme physique, quitte à l'amender, plutôt que de créer un mécanisme financier.

La CRE partage cette appréciation et considère, à ce stade, que la transformation de l'ARENH en dispositif financier doit être écartée.

L'instruction de cette question pourrait être approfondie si un nombre suffisant d'acteurs considérait à l'avenir, notamment au regard de l'évolution du contexte, que la financiarisation pourrait constituer une amélioration du dispositif. Le cas échéant, sa capacité à améliorer le fonctionnement du marché de gros de l'électricité devra être rigoureusement démontrée. La CRE veillera, notamment, à ce qu'un tel dispositif ne présente pas les mêmes limites que celles du « TaRTAM », qui incitait les acteurs à se limiter à des transactions d'un nombre restreint de produits de marché afin de répliquer les formules de compensation.

Si une réflexion devait être menée en ce sens, une concertation avec les acteurs et les pouvoirs publics s'imposerait.

### **2.2 L'ARENH a contribué au développement de la concurrence sur le marché de détail**

L'objectif du dispositif ARENH, comme en dispose l'article L. 336-1 du code de l'énergie, est « *d'assurer la liberté de choix du fournisseur d'électricité tout en faisant bénéficier l'attractivité du territoire et l'ensemble des consommateurs de la compétitivité du parc électronucléaire français* ».

Parallèlement à la mise en place du dispositif, les dispositions de l'article L. 337-6 du code de l'énergie, issues de la loi NOME prévoient que les tarifs réglementés de vente de l'électricité sont progressivement, et au plus tard fin 2015, établis par empilement des coûts, incluant une part d'ARENH. Ces dispositions visent à rendre contestables les tarifs réglementés de vente, c'est-à-dire à permettre aux fournisseurs alternatifs, qui s'approvisionnent pour la plupart sur le marché de gros et à l'ARENH, de proposer des offres compétitives par rapport aux tarifs réglementés de vente.

Après quelques années d'augmentation des tarifs, traduisant la trajectoire haussière des coûts de production et de commercialisation d'EDF, le décret n° 2014-1250 du 28 octobre 2014 modifiant le décret n° 2009-975 du 12 août 2009 relatif aux tarifs réglementés de vente de l'électricité, entré en application à l'occasion du mouvement tarifaire de novembre 2014, est venu mettre en œuvre la méthodologie d'établissement des tarifs réglementés de vente par empilement.

La création de l'ARENH et le basculement vers une tarification par empilement reposant pour partie sur le prix de l'ARENH ont eu un effet sur le marché de détail, tant sur le développement de la concurrence sur les différents segments de clientèle que sur la structure des offres proposées aux clients.

#### **2.2.1 L'ARENH a influencé la construction des offres sur le marché de détail**

Dès sa création, l'ARENH a modifié la structure des offres sur le marché de détail. C'est ainsi que les offres de marché des fournisseurs alternatifs ont évolué pour, le plus souvent, intégrer une composante ARENH.

Néanmoins l'impact a été différent suivant le segment de clientèle considéré.

##### **2.2.1.1 Sur le segment des clients résidentiels et petits professionnels, l'ARENH a eu un impact sur le niveau des offres, mais pas sur leur structure**

Sur le marché des clients résidentiels et des petits professionnels, l'ARENH n'a eu que peu d'impact sur la structure des offres de marché.

En effet, les offres proposées par les fournisseurs restent majoritairement des offres à prix fixe ou des offres indexées sur les tarifs réglementés de vente. Ces clients, moins exigeants que les grands consommateurs professionnels, ne souhaitent pas nécessairement d'indexations complexes fondées sur l'ARENH et reflétant, tant en structure qu'en niveau, les modes d'approvisionnement de leur fournisseur.

De surcroît, les dispositifs actuels de comptage ne sont pas tous en mesure d'isoler les heures creuses ARENH, ce qui aurait pu permettre aux fournisseurs alternatifs d'adapter plus finement leurs offres aux différents profils de consommation en répercutant le droit ARENH de façon plus cohérente avec son mode de calcul.

Le déploiement des compteurs évolués Linky devrait, à cet égard, permettre aux fournisseurs de proposer de nouvelles offres aux consommateurs, tenant compte des heures de faible consommation nationale.

### **2.2.1.2 Sur le segment des clients professionnels (moyens et grands), l'ARENH a modifié plus profondément la structure des offres**

Sur ce segment, les fournisseurs estiment que l'ARENH est devenu un produit structurant des offres, dans le contexte où les prix de marché des gros étaient nettement supérieurs au prix de l'ARENH.

Pour les clients télérelevés, la répartition des heures creuses ARENH était alors généralement prise en compte dans l'établissement du prix de vente pour les différents postes horosaisonniers, induisant une plus grande saisonnalité des prix et incitant les consommateurs à adapter leurs consommations. Il ressort de la consultation publique que parmi les clients télérelevés qui se sont vus offrir le choix entre différentes formules de prix (prix fixe, indexé, barème « heures creuses ARENH »), seul un nombre limité a opté pour un barème ne reflétant pas directement la répartition des heures creuses ARENH au sein des différentes postes horosaisonniers.

*A contrario*, les offres destinées aux clients profilés prennent rarement en compte la répartition des heures creuses ARENH dans les différents postes, principalement en raison de l'impossibilité de les isoler avec un compteur à index.

Par ailleurs, les contrats en offre de marché pour les grands et moyens consommateurs se sont ajustés sur les années calendaires en raison, notamment, des échéances intrinsèques au dispositif ARENH.

Selon les fournisseurs, le manque de visibilité sur le prix de l'ARENH a induit une uniformisation des offres, en limitant la capacité des fournisseurs à proposer des offres pluriannuelles intégrant une composante ARENH. Les consommateurs souhaitant des offres pluriannuelles ou organisant des appels d'offres à moyen terme, comme certains établissements publics, soulignent la difficulté et le risque liés au choix d'un approvisionnement fondé en partie sur l'ARENH dans le cadre d'un contrat de fourniture de plusieurs années. L'indexation de ces offres sur un prix de l'ARENH inconnu mais qui sera répercuté *in fine* introduit une incertitude au moment de la sélection des offres.

### **2.2.1.3 Les appréciations des consommateurs recueillies lors de la consultation publique de la CRE sont globalement positives**

Selon le Comité de liaison des entreprises ayant exercé leur éligibilité (CLEEE), après une phase d'apprentissage, les grands consommateurs se sont familiarisés avec le fonctionnement du dispositif ARENH, les pratiques des fournisseurs et les différentes clauses régissant les contrats. Les consommateurs informés exigent notamment, la plupart du temps, de bénéficier de l'optionalité du dispositif, c'est-à-dire de la faculté d'être approvisionnés entièrement sur le marché de gros si celui-ci s'avère plus intéressant que l'ARENH.

Selon le CLEEE, l'optionalité peut être intégrée dans les offres de deux manières : en tant qu'option par défaut dont on peut sortir avant le guichet pour acheter au marché ou sous la forme d'une option à laquelle on peut faire appel après avoir souscrit une offre au marché. Par ailleurs, une tolérance plus importante que celle prévue par le complément de prix CP2 est souvent introduite dans les contrats afin de ne pas pénaliser les consommateurs en cas de consommation légèrement supérieure ou inférieure à celle prévue par le contrat, les fournisseurs bénéficiant d'un effet de foisonnement sur l'ensemble de leur portefeuille.

L'homogénéisation des offres est regrettée par certains fournisseurs de grands consommateurs, qui considèrent que l'espace économique laissé à la concurrence s'est significativement réduit. L'ARENH représentant plus de 90 % de l'approvisionnement en énergie de certains grands clients, la concurrence n'a pu s'exercer que sur les 10 % restants lorsque les prix de marché étaient élevés. Ceci est accentué par la volonté des grands consommateurs de bénéficier directement de l'optionalité et du prix de l'ARENH.

Le CLEEE considère toutefois qu'il existe une réelle concurrence entre les offres et que le niveau de marge est plus raisonnable que celui envisagé avant la mise en place du dispositif en 2010.

L'ensemble des fournisseurs alternatifs juge nécessaire qu'EDF réplique les conditions d'approvisionnement à l'ARENH dans ses propres offres de marché. EDF affirme construire ses offres selon les mêmes modalités que ses concurrents. Dans un contexte de prix de marché supérieurs à l'ARENH, EDF indique avoir répercuté les droits ARENH de ses clients dans le prix de ses offres.

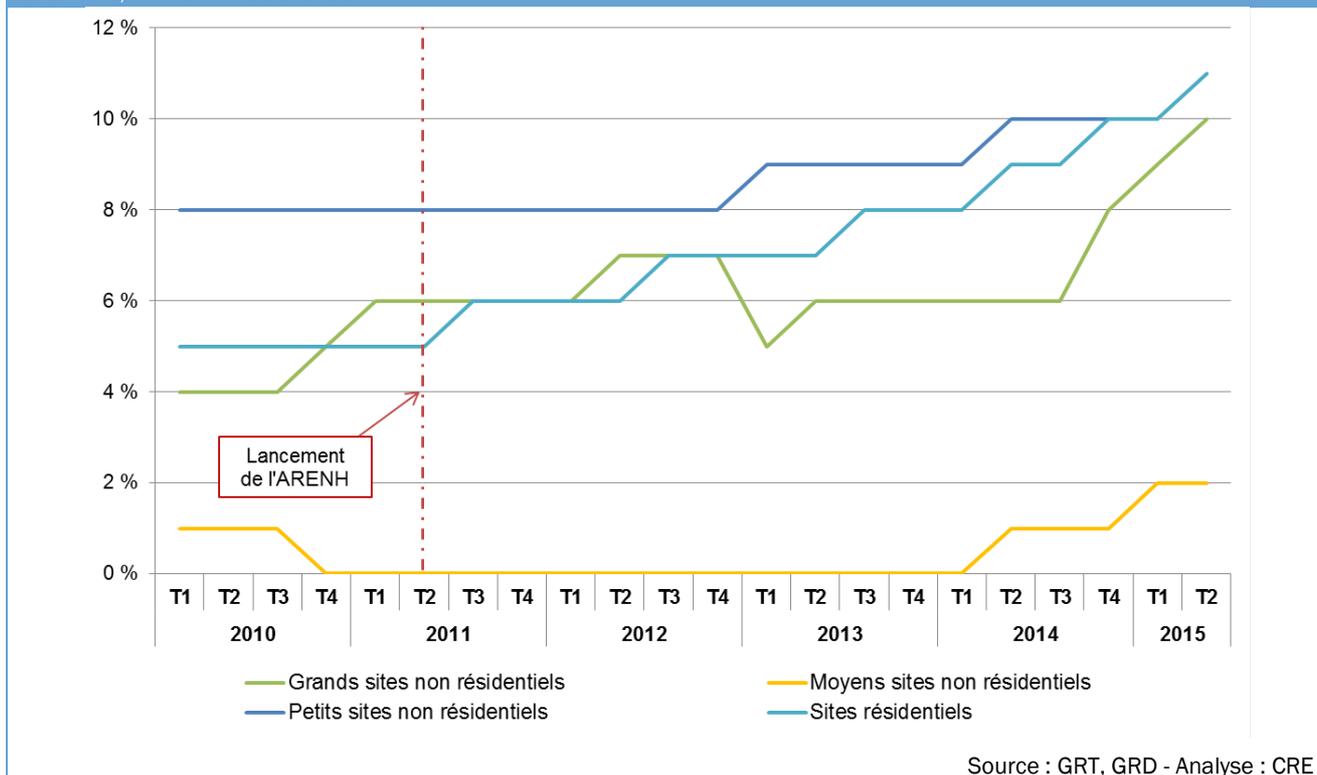
Depuis que les prix de marché de gros à terme sont passés en-dessous du niveau de l'ARENH, les offres intégrant une part ARENH se sont raréfiées, notamment pour les très grands consommateurs qui sont les plus sensibles aux prix. Dans ce contexte, EDF ne répercute plus la composante ARENH dans ses offres de marché.

### 2.2.2 Les acteurs considèrent que l'ARENH a permis de relancer la concurrence

Le dispositif ARENH a permis de dynamiser la concurrence sur le marché de l'électricité à une période où les prix élevés sur les marchés de gros ne permettaient pas aux fournisseurs alternatifs de s'approvisionner de façon compétitive. Ce développement reste néanmoins contrasté selon le segment de clients et globalement limité.

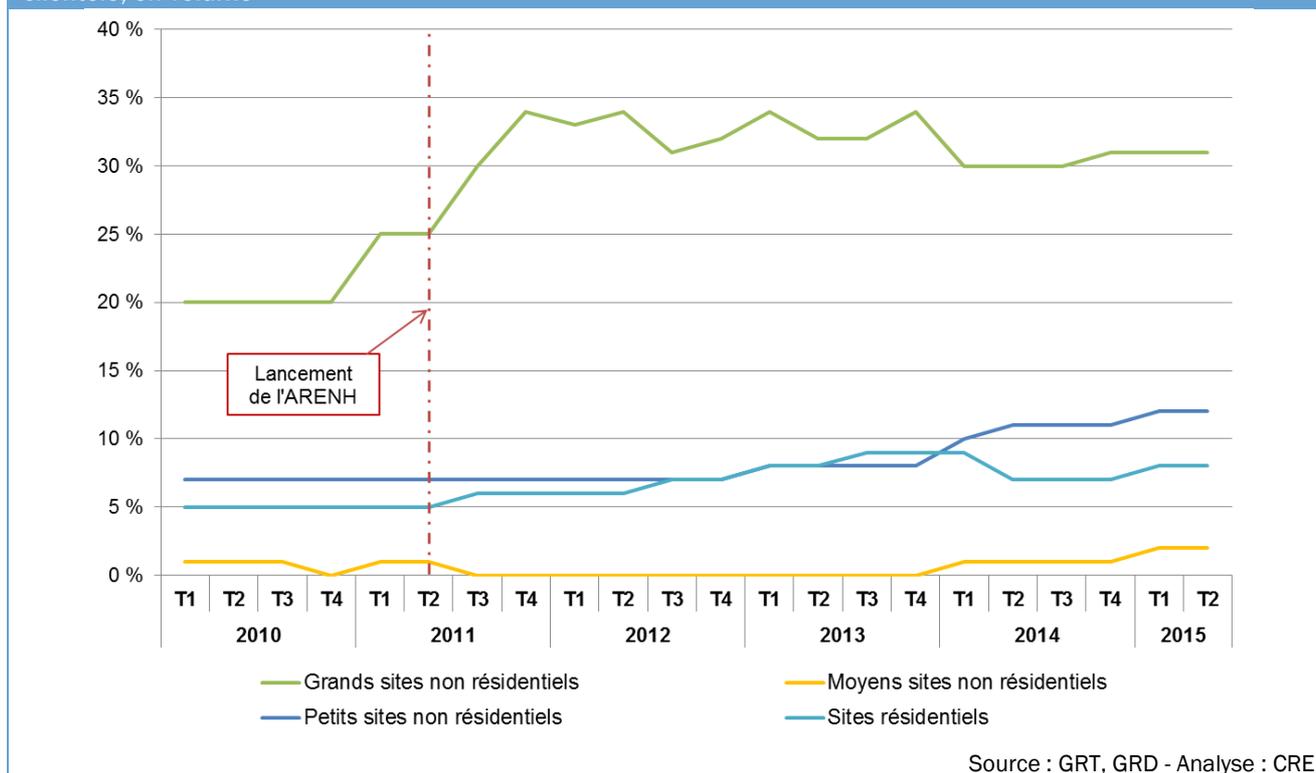
Les figures ci-dessous présentent l'évolution des parts de marché des fournisseurs alternatifs entre 2010 et 2015 sur les différents segments de clientèle : sites résidentiels, petits, moyens et grands sites non résidentiels<sup>33</sup>.

Figure 17 : Évolution entre 2010 et 2015 des parts de marché des fournisseurs alternatifs par segment de clientèle, en nombre de sites



<sup>33</sup> **Grands sites non résidentiels** : sites dont la puissance souscrite est supérieure ou égale à 250 kW. Ces sites sont des grands sites industriels, des hôpitaux, des hypermarchés, de grands immeubles etc. (consommation annuelle supérieure à 1 GWh en général). **Sites moyens non résidentiels** : sites dont la puissance souscrite est comprise entre 36 et 250 kW. Ces sites correspondent à des locaux de PME par exemple (consommation annuelle comprise en général entre 0,15 GWh et 1 GWh).

Figure 18 : Évolution depuis 2010 et 2015 des parts de marché des fournisseurs alternatifs par segment de clientèle, en volume



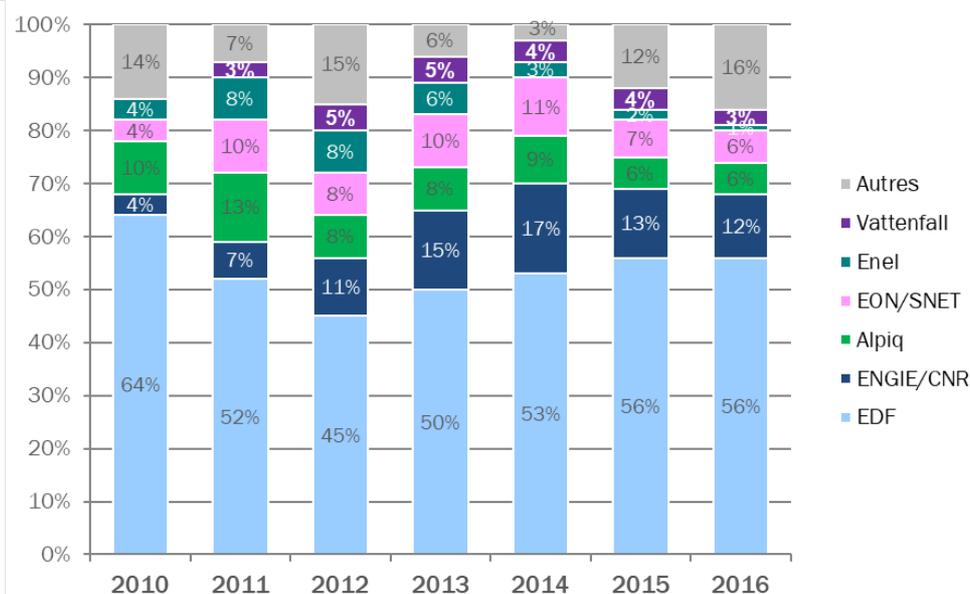
Sur la période 2010-2015, l'ARENH et la convergence progressive des tarifs réglementés vers l'empilement des coûts ont permis aux fournisseurs de bénéficier de conditions d'approvisionnement permettant la construction d'offres compétitives sur la plupart des segments.

Les années postérieures à 2014, et en particulier l'année 2016, ont vu les parts de marché des fournisseurs alternatifs augmenter dans des proportions plus importantes, en raison de l'atteinte de la contestabilité pour les tarifs réglementés de vente à partir de la fin de l'année 2014, de la fin des tarifs à destination des grands et moyens sites professionnels au 1<sup>er</sup> janvier 2016 et d'une tendance baissière des prix sur le marché de gros. Elles ne figurent pas sur les graphiques précédents car elles écraseraient la progression des parts de marchés sur les années 2010 à 2015.

La figure ci-dessous présente l'évolution des parts de marché des responsables d'équilibre<sup>34</sup> sur le marché libre des grands et moyens clients non résidentiels au cours des dernières années. Elle illustre la progression des parts de marché des fournisseurs alternatifs au lancement de l'ARENH en 2011 et 2012, passant de 36 % en 2010 à 55 % en 2012, puis la perte de parts de marché à compter de 2013 (- 8 % entre 2012 et 2014). Les parts de marché du fournisseur ENGIE (précédemment dénommée GDF SUEZ) ne cessent quant à elles d'augmenter sur ces segments, tandis que les parts de marché cumulées des autres fournisseurs alternatifs baissent depuis 2012.

<sup>34</sup> Les parts des offres de marché présentées ont été calculées en se fondant sur les données transmises par les gestionnaires de réseau, qui ne connaissent pas l'identité du fournisseur qui alimente un site mais celle du responsable d'équilibre (RE) au périmètre duquel ce site est rattaché. Les parts de marché des fournisseurs diffèrent légèrement de celles des RE.

Figure 19 : Évolution de la répartition des offres de marché des responsables d'équilibre depuis 2010, sur le segment des moyens et grands sites non résidentiels



Source : GRT, GRD - Analyse : CRE

Dans leurs réponses à la consultation publique, les fournisseurs alternatifs dressent un bilan plutôt positif du dispositif ARENH concernant son impact sur le marché de détail, notamment en ce qu'il a relancé le développement de la concurrence sur le haut de portefeuille dans une période où les prix de marché étaient très élevés.

Selon eux, c'est l'absence de contestabilité des TRV, ainsi que les incertitudes réglementaires, notamment le manque de visibilité sur l'évolution à moyen terme du prix de l'ARENH, qui auraient constitué le frein majeur au développement de la concurrence.

Les consommateurs, par l'intermédiaire du CLEEE, estiment quant à eux que l'ARENH, en instaurant un cadre clair et pérenne, aurait joué un rôle essentiel et aurait redonné confiance au consommateur dans le fonctionnement du marché de détail. Certains grands consommateurs regrettent néanmoins que la rigidité du mécanisme ne permette pas aux fournisseurs alternatifs de proposer des offres variées et différenciées, limitant *de facto* le développement de la concurrence (UNIDEN).

Fournisseurs et consommateurs s'accordent néanmoins sur le bien-fondé de l'ARENH et sur la nécessité de conserver le dispositif dans la perspective d'une remontée des prix de marché de gros de l'électricité.

### 2.2.3 La pérennité de cette concurrence, y compris si l'ARENH venait à disparaître, semble assurée tant qu'EDF réplique les conditions d'approvisionnement des fournisseurs alternatifs

Bien qu'accéléralé par la mise en œuvre de l'ARENH, le développement de la concurrence est aujourd'hui assuré par la possibilité offerte aux fournisseurs alternatifs de proposer des offres compétitives à tous les consommateurs finals. Cette possibilité repose sur deux éléments :

- pour les petits consommateurs : la construction par empilement des tarifs réglementés de vente ;
- pour les grands et moyens consommateurs : la réplique, par EDF, des conditions d'approvisionnement des fournisseurs alternatifs dans ses offres.

La question de la pérennité de cette concurrence n'est ainsi pas directement liée à l'ARENH mais plutôt à la capacité des fournisseurs alternatifs de proposer des offres compétitives par rapport à celles d'EDF.

A ce titre, si l'ARENH disparaissait et si EDF reflétait dans ses offres un approvisionnement aux prix de marché uniquement, il n'existerait plus de barrière, en termes de prix, au développement de la concurrence sur le marché de détail. Dans une telle situation, se poserait en revanche la question de l'impact de la disparition de l'ARENH sur la facture des consommateurs finals.

Cette question, par ailleurs indépendante de la situation concurrentielle existante sur le marché amont, sera abordée dans la partie 4 du présent rapport.

### 3. L'ADAPTATION DU DISPOSITIF POURRAIT PERMETTRE D'EN AMÉLIORER LE FONCTIONNEMENT ET L'EFFICACITÉ

Dans son premier rapport sur le fonctionnement des marchés de détail de l'électricité et du gaz naturel, publié en janvier 2013, la CRE avait formulé plusieurs recommandations sur la base desquelles la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) a mené, au cours de l'été 2013, une consultation des acteurs. Sur le fondement de ces travaux, la CRE a été saisie pour avis, en juin 2014, d'un projet de décret portant modification du décret fixant les modalités d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique. Celui-ci proposait, outre la fixation d'une méthodologie de calcul du prix de l'ARENH, d'intégrer certaines de ces recommandations. Les deux principales modifications envisagées, et développées ci-après, portaient sur le délai de paiement des fournisseurs demandeurs d'ARENH et sur la marge de tolérance.

La CRE a rendu un avis favorable à ce projet de décret le 24 juillet 2014<sup>35</sup>. Celui-ci n'a néanmoins jamais été adopté.

Par la suite, le contexte général a beaucoup évolué, notamment en raison de la chute des prix sur le marché de gros qui a conduit à l'arrêt des souscriptions ARENH en 2016. Les fins des années 2016 et 2017 ont, par ailleurs, été marquées par des remontées rapides des prix sur le marché de gros à terme en raison, notamment, des incertitudes pesant sur la disponibilité du parc nucléaire pendant l'hiver.

Cette situation a motivé des évolutions réglementaires, intervenues fin 2016 et début 2017, visant à renforcer le caractère annuel du produit ARENH. Toutefois, ces évolutions ne répondent que partiellement aux problématiques d'arbitrages entre produit ARENH et marché de gros nées de l'évolution de la conjoncture.

La CRE propose en conséquence une révision plus large des modalités d'accès à l'ARENH, afin d'apporter une réponse globale à la question des arbitrages. Cette révision sera l'occasion d'intégrer les évolutions envisagées en 2014 et, plus généralement, d'adapter le dispositif en fonction du retour d'expérience désormais acquis.

#### 3.1 L'esprit du dispositif consiste à permettre aux fournisseurs alternatifs de disposer de volumes d'énergie sur la base d'un engagement annuel, pour la fourniture de leurs clients finals

##### 3.1.1 Le guichet infra-annuel et sa clause de monotonie, qui ne paraissent pas répondre à un besoin impérieux des fournisseurs, devraient être supprimés

Les guichets infra-annuels ont été créés afin de permettre aux fournisseurs d'ajuster leurs demandes d'ARENH en cas d'évolution significative de leur portefeuille de clients en cours d'année. Cette souplesse visait plus particulièrement les fournisseurs alimentant des petits consommateurs dont les souscriptions et, le cas échéant, les résiliations, sont réparties tout au long de l'année.

L'ARENH ayant été conçu comme un produit annuel, une clause de monotonie a été introduite afin de limiter les éventuels arbitrages semestriels opportunistes rendus possibles par l'existence de guichets infra-annuels. Le principe de cette clause de monotonie est d'empêcher des demandes en sens contraires, à la hausse puis à la baisse ou inversement, entre deux périodes de livraison successives<sup>36</sup>. La clause de monotonie n'a été appliquée que deux fois depuis la mise en œuvre de l'ARENH.

<sup>35</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 24 juillet 2014 portant avis sur le projet de décret portant modification du décret n° 2011-466 du 28 avril 2011 fixant les modalités d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique.

<sup>36</sup> L'article R. 336-16 du code de l'énergie dispose que « La quantité de produit maximale au titre de la période de livraison à venir, avant prise en compte du plafond, est égale, pour chaque fournisseur, à la quantité de produit demandée. Toutefois, si le fournisseur a effectué une demande d'ARENH portant sur la période de livraison précédente, elle est égale à la quantité de produit maximale pour cette dernière période dans les cas suivants :

1° La quantité de produit demandée est supérieure à la quantité de produit maximale pour la période de livraison précédente, alors que cette dernière était inférieure à la quantité de produit maximale pour la période de livraison ayant débuté douze mois avant le début de la période de livraison à venir ou, en l'absence de demande du fournisseur pour cette période, pour la période de livraison ayant débuté dix-huit mois avant le début de la période de livraison à venir ;

2° La quantité de produit demandée est inférieure à la quantité de produit maximale pour la période de livraison précédente, alors que cette dernière était supérieure à la quantité de produit maximale pour la période de livraison ayant débuté douze mois avant le début de la période de livraison à venir ou, en l'absence de demande du fournisseur pour cette période, pour la période de livraison ayant débuté dix-huit mois avant le début de la période de livraison à venir ;

3° La quantité de produit demandée est inférieure à la quantité maximale pour la période de livraison précédente et aucune électricité n'a été cédée au fournisseur au titre du dispositif d'ARENH au cours des six mois précédant la période de livraison précédente, que le fournisseur ait été ou non titulaire d'un accord-cadre.

Pour l'application du présent article, on entend par « période de livraison précédente », conformément aux dispositions de l'article R. 336-2, celle ayant débuté six mois avant le début de la période de livraison à venir ».

Dans son avis sur le projet de décret de juillet 2014, la CRE avait recommandé d'assouplir l'application de cette clause pour les deux guichets de l'année 2016, afin de ne pas contraindre le développement de la concurrence au moment de la disparition des tarifs réglementés de ventes jaunes et verts. En pratique, étant donné le niveau des prix à terme sur le marché de gros, l'ARENH n'a pas interféré avec cette période de transition vers la fin des tarifs jaunes et verts.

Dans sa réponse à la consultation ARENH, EDF a fait part des difficultés que les arbitrages infra-annuels engendraient sur ses prévisions. Les fournisseurs alternatifs, quant à eux, ont exprimé leur souhait de voir disparaître la clause de monotonie qu'ils jugent trop contraignante.

Le retour d'expérience a permis de constater que le guichet infra-annuel a en réalité été très peu utilisé. Comme indiqué au paragraphe 1.2.1, seules 7 demandes sont effectuées en moyenne lors de ces guichets contre 28 aux guichets de janvier. La majorité des volumes souscrits aux guichets infra-annuels concernent d'ailleurs des fournisseurs de grands consommateurs. L'ampleur des évolutions à mi-année semble indiquer qu'elles correspondent le plus souvent à des arbitrages avec le marché qu'à des ajustements en lien avec l'évolution réelle des portefeuilles des fournisseurs.

La CRE considère qu'une telle utilisation du guichet infra-annuel montre que le système en place ne répond pas au besoin des acteurs et propose en conséquence de supprimer le guichet infra-annuel. Cette suppression pourrait être adaptée au cas des nouveaux entrants. Elle permettra de faire disparaître les problématiques associées tant à la clause de monotonie qu'aux arbitrages avec le marché à mi-année (cf. *infra*).

### **Proposition de la CRE :**

**La CRE recommande la suppression du guichet infra-annuel, qui ne répond pas à un besoin fondamental des fournisseurs, afin de simplifier le fonctionnement du dispositif et éliminer les possibilités d'arbitrages à mi-année avec le marché de gros.**

### **3.1.2 Le cadre réglementaire a évolué fin 2016 et début 2017 afin de renforcer le caractère annuel du dispositif ARENH**

#### **3.1.2.1 En fin d'année 2016, le contexte particulier de hausse des prix sur le marché de gros de l'électricité a généré des possibilités d'arbitrages pour les demandeurs d'ARENH**

Le dispositif ARENH laisse aux fournisseurs alternatifs la possibilité de déterminer à chaque guichet le niveau d'ARENH qu'ils souhaitent pour la période de livraison à venir, en fonction des prévisions de consommation de leurs portefeuilles de clients, mais aussi de l'attractivité du produit ARENH, notamment par rapport à un approvisionnement sur le marché de gros. L'ARENH est ainsi un simple droit dont bénéficient les fournisseurs alternatifs, qui sont libres de lui préférer un approvisionnement sur le marché de gros s'ils sont en mesure d'y obtenir des conditions d'approvisionnement plus compétitives pour leurs clients.

Deux guichets par an ont été instaurés, afin de permettre aux fournisseurs dont les portefeuilles évolueraient suivant une dynamique infra-annuelle, d'adapter plus finement le niveau d'ARENH nécessaire à l'approvisionnement de leurs clients. Afin d'encadrer ces « ajustements », une clause dite de « monotonie » permet de s'assurer que les variations du niveau des demandes des fournisseurs lors de deux guichets consécutifs ne s'effectuent pas dans des sens opposés (cf. 3.1.1). L'architecture générale du dispositif, incluant le caractère « optionnel » de l'ARENH, avait cependant été pensée dans un contexte de prix de marché de gros durablement supérieurs au prix de l'ARENH<sup>37</sup>. La chute des prix observée au cours de l'année 2014 ainsi que les hausses brutales en fin d'année 2016 ont confronté le mécanisme à des situations qui n'avaient pas été anticipées lors de son élaboration.

Notamment, fin 2016, la hausse des prix du produit calendaire base 2017, observée au cours du 2<sup>nd</sup> semestre, a redonné à l'ARENH son attractivité, alors même qu'il était possible de s'approvisionner sur le marché à des conditions bien plus compétitives pendant les deux années précédentes. Cette attractivité a par ailleurs été renforcée par le démarrage du mécanisme de capacité au 1<sup>er</sup> janvier 2017.

De telles oscillations des prix de gros autour du prix de l'ARENH n'avaient pas été anticipés au moment de la création du dispositif. Par conséquent, son design n'avait pas été conçu pour prévenir les arbitrages entre l'ARENH et le marché sans lien avec l'approvisionnement réel des portefeuilles de clients des fournisseurs.

<sup>37</sup> À titre d'illustration, les produits à terme calendaires étaient cotés à des valeurs de l'ordre de 50 à 55 €/MWh de 2006 à 2010 (l'année 2008 ayant exceptionnellement vu monter ces prix au-delà de 70€/MWh) et les anticipations des acteurs de l'époque étaient du même ordre de grandeur pour les années suivant 2010.

Trois possibilités d'arbitrages s'offraient aux fournisseurs demandeurs d'ARENH, engendrant chacune des gains potentiellement importants estimés, ci-dessous, sur la base d'hypothèses normatives<sup>38</sup> :

- Possibilité d'arbitrage sur le premier trimestre 2017, pour une valorisation maximale de 1,2 Md€ : la clause de résiliation à l'initiative de l'acheteur prévue par l'accord cadre permettait aux fournisseurs de s'approvisionner à l'ARENH pendant le premier trimestre 2017 seul (cf. 3.1.2.2 ci-dessous) ;
- Possibilité d'arbitrage sur le premier semestre 2017 pour une valorisation maximale de 1 Md€ : l'inapplicabilité de la clause de monotonie au 1<sup>er</sup> juillet 2017 permettait aux fournisseurs de s'approvisionner à l'ARENH pendant le premier semestre 2017 seul (cf. 3.1.2.3 ci-dessous) ;
- Possibilité d'arbitrage sur l'année 2017 pour une valorisation maximale de 650 M€ : la possibilité offerte aux fournisseurs d'opter pour un approvisionnement à l'ARENH jusqu'à la date du guichet soulève des questions dans le cas où les contrats qui les lient à leurs clients sont construits sur la base d'un approvisionnement à des conditions de marché plus favorables. L'ARENH demandé à cette occasion n'est pas utilisé pour approvisionner les clients mais est au contraire valorisé sur les marchés à un prix supérieur à son prix d'achat. La conformité d'une telle pratique avec l'esprit du dispositif interroge et fait l'objet de la partie 3.1.3 du présent rapport.

### 3.1.2.2 La CRE a fait évoluer l'accord-cadre afin de limiter les arbitrages des fournisseurs alternatifs en dehors des guichets de souscription d'ARENH

Avant novembre 2016, l'article 13.2.2 de l'accord-cadre figurant en annexe de l'arrêté du 28 avril 2011 prévoyait une possibilité de résiliation à l'initiative des fournisseurs alternatifs avec un préavis de 60 jours, sans condition ou justification préalable. Les fournisseurs ayant résilié leur accord-cadre devaient toutefois respecter un délai de carence d'un an à partir de la date de résiliation avant de pouvoir signer un nouvel accord-cadre avec EDF, et participer de nouveau au dispositif ARENH.

Dans le contexte de prix de marché de gros inférieurs au prix de l'ARENH, cinq fournisseurs ont résilié leur accord-cadre au cours de l'année 2015 afin de profiter d'un approvisionnement plus avantageux que l'ARENH. Ces résiliations ont engendré une baisse importante des volumes d'ARENH devant être livrés initialement au cours du premier semestre 2015 (-21 %) et, dans une moindre mesure, sur les volumes devant être livrés au 2<sup>nd</sup> semestre 2015 (-4 %) (cf. paragraphe 1.2.1).

Dans le contexte particulier de fin 2016, la CRE a estimé que cette clause offrait aux fournisseurs un pouvoir d'arbitrage tardif entre un produit de marché et le produit ARENH, qui n'était pas cohérent avec le principe de l'annualité du produit. Afin de faire disparaître cette « optionalité », la CRE a proposé un nouvel accord-cadre adaptant cette clause de résiliation.

Depuis la publication le 14 novembre 2016 de l'arrêté modifiant l'accord-cadre figurant en annexe de l'arrêté du 28 avril 2011, la résiliation à l'initiative de l'acheteur n'est désormais possible qu'en cas de modification du prix de l'ARENH de plus de 2 %, de modification substantielle de l'accord-cadre ou d'évolution de la réglementation relative à l'ARENH affectant substantiellement et défavorablement l'équilibre des conditions d'approvisionnement de l'acheteur. En contrepartie de cet encadrement des conditions de résiliation, la CRE a proposé de supprimer la période réfractaire d'un an pendant laquelle le fournisseur ayant résilié ne pouvait signer un nouvel accord-cadre.

Ce même arrêté a également intégré des modifications complémentaires permettant d'améliorer le fonctionnement du dispositif : abaissement de la notation des garants et extension de la liste des agences de notation, intégration de la possibilité de renouveler la garantie par avenant ainsi qu'introduction des modifications nécessaires pour la mise en œuvre du mécanisme de capacité.

### 3.1.2.3 La CRE a soutenu les évolutions réglementaires mises en œuvre par l'administration afin de limiter les possibilités d'arbitrage semestriel

Le ministre en charge de l'énergie a communiqué à la CRE, dans un courrier en date du 2 novembre 2016, son intention « d'engager une révision de la partie réglementaire du code de l'énergie, afin de clarifier l'application de la clause dite de monotonie », qui s'est matérialisée dans une proposition de décret dont la CRE a été saisie le 15 novembre 2016.

La rédaction initiale du décret, élaboré dans un contexte de prix de marché de gros supérieurs au prix de l'ARENH, n'était pas adaptée à la situation rencontrée en 2016. L'absence de demande au cours de cette année rendait en

<sup>38</sup> Estimation calculée sur la base d'une hypothèse normative de prix de marché au 16/11/2016 (T1 =91 €/MWh, T2=33 €/MWh, T3=29 €/MWh, T4=41 €/MWh) et d'un arbitrage sur 100 TWh d'ARENH. Les 3 estimations sont non cumulatives. Ces hypothèses sont majorantes, pour plusieurs raisons : l'intégralité des volumes d'ARENH n'est pas nécessairement commandée et pas nécessairement à des fins d'arbitrages, les ventes sur le marché de gros peuvent s'effectuer progressivement et ne sont donc pas nécessairement valorisées à la valeur maximale retenue ici, etc.

effet inapplicable la clause de monotonie au guichet de juillet 2017 permettant ainsi aux fournisseurs d'effectuer un arbitrage sur le marché pour un produit de 6 mois seulement<sup>39</sup>.

La CRE a rendu le 19 janvier 2017 un avis favorable au projet de décret, qui visait à remédier à ce cas de figure en clarifiant la clause de monotonie, considérant que « ces précisions [allaient] dans le sens d'un renforcement du principe d'annualité du produit ARENH et [participaient] au même objectif que celui formulé par la CRE dans sa délibération du 7 novembre 2016 ». La publication du décret n° 2017-369 du 21 mars 2017 a par ailleurs permis d'intégrer, en plus de cette clarification, quelques éléments d'amélioration du fonctionnement du dispositif tels que le décalage de 5 jours des guichets ou l'assouplissement des modalités de calcul des pénalités *ex post*.

### 3.1.3 La CRE s'interroge sur la conformité à l'esprit du dispositif des possibilités d'arbitrage entre l'ARENH et le marché de gros offertes aux fournisseurs sans lien avec l'approvisionnement des consommateurs finals

#### 3.1.3.1 Le code de l'énergie prévoit que le bénéfice de l'ARENH est réservé à la fourniture des consommateurs finals

Afin de permettre aux fournisseurs alternatifs d'optimiser leur approvisionnement, l'ARENH a été conçu comme un droit dont ils sont libres de se passer s'ils disposent, par ailleurs, de meilleures conditions d'approvisionnement. Ainsi, l'optionalité annuelle de l'ARENH est inhérente à l'esprit du dispositif actuel.

Toutefois, bien qu'un fournisseur puisse choisir d'approvisionner un client donné soit avec de l'ARENH, soit aux conditions de marché, l'article L. 336-1 du code de l'énergie dispose que l'ARENH a été créé « afin d'assurer la liberté de choix du fournisseur d'électricité tout **en faisant bénéficier l'attractivité du territoire et l'ensemble des consommateurs de la compétitivité du parc électronucléaire français** ».

Au travers de cette disposition, le législateur crée un lien direct entre l'accès à l'ARENH et sa répercussion dans les offres des consommateurs.

Pour cette raison, le « droit ARENH » est contrôlé, *ex post*, sur la base de la consommation effective des clients de chaque fournisseur, afin de s'assurer que l'ARENH sert effectivement à la fourniture de clients finals en France. Tout écart entre l'ARENH effectivement livré et le « droit ARENH » réel du fournisseur est régularisé, voire pénalisé lorsque trop important, par le paiement des deux compléments de prix.

Ce contrôle *ex post*, efficace dans un contexte de prix de marché au-dessus du niveau de l'ARENH, soulève toutefois des questions dans des situations telles que celle observée en fin d'année 2016. Alors que le prix de marché calendaire base 2017 était resté durablement à des niveaux inférieurs à celui de l'ARENH (valeur de la capacité incluse), il est remonté au cours du second semestre de l'année 2016 à des valeurs bien supérieures. Dans la phase de prix bas, des contrats reposant sur un approvisionnement uniquement sur le marché, et en reflétant les conditions économiques avantageuses, ont pu être signés entre les consommateurs et leurs fournisseurs. La fourniture des clients ayant souscrit ces contrats ne repose ni ne nécessite de recours à l'ARENH.

Le contrôle *ex post*, basé sur la consommation constatée des portefeuilles des fournisseurs, ne permet pas de distinguer entre les consommateurs ayant l'ARENH comme référence dans le prix de leurs contrats de ceux ayant un contrat reflétant les seules conditions de marché. Ainsi, bien que les fournisseurs n'aient pas besoin d'ARENH pour assurer l'approvisionnement en énergie de tels contrats, ils demeurent en droit de demander les volumes d'ARENH équivalents.

Ainsi, au guichet de novembre 2016, les fournisseurs ayant déjà couvert leurs besoins en électricité sur les marchés à des conditions reflétées dans leurs contrats de fourniture étaient en mesure de demander de l'ARENH à des fins d'arbitrage avec les marchés de gros.

La situation de 2016 permettait, par exemple, à un fournisseur déjà couvert pour ses contrats d'approvisionnement, de demander de l'ARENH et de vendre des produits calendaires base 2017 afin de bénéficier de la différence entre leurs prix respectifs<sup>40</sup>.

Le recours à l'ARENH aux fins de réaliser de tels arbitrages n'est pas conforme à l'esprit du dispositif, puisqu'il ne sert alors pas à faire « **bénéficier [aux] consommateurs de la compétitivité du parc électronucléaire français** ».

<sup>39</sup> Un tel arbitrage aurait toutefois rendu impossible toute souscription d'ARENH au guichet suivant, i.e. pour livraison à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2018, cette clause trouvant cette fois à s'appliquer.

<sup>40</sup> Remarque : cette revente sur les marchés à terme peut d'ailleurs être effectuée avant même la demande d'ARENH afin de limiter le risque que le prix à terme ne repasse en dessous de celui de l'ARENH par la suite

### 3.1.3.2 Des adaptations du dispositif pourraient restreindre l'exercice d'arbitrages sans lien avec l'approvisionnement des clients finals

Afin de limiter les arbitrages tels que ceux décrits précédemment, il pourrait être envisagé d'amender le dispositif afin d'introduire un lien entre la possibilité de demander de l'ARENH et le besoin de recourir à l'ARENH pour assurer l'approvisionnement des clients finals aux conditions du contrat de fourniture.

Plusieurs pistes permettraient d'atteindre cet objectif, telles que le contrôle exhaustif des contrats signés avec les consommateurs afin de s'assurer de la prise en compte d'ARENH dans le prix de l'offre des fournisseurs, ou encore l'introduction d'une souscription progressive des volumes d'ARENH, afin de mettre en cohérence le rythme de signature des contrats avec les clients et celui de la couverture des besoins d'approvisionnement du fournisseur.

En première analyse, la CRE considère que le contrôle exhaustif, *ex post*, des conditions de prix des contrats entre les fournisseurs et les clients finals est à écarter, eu égard au volume et à la complexité des données à analyser et au coût de gestion afférent.

L'introduction d'une cohérence entre le rythme de signature des contrats et de couverture des approvisionnements par les fournisseurs d'une part, et le rythme de souscription des volumes d'ARENH d'autre part, semble, au contraire, constituer une piste à approfondir. Les fournisseurs, afin de limiter leur exposition au risque, se couvrent en effet progressivement, en amont de l'année de livraison, pour approvisionner leurs clients. Introduire un rythme de souscription d'ARENH, pour une année de livraison donnée, reflétant ce rythme progressif d'approvisionnement, traduirait plus fidèlement les conditions réelles d'approvisionnement des fournisseurs et leur décision de recourir ou non à l'ARENH pour assurer le *sourcing* de leurs clients.

Un tel mécanisme n'est toutefois pas dénué de difficultés techniques de mises en œuvre, qu'il semble nécessaire d'analyser sur les bases d'une concertation avec les acteurs.

**La CRE constate que des acteurs ont recours à l'ARENH aux fins de réaliser des arbitrages avec le marché de gros. Et ce, alors même que l'approvisionnement des consommateurs est déjà assuré par l'achat de produits sur le marché de gros. La CRE s'interroge sur la conformité de ces pratiques avec l'esprit du dispositif ARENH qui vise à faire « bénéficier [aux] consommateurs de la compétitivité du parc électronucléaire français ».**

**L'introduction d'une cohérence entre le rythme de signature des contrats et de couverture des approvisionnements par les fournisseurs d'une part, et le rythme de souscription des volumes d'ARENH d'autre part, pourrait permettre de limiter de telles pratiques.**

**La CRE estime en conséquence qu'une concertation avec les acteurs devrait être organisée afin de réviser le dispositif de telle sorte que la faculté de demander de l'ARENH soit liée au besoin d'y recourir pour assurer l'approvisionnement des clients finals aux conditions du contrat de fourniture.**

## 3.2 D'autres adaptations pourraient être apportées au dispositif

### 3.2.1 La forme du produit ARENH doit être établie en cohérence avec les modalités de calcul du prix afin de permettre aux consommateurs de bénéficier de la modulation de la production nucléaire d'EDF

Au démarrage du dispositif, le profil des volumes livrés par EDF pouvait prendre deux formes selon le type de consommateurs auxquels ils étaient destinés. Alors que les fournisseurs de grands consommateurs ont bénéficié d'un profil plat (dit « en ruban »), les fournisseurs de petits consommateurs<sup>41</sup> ont eu accès à un produit modulé, d'une puissance plus élevée en hiver qu'en été. Ce produit modulé présentait l'intérêt de se rapprocher de la modulation saisonnière des profils thermosensibles associés et a permis sur cette période de réduire les coûts d'approvisionnement des fournisseurs concernés.

En application des textes réglementaires, le produit modulé a progressivement convergé vers le produit plat, qui seul demeure depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2016.

La CRE considère que la question de la modulation du produit ARENH est fortement liée à la méthodologie de calcul de son prix, ce que la plupart des acteurs ont souligné dans leurs réponses à la consultation publique.

Comme le dispose l'article L. 337-14 du code de l'énergie, « le prix [de l'ARENH] est représentatif des conditions économiques de production d'électricité par les centrales nucléaires [historiques] sur la durée du dispositif ». Or, la forte thermosensibilité de la consommation nationale française conduit EDF à moduler l'énergie produite par son parc nucléaire au cours de l'année.

<sup>41</sup> Tels que définis par les textes réglementaires : les consommateurs profilés RES et PRO de moins de 36 kVA.

Si la méthodologie de calcul du prix de l'ARENH s'appuyait, comme le projet de décret de 2014 le prévoyait, sur les coûts annuels de fonctionnement du parc nucléaire, le prix internaliserait le coût de la modulation du parc. Le cas échéant, le prix de l'ARENH reflèterait le coût de fonctionnement d'un parc modulé et il serait pertinent, par cohérence, que la forme du produit reflète cette modulation.

Une solution alternative consisterait à déduire du prix de l'ARENH les coûts associés à la modulation. Toutefois, l'évaluation précise de ces coûts générerait d'importantes difficultés.

Il ressort de la consultation publique menée en 2015 que les différents types de fournisseurs et clients, à l'exception d'EDF, plébiscitent l'une ou l'autre des solutions. Les grands consommateurs préféreraient, pour la plupart, un produit ARENH plat dont le prix serait diminué du surcoût de la modulation et les petits consommateurs, un produit ARENH modulé au prix de fonctionnement du parc nucléaire.

**Proposition de la CRE :**

**La CRE estime, en conséquence, qu'il est pertinent de mettre en cohérence le prix de l'ARENH et sa forme.**

### **3.2.2 Le dispositif doit présenter une souplesse et une visibilité suffisantes pour assurer aux fournisseurs alternatifs un accès à l'électricité nucléaire dans des conditions économiques équivalentes à celles d'EDF**

#### **3.2.2.1 Au regard du retour d'expérience, la marge de tolérance ne paraît pas sous-dimensionnée. Néanmoins, afin de ne pas contraindre la concurrence, la CRE est favorable à l'augmentation proposée dans le projet de décret de 2014**

Le projet de décret envisagé en 2014 prévoyait une augmentation de la marge de tolérance, la faisant passer de 10 à 15 % de la consommation constatée et de 5 à 10 MW pour les fournisseurs aux portefeuilles plus restreints. Dans son avis sur ce projet de décret, la CRE s'était déclarée favorable à l'augmentation du niveau de la marge de tolérance.

Comme l'indiquent les statistiques portant sur les compléments de prix depuis le démarrage du dispositif, la marge de tolérance ne semble pas sous-dimensionnée. Si les fournisseurs ont été capables de respecter la marge de tolérance, il est difficile d'évaluer dans quelle mesure celle-ci a pu contraindre leurs stratégies commerciales et l'influence réelle qu'elle a pu avoir sur le développement de la concurrence.

**Proposition de la CRE :**

**En contrepartie de la suppression du guichet infra-annuel recommandée par la CRE (cf. 3.1.1 ci-dessus), une augmentation de la marge de tolérance pourrait être envisagée, afin de compenser la suppression de l'ajustement jusqu'alors permis aux fournisseurs alternatifs à mi-année.**

#### **3.2.2.2 L'introduction de plus de flexibilité dans les délais de paiement permettrait la prise en compte des contraintes propres aux fournisseurs alternatifs**

Le projet de décret de 2014 prévoyait la possibilité pour les fournisseurs alternatifs d'adapter leurs délais de paiement à leurs contraintes, par exemple, de trésorerie ou de constitution d'une garantie. Ils pourraient ainsi conserver les modalités actuelles (paiement le dernier jour du mois de livraison) ou se rapprocher des pratiques observées sur le marché de gros de l'électricité (paiement le 20<sup>e</sup> jour du mois suivant le mois de livraison).

Ce choix n'est pas sans conséquence pour les acteurs. D'un côté, les fournisseurs alternatifs devront, en cas de demande de délais plus longs, constituer une garantie plus importante en contrepartie d'une trésorerie plus favorable. De l'autre, EDF recevra des flux de trésorerie plus tardivement. L'introduction de cette flexibilité impliquerait notamment une adaptation par la CRE du montant des garanties prévues par l'accord-cadre à ces nouveaux délais.

**Proposition de la CRE :**

**La CRE estime que l'introduction d'une souplesse laissant à la discrétion du fournisseur demandeur d'ARENH le choix entre deux dates de paiement offre une flexibilité souhaitable pour le bon fonctionnement du dispositif et y est par conséquent favorable.**

#### **3.2.2.3 L'incertitude et le manque de visibilité associés au dispositif sont unanimement critiqués**

Le décret envisagé en 2014 n'ayant finalement pas été publié, la plupart des acteurs regrettent le manque de visibilité autour du calendrier et de la méthode de fixation du prix de l'ARENH qui, selon eux, envoie de mauvais

signaux à l'amont comme à l'aval et les incite à l'attentisme. Cette situation perdurera tant que la méthodologie de calcul du prix de l'ARENH ne sera pas fixée par décret.

En plus de définir la méthode de calcul du prix de l'ARENH, il serait souhaitable d'accroître la visibilité sur ses évolutions futures afin, notamment, de permettre aux fournisseurs alternatifs d'élaborer des offres pluriannuelles.

À ce titre, afin de limiter au maximum les incertitudes sur les évolutions du prix, un mécanisme de prix ferme sur plusieurs années glissantes, avec régularisation au fil des ans sur les années suivantes, pourrait être envisagé, permettant aux fournisseurs de disposer d'un signal de prix fiable à moyen terme (à échéance de 2 ou 3 ans) et prévisionnel à long terme. Cette disposition devra néanmoins être assouplie à l'approche de la fin du dispositif afin d'être en capacité de procéder aux régularisations de prix nécessaires sur les dernières années.

#### **Proposition de la CRE :**

**En l'absence de publication du décret en conseil d'État précisant la méthodologie de calcul du prix de l'ARENH, la CRE ne proposera pas d'évolution de ce prix. Il restera, ainsi, à son niveau actuel de 42 €/MWh.**

### **3.3 La gestion de l'atteinte du plafond**

L'article L. 336-2 du code de l'énergie prévoit que le volume annuel d'ARENH pouvant être livré par EDF, exception faite des volumes destinés à l'approvisionnement des gestionnaires de réseaux pour leurs pertes, ne peut excéder 100 TWh. Le 28 avril 2011, le plafond de livraison d'ARENH a été fixé par arrêté à ce niveau maximum.

Depuis le démarrage du dispositif, le volume total des demandes d'ARENH des fournisseurs s'est peu à peu approché de ce plafond annuel sans toutefois le dépasser. Le développement important de la concurrence sur le marché de détail, conséquence, notamment, de la fin des tarifs réglementés de vente jaunes et verts ainsi que de la construction par empilement des tarifs bleus, rend néanmoins probable l'atteinte du plafond dans les années à venir, dans des situations où l'ARENH serait compétitif pour l'approvisionnement des consommateurs finals.

Pour cette raison, la CRE souhaite aborder, dans cette partie, les questions que soulèveraient l'atteinte de ce plafond et l'impact que cela aurait sur le fonctionnement du dispositif. Les conséquences de l'atteinte du plafond sur l'architecture même du dispositif ARENH seront abordées dans la partie 4 du présent rapport.

Enfin, il convient de noter que l'article R. 336-39 du code de l'énergie dispose qu'en cas d'atteinte du plafond, la CRE devra établir « *dans les trois mois un rapport analysant les causes et les enjeux de cette situation. En application du deuxième alinéa de l'article L. 336-3, elle transmet, le cas échéant, aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie une proposition motivée d'évolution : 1° De la méthode mentionnée à l'article R. 336-18 de répartition des quantités de produits cédés en cas de dépassement du plafond ; 2° De la méthode mentionnée à l'article R. 336-33 de calcul du complément de prix en cas de dépassement du plafond.* ».

Les éléments d'analyse ci-dessous constituent ainsi les bases de ces réflexions futures, qui s'appuieront sur une consultation des parties prenantes.

#### **3.3.1 En cas d'atteinte du plafond, la répartition du volume d'ARENH s'effectuera au prorata des demandes des fournisseurs afin de permettre à l'ensemble des consommateurs de bénéficier de la compétitivité du parc nucléaire historique**

Dans le cas où les demandes d'ARENH des fournisseurs excèderaient le plafond, l'article R. 336-18 du code de l'énergie précise que « *La méthode de répartition du plafond mentionné à l'article R. 336-6-1 entre les quantités de produit cédées pour chacune des deux premières sous-catégories de consommateurs et chaque fournisseur est définie par la Commission de régulation de l'énergie [...]. A défaut, la répartition s'effectue au prorata des quantités de produits maximales compte non tenu de la quantité de produit maximale pour les acheteurs pour les pertes.* ».

La méthode de répartition doit viser, comme en dispose l'article L. 336-3 du code de l'énergie, « *à permettre le développement de la concurrence sur l'ensemble des segments du marché de détail.* ».

Le code de l'énergie suggère qu'une répartition différenciée entre les sous-catégories peut être effectuée<sup>42</sup>. La CRE estime que toute segmentation plus fine nécessiterait des modifications du code de l'énergie.

L'impact sur le développement de la concurrence de l'atteinte du plafond n'est en réalité pas aussi direct que ce que semble indiquer le code de l'énergie.

En pratique, en cas d'atteinte du plafond, EDF serait contrainte de répliquer, dans ses offres, les conditions de rationnement des fournisseurs alternatifs, pour des raisons concurrentielles liées à sa position dominante. Ainsi, tant qu'EDF demeure en position dominante, le rationnement des fournisseurs en ARENH n'a pas pour

<sup>42</sup> Les sous-catégories sont définies à l'article R. 336-5-1 du code de l'énergie et sont les petits consommateurs (résidentiels et professionnels) et les grands consommateurs (hors pertes)

conséquence d'entraver le développement de la concurrence, EDF répliquant ce rationnement dans ses propres offres. Ce constat est indépendant de la méthode de répartition du plafond retenue.

La réplique par EDF des conditions de rationnement et l'absence d'impact sur le développement concurrentiel peut en revanche soulever des questions sur les incitations véhiculées par le dispositif ARENH quant à l'investissement et au développement de modalités d'approvisionnement alternatives sur le marché de gros. Ces questions sont abordées dans la partie 4 du présent rapport.

En revanche, le rationnement d'ARENH a un impact direct sur la facture des consommateurs, dans la mesure où l'atteinte du plafond ne devrait être constatée que dans une situation où l'ARENH serait économiquement attractif. Les consommateurs rationnés ne bénéficieront alors plus intégralement de la « *compétitivité du parc électronucléaire français* » telle que visée par l'article L. 336-1 du code de l'énergie.

Avec une méthode de répartition du volume maximal d'ARENH au *pro rata* des demandes, les consommateurs sont affectés dans les mêmes proportions, quel que soit leur profil. Modifier cette méthode reviendrait à choisir d'avantager certains consommateurs par rapport à d'autres.

#### Proposition de la CRE :

La CRE considère que la méthode par défaut de répartition des volumes d'ARENH entre fournisseurs en cas d'atteinte du plafond, au *pro rata* des demandes, présente l'avantage de ne discriminer aucun consommateur. En conséquence, elle ne souhaite pas proposer de méthode de répartition alternative.

### 3.3.2 Le calcul des compléments de prix *ex post* devrait être adapté afin d'inciter les fournisseurs à communiquer leur meilleure prévision de consommation

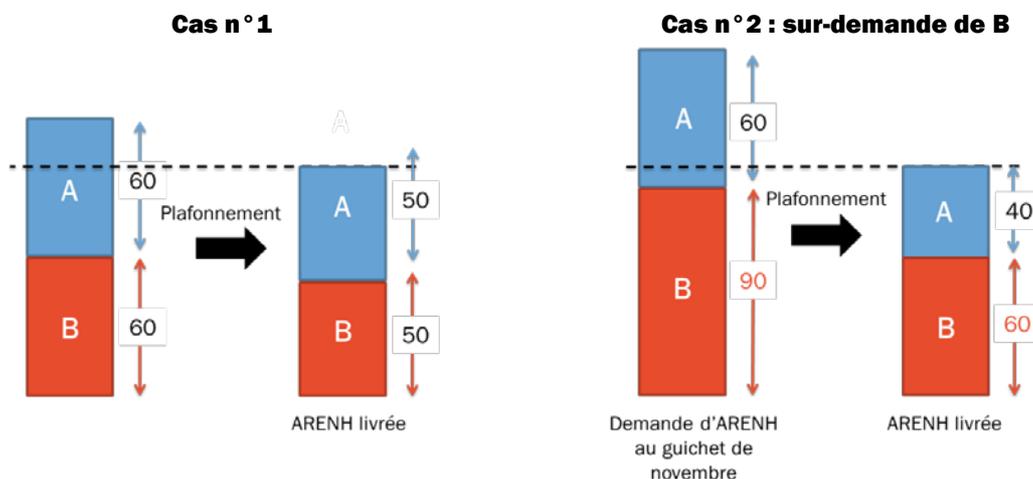
#### 3.3.2.1 Le cadre actuel pourrait encourager des comportements non vertueux

L'article R. 336-33 du code de l'énergie, qui définit les quantités  $Q$  et  $Q_{max}$  (cf. partie 1), dispose qu'« *en cas de dépassement du plafond, les quantités " Q " et "  $Q_{max}$  " sont corrigées selon des modalités déterminées par décision de la Commission de régulation de l'énergie. Ces modalités incitent les fournisseurs à communiquer, dans le dossier de demande d'électricité nucléaire historique, leur meilleure prévision de consommation* »

Le calcul du complément de prix est ainsi fondé sur la différence entre la quantité de produit cédée «  $Q$  », c'est-à-dire la quantité d'ARENH livrée par EDF sur l'année après application du plafond, et la quantité «  $Q_{max}$  », c'est-à-dire le droit ARENH théorique calculé *ex post* sur la base de la consommation effective du portefeuille du fournisseur.

Dans le cas d'une atteinte du plafond, la quantité livrée  $Q$  est la quantité déjà rationnée. Ainsi, dans une telle situation et sans adaptation du calcul, un fournisseur pourrait être tenté de surestimer sa consommation prévisionnelle lors de sa demande d'ARENH afin d'obtenir le niveau d'ARENH souhaité (correspondant à sa prévision réelle de droits) en tenant compte du rationnement.

Dans l'exemple détaillé dans les figures suivantes, deux fournisseurs A et B disposent tous deux d'un droit théorique de 60 TWh (droit théorique connu seulement *ex post*). Si les deux fournisseurs demandent de l'ARENH à hauteur de leur droit théorique, i.e. 60 TWh, l'application du prorata conduira à livrer 50 TWh à chaque fournisseur (Cas n° 1). En revanche, si l'atteinte du plafond était anticipée par B, celui-ci pourrait surestimer sa demande afin d'être certain de recevoir 60 TWh en demandant 90. Dans ce cas, si le fournisseur A ne demandait de l'ARENH qu'à hauteur de son droit théorique, il ne recevrait que 40 TWh au lieu des 50 TWh qu'il aurait reçus si le fournisseur B n'avait pas effectué une surestimation (Cas n° 2).



Sans modification du calcul de « Q » et «  $Q_{\max}$  », le fournisseur B ne serait redevable d'aucun complément de prix (CP1 ou CP2) car la quantité de produit effectivement livrée « Q » serait bien égale à la quantité théorique, i.e. 60 TWh. En surévaluant sa demande, B pourrait donc pénaliser A qui a fourni, lui, sa meilleure prévision de consommation. Ce type de comportements peu vertueux doit être découragé par l'adaptation du calcul du complément de prix.

### 3.3.2.2 De tels comportements non vertueux présentent toutefois un risque important pour des fournisseurs qui les mettraient en œuvre

La surestimation volontaire de la demande d'ARENH par anticipation d'une atteinte du plafond n'est pas une stratégie sans risque pour un fournisseur : si le plafond n'est finalement pas atteint, ou qu'il est atteint à un niveau moindre que celui attendu par le fournisseur, ce dernier s'expose au risque de payer un complément de prix CP2. Pour cette raison, et étant donnée l'incertitude sur le niveau des demandes des autres fournisseurs, il peut être risqué de surévaluer à l'excès sa demande d'ARENH.

Les dispositions du code de l'énergie sont par ailleurs claires à ce sujet. L'article L. 336-3 prévoit que « le volume maximal cédé à un fournisseur mentionné à l'article L. 336-2 est calculé pour une année par la Commission de régulation de l'énergie [...] en fonction des caractéristiques et des prévisions d'évolution de la consommation des consommateurs finals et des gestionnaires de réseaux pour leurs pertes, que l'intéressé fournit et prévoit de fournir sur le territoire métropolitain continental ». Le « volume maximal » au sens du code de l'énergie correspond au volume dont peut bénéficier un fournisseur avant application du plafonnement. Ainsi, la prévision de consommation que le fournisseur doit transmettre en application du code de l'énergie vise bien à permettre l'évaluation du volume d'ARENH avant l'application d'un éventuel plafonnement.

L'article R. 336-33 du code de l'énergie, qui prévoit que les fournisseurs communiquent dans leur dossier de demande d'ARENH « leur meilleure prévision de consommation », confirme que l'esprit du dispositif n'est en aucun cas d'anticiper un éventuel plafonnement en surestimant sa prévision de consommation.

Par ailleurs, l'article L. 134-26 du code de l'énergie prévoit que « l'abus du droit d'ARENH et l'entrave à l'exercice de ce droit » peuvent être sanctionnés par le Comité de règlement des différends et des sanctions de la CRE (CoRDiS). Cette disposition vise « en particulier » l'achat de quantité excessive et « plus généralement » toute action participant directement ou indirectement au détournement des capacités d'électricité nucléaire historique à prix régulé. Elle vise également « l'entrave à l'exercice de ce droit » sans toutefois la définir précisément.

Ainsi, une surestimation volontaire dans le cas d'une anticipation d'un dépassement du plafond pourrait être constitutive d'une entrave ou d'un abus du droit d'ARENH, dans la mesure où celle-ci pourrait avoir un impact sur les autres fournisseurs. Le cas échéant, le Président de la CRE serait susceptible de saisir le CoRDiS. La caractérisation d'une telle pratique ne serait, néanmoins, pas aisée.

### 3.3.2.3 Une adaptation du cadre réglementaire doit être envisagée afin de décourager ces comportements

Afin de prévenir tout comportement de cette nature, il serait toutefois souhaitable que le cadre réglementaire du dispositif évolue, afin qu'une pénalisation soit explicitement prévue. Celle-ci a naturellement vocation à être portée par le complément de prix CP2, terme de pénalisation des demandes excessives d'ARENH. Ce terme devrait sanctionner l'inadéquation entre le volume d'ARENH obtenu *ex ante* compte tenu du plafonnement d'une part et, d'autre part, le droit ARENH réel constaté *ex post* lui-aussi plafonné.

Afin de rétablir une incitation à la bonne prévision, la correction consisterait à adapter  $Q_{\max}$  pour appliquer le plafonnement au droit théorique *ex post*.

Cette correction, prévue par l'article R. 336-33 du code de l'énergie, aurait toutefois également un impact sur CP1, terme de neutralisation reversé à EDF pour l'ARENH reçu en excédent, en plus de CP2, terme de pénalisation des demandes excessives d'ARENH, reversé à l'ensemble des fournisseurs.

Ainsi, si une telle correction était appliquée en cas d'atteinte du plafond, une demande trop importante d'un fournisseur pourrait entraîner le paiement d'un CP1 à EDF et avoir un effet équivalent à une diminution du volume global d'ARENH à destination des fournisseurs alternatifs.

A titre d'illustration, dans le cas 1 de l'exemple ci-dessus, les quantités  $Q_{\max}$  corrigées du plafonnement seraient de 50 TWh pour chacun des fournisseurs et la comparaison avec Q permettrait de constater qu'il n'y a pas eu de sur-demande d'ARENH.

En revanche, dans le cas 2, les quantités corrigées  $Q_{\max}$  seraient aussi de 50 TWh et le complément de prix du fournisseur B serait calculé en comparant avec les 60 TWh qu'il aurait effectivement reçus. Avec une marge de tolérance de 10%, le fournisseur B serait alors redevable d'une compensation (terme CP1) à reverser à EDF pour les 10 TWh excédentaires ainsi que d'une pénalité (terme CP2) à reverser aux fournisseurs demandeurs d'ARENH

pour les 5 TWh excessifs. Cette situation serait économiquement équivalente pour EDF à n'avoir livré que 90 TWh d'ARENH. Pourtant, si B n'avait pas ainsi surestimé sa demande, EDF aurait bel et bien livré 100 TWh, correspondant au besoin global réel cumulé de A et B. Bien que, du point de vue de B, l'incitation à la bonne prévision aurait été rétablie, l'équilibre global du dispositif serait perturbé, en faveur d'EDF et au détriment du fournisseur B n'ayant pas surestimé sa prévision de consommation.

La CRE considère qu'une telle correction du calcul des compléments de prix CP1 et CP2 ne serait pas efficace. En cas d'atteinte du plafond, l'enjeu n'est pas de compenser EDF, mais de redistribuer le volume maximal entre les fournisseurs demandeurs d'ARENH. Les fournisseurs ayant surestimé leurs demandes d'ARENH en anticipation d'un plafonnement devraient en restituer la valeur aux fournisseurs ayant communiqué leurs plus justes prévisions.

Cette adaptation du cadre pourrait prendre la forme d'une modification du seul terme CP2, afin de lui rendre son caractère incitatif à la bonne prévision en cas d'atteinte du plafond. Une telle modification nécessiterait d'amender, notamment, l'article R. 336-33 du code de l'énergie.

### Proposition de la CRE :

**La CRE considère que le cadre prévu pour adapter le calcul des compléments de prix en cas d'atteinte du plafond doit être amélioré, afin d'éviter que le comportement non vertueux de certains fournisseurs ne pénalise les autres.**

**La possibilité de modifier le seul calcul du CP2, afin de lui rendre son caractère incitatif à la bonne prévision y compris en cas d'atteinte du plafond, pourrait être une piste à explorer, dans le cadre d'une concertation avec les parties prenantes visant à réviser le cadre réglementaire.**

### 3.3.3 L'articulation du plafonnement avec les guichets semestriels d'ARENH devrait être précisée dans le code de l'énergie

Comme exposé ci-avant, la CRE doit, en cas de plafonnement, répartir le volume maximal d'ARENH entre les différents fournisseurs. Si l'article L. 366-2 du code de l'énergie dispose que le plafond d'ARENH est annuel<sup>43</sup>, l'article R. 336-18 du code de l'énergie précise cependant que la vérification de l'atteinte du plafond est effectuée à chaque guichet, soit semestriellement.

L'existence de guichets semestriels pour la livraisons de produits sur des années glissantes<sup>44</sup> a pour conséquence la coexistence de différents « produits ARENH » : pour une année calendaire N, les demandes d'ARENH pour livraison à partir du 1<sup>er</sup> juillet N-1, celles pour livraison à partir du 1<sup>er</sup> janvier N et celles pour livraison à partir du 1<sup>er</sup> juillet N contribuent toutes à la somme totale des volumes d'ARENH livrés au titre de l'année N.

Dès lors, la seule comparaison de la somme des demandes formulées à un guichet donné au niveau du plafond, telle que prévue actuellement par le code de l'énergie, n'est pas suffisante pour prévenir son dépassement. Les modalités de plafonnement lors d'un guichet doivent en conséquence être précisées par voie réglementaire, notamment s'agissant du traitement des livraisons d'ARENH en cours lors dudit guichet (*i.e.* consécutives à des demandes d'ARENH au guichet précédent).

**Comme elle a déjà pu l'indiquer dans sa délibération du 19 janvier 2017, la CRE considère qu'il est nécessaire de clarifier par décret la méthode de prise en compte des livraisons en cours au titre des guichets précédents dans le processus de vérification de l'atteinte du plafond annuel lors d'un guichet de demande d'ARENH.**

**La CRE rappelle, par ailleurs, sa recommandation de suppression du guichet de mi-année. Cette mesure ferait, par définition, disparaître les problèmes d'articulation avec le plafonnement annuel.**

## 4. L'ORGANISATION DU MARCHÉ AMONT DE L'ELECTRICITE DOIT ETRE REPENSEE AFIN D'ASSURER LE DEVELOPPEMENT DE LA CONCURRENCE SUR LE MARCHÉ AVAL ET LA COMPETITIVITE DES PRIX AU BENEFICE DES CONSOMMATEURS FINALS

Imaginé et mis en œuvre dans un contexte où les prix sur le marché de gros étaient largement supérieurs au coût de production du parc nucléaire historique, empêchant les fournisseurs alternatifs de proposer des offres compétitives avec les offres du fournisseur historique EDF, le dispositif ARENH a rapidement perdu en attractivité, avec l'effondrement de ces prix.

Malgré le développement de la concurrence sur le marché de détail, le plafond ARENH, de 100 TWh, n'a toujours pas été atteint. Pour autant, même si ce plafond finissait par être atteint, sous l'effet d'un nouveau retournement de la conjoncture sur les marchés de gros, le développement de la concurrence sur le marché aval ne serait pas

<sup>43</sup> « Ce volume global maximal [...] ne peut excéder 100 térawattheures par an ».

<sup>44</sup> Au guichet de fin d'année N, la livraison d'ARENH porte du 1<sup>er</sup> janvier N+1 au 31 décembre N+1 de l'année suivante. Au guichet de mi-année N, la livraison porte du 1<sup>er</sup> juillet N au 30 juin N+1.

substantiellement affecté, EDF devant répliquer, pour des raisons concurrentielles, les conditions d'approvisionnement des fournisseurs alternatifs. Dès lors, l'atteinte du plafond ne serait pas vecteur d'incitations nouvelles, pour les fournisseurs alternatifs, à développer des contrats d'approvisionnement de gré à gré ou à investir dans des capacités de production de base.

Le faible développement de la concurrence sur le marché amont, auquel le dispositif ARENH n'a pas apporté de réponse jusqu'alors malgré son caractère limité et transitoire, invite à s'interroger sur le modèle de marché et son articulation avec l'exercice d'une concurrence effective et pérenne au bénéfice du consommateur. Les questions de la mise en concurrence des concessions hydro-électriques et de la régulation à long-terme de la filière nucléaire constituent deux composantes de la réflexion autour de l'organisation d'un marché permettant le développement de la concurrence tout en assurant stabilité et compétitivité des prix pour les consommateurs finals.

#### **4.1 Même en cas de remontée des prix du marché de gros, l'atteinte du plafond ARENH ne devrait pas avoir d'impact majeur sur le développement de la concurrence sur le marché aval**

En cas d'atteinte du plafond, et quelle que soit la méthodologie de répartition de l'ARENH choisie, un rationnement des quantités demandées par les fournisseurs alternatifs devra être effectué. Ce rationnement entraînera une hausse du coût d'approvisionnement de ces fournisseurs<sup>45</sup>, qui seront alors dans l'obligation d'acheter les volumes d'électricité de base manquants sur le marché de gros.

L'atteinte du plafond se traduira donc par un renchérissement du coût de l'électricité pour les clients finals, traduisant le fait qu'ils ne bénéficient plus que partiellement de l'avantage compétitif du parc nucléaire historique d'EDF. Ceci est vrai tant pour les clients résidentiels et petits professionnels bénéficiant des tarifs réglementés de vente que pour les clients de puissance souscrite supérieure à 36 kVA n'en bénéficiant plus.

Les tarifs réglementés de vente pour les clients résidentiels et petits professionnels, construits par empilement, prennent en compte une part d'approvisionnement à l'ARENH représentative de leurs droits ARENH. L'article R. 337-19 du code de l'énergie prévoit que, le cas échéant, l'atteinte du plafond est répercutée dans la construction des tarifs réglementés, se traduisant par une augmentation tarifaire. La contestabilité des tarifs réglementés bleus restera dès lors garantie. Ces tarifs, qui concernent encore plus de 80 % des sites résidentiels et petits professionnels au 30 septembre 2017, demeurent la principale référence de prix pour les consommateurs du marché de masse. L'assurance de leur contestabilité, même en cas d'atteinte du plafond, assure la pérennité du développement des fournisseurs alternatifs sur ce segment de clients.

S'agissant des offres de marché, EDF, qui dispose de volumes d'électricité nucléaire historique suffisants pour satisfaire sa clientèle, pourrait vouloir continuer de proposer des offres permettant à ses clients de bénéficier de la totalité de l'avantage compétitif du parc nucléaire historique<sup>46</sup>, sans répercuter l'atteinte du plafond ARENH et la hausse de prix correspondante. Une telle stratégie commerciale bénéficierait à ses clients mais empêcherait les fournisseurs alternatifs de se développer au-delà des 100 TWh d'ARENH disponibles, sauf à ce que ces derniers soient en mesure de développer des modalités d'approvisionnement alternatives compétitives.

Une telle pratique serait vraisemblablement contraire au droit de la concurrence, EDF instaurant alors, par sa politique de prix sur ses offres de marché, un ciseau tarifaire empêchant ses concurrents de se développer. Le droit de la concurrence proscrit les pratiques de prix ayant pour effet d'instaurer un ciseau tarifaire, lorsqu'elles sont mises en œuvre par un acteur détenant une position dominante sur un marché pertinent ou sur un marché connexe au dit marché. (voir notamment les décisions du Conseil de la concurrence n°07-MC-04 du 28 juin 2007 relative à une demande de mesures conservatoires de la société Direct Energie et n°07-D-43 du 10 décembre 2007 relative à des pratiques mises en œuvre par Électricité de France).

A ce stade, sous réserve d'analyses complémentaires, EDF semble donc, en cas d'atteinte du plafond, se trouver dans l'obligation de répercuter, dans ses propres offres de marché, le rationnement des volumes d'ARENH qui pèse sur les fournisseurs alternatifs, *a minima* tant que qu'elle demeure en position dominante. Par conséquent, elle se verrait vraisemblablement obligée d'ajuster ses offres de marché à la hausse, laissant ainsi intactes les possibilités de développement concurrentiel des fournisseurs alternatifs.

La CRE estime que l'analyse de la pertinence du maintien ou d'un rehaussement du plafond d'ARENH rejoint la question de l'incitation pour les fournisseurs alternatifs de diversifier leurs moyens d'approvisionnement afin ne plus reposer uniquement sur l'ARENH et le marché de gros. Ce sujet sera abordé dans la partie 4.2 du présent rapport.

<sup>45</sup> Sous l'hypothèse que le prix de l'ARENH est inférieur au prix de marché base en intégrant la valeur capacitaire du produit ; dans le cas contraire, les fournisseurs ne devraient pas demander d'ARENH et la question de l'atteinte du plafond ne se posera pas.

<sup>46</sup> A hauteur de la part d'électricité nucléaire historique dans l'approvisionnement desdits clients, i.e. du droit ARENH hors plafonnement

## 4.2 L'ARENH, malgré son caractère limité et transitoire, ne semble pas en mesure d'apporter les incitations suffisantes au développement de la concurrence à l'amont

Le code de l'énergie dispose, en son article L. 336-8, que l'évaluation du dispositif ARENH par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie porte notamment sur « son impact sur la conclusion de contrats de gré à gré entre les fournisseurs et EDF et sur la participation des acteurs aux investissements dans les moyens de production nécessaires à la sécurité d'approvisionnement ».

Les incitations au développement de nouveaux moyens d'approvisionnement à l'amont, que le dispositif était supposé générer, comme le confirme l'exposé des motifs de la loi NOME<sup>47</sup>, résidaient :

- dans son caractère limité : les volumes d'ARENH sont plafonnés à 100 TWh, niveau insuffisant pour concurrencer EDF sur l'ensemble du marché ;
- dans son caractère transitoire, l'échéance du dispositif étant prévue en 2025.

La CRE a souhaité, dans sa consultation publique de 2015, interroger les acteurs sur le développement, depuis le lancement du dispositif, de tels contrats de gré à gré et de moyens de production afin de mesurer l'efficacité de ces incitations.

### 4.2.1 Aucun contrat de gré à gré n'a été signé depuis la création du dispositif ARENH

En réponse aux incitations liées au caractère limité et transitoire de l'ARENH, les fournisseurs alternatifs pourraient souhaiter conclure des contrats de gré à gré afin de disposer d'un approvisionnement à des prix plus bas que celui de l'ARENH, en contrepartie, par exemple, d'engagements de plus long terme et de clauses permettant à EDF de partager des risques industriels et de sécuriser une partie de ses revenus sur le long terme.

Si les intérêts des différentes parties convergent en la matière, la conclusion de tels contrats rencontre toutefois des freins importants. En particulier, les fournisseurs peuvent se montrer réticents à initier des négociations en raison de l'asymétrie d'information qui pèse sur eux et de la position dominante d'EDF sur le segment de la production d'électricité. Direct Energie, dans sa réponse à la consultation, considère d'ailleurs que ce type de négociations devrait être encadré par la CRE.

Il ressort des réponses des acteurs qu'aucun contrat de ce type n'a été conclu depuis le démarrage du dispositif ARENH et aucun d'entre eux n'a, semble-t-il, entrepris la démarche de négocier de tels contrats.

### 4.2.2 L'ARENH n'a pas incité les fournisseurs à investir dans des moyens de production de base

Les investissements dans le segment de la production s'entendent généralement sur le long terme. Ils nécessitent ainsi une visibilité relativement importante sur les différents paramètres de leur équilibre économique global.

L'évolution difficilement prévisible des prix de marché de gros, notamment leurs importantes et inattendues variations depuis quelques années, le caractère contraint<sup>48</sup> du segment de la production d'électricité de base, le développement d'importants volumes de production renouvelable subventionnée ainsi que la surcapacité du système électrique français de ces dernières années expliquent le faible développement observé dans ce secteur.

Il ressort des réponses des acteurs que peu de nouveaux moyens ont été mis en service depuis le démarrage de l'ARENH, et les quelques décisions d'investissement, notamment dans des centrales à cycle combiné au gaz, semblent avoir été actées antérieurement au démarrage du dispositif.

### 4.2.3 Cette situation ne semble pas devoir évoluer d'ici à 2025, date d'échéance du dispositif

A ce jour, le dispositif ARENH n'a généré aucune des incitations à l'amont évoquées dans l'exposé des motifs de la loi NOME. Le constat de 2009 d'absence de concurrence sur le segment de la production (particulièrement de base), à l'origine de la création du dispositif ARENH, demeure valable en 2017. Ceci peut s'expliquer par plusieurs raisons :

- le contexte économique est peu favorable aux investissements dans la production ;

<sup>47</sup> Extrait de l'exposé des motifs de la loi NOME (<http://www.assemblee-nationale.fr/13/projets/pl2451.asp>) : « Le 3° prévoit de laisser la possibilité de pouvoir déduire des droits d'un fournisseur d'accès régulé à l'électricité de base, d'un commun accord entre lui et EDF, les quantités d'électricité de base dont il disposerait par le biais de nouveaux contrats conclus de gré à gré avec EDF. Un tel mécanisme contribuera à inciter EDF et les fournisseurs d'électricité à conclure des contrats adaptés, à caractère plus industriel, permettant, le cas échéant, de mieux répondre aux besoins des co-contractants que la simple vente d'électricité à un prix régulé. Ces contrats pourront, par exemple, proposer un prix de l'électricité moins élevé que le prix régulé en contrepartie d'un partage du risque entre EDF et l'acheteur ou prévoir une participation du fournisseur à des investissements réalisés par EDF. Le fournisseur ne serait ainsi pas un simple acheteur-revendeur d'électricité mais un industriel impliqué de l'amont à l'aval. »

<sup>48</sup> Parc nucléaire en monopole et renouvellement des concessions hydroélectriques retardé.

- les incitations liées au caractère limité de l'ARENH ne se matérialisent pas : le marché de gros constitue actuellement une alternative économiquement plus compétitive que l'ARENH pour l'approvisionnement des fournisseurs et l'éventuelle atteinte du plafond serait vraisemblablement sans effet significatif sur la concurrence à l'aval (cf. *supra*) ;
- l'échéance du dispositif apparaissait jusqu'alors trop lointaine pour que son caractère transitoire constitue une réelle incitation à diversifier l'approvisionnement des acteurs. De plus, les questions de réplique par EDF des conditions d'approvisionnement des fournisseurs alternatifs telles qu'évoquées ci-dessus, pourraient se poser à la fin du dispositif si sa position dominante sur les marchés persiste, réduisant ainsi les incitations associées.

Cette situation ne devrait guère évoluer à court-terme :

- rien n'indique que la conjoncture sur le marché de gros ait vocation à s'inverser rapidement et durablement ;
- l'absence de possibilité pour les fournisseurs alternatifs d'accéder à l'électricité nucléaire historique d'EDF à prix coûtant au-delà de 100 TWh ne devrait peser sur leur développement qu'à partir du moment où EDF ne sera plus tenue de répliquer dans ses propres offres l'impact du rationnement en ARENH de ses concurrents. La structure et le poids des acteurs sur le marché de détail seront à ce stade bien différents d'aujourd'hui.





15, rue Pasquier - 75379 Paris Cedex 08 - France  
Tél. : +33 (0)1 44 50 41 00 - Fax : +33 (0)1 44 50 41 11  
[www.cre.fr](http://www.cre.fr)