

Analyse de la compétitivité des entreprises intensives en énergie : comparaison France-Allemagne

Juin 2013

Sommaire

Synthèse	3
1. Contexte	6
2. Le cas français	6
2.1. Évaluation du niveau de la part énergie	6
2.2. Évaluation de la part acheminement	11
2.3. CSPE	12
2.4. Taxes locales	15
2.5. CTA	15
2.6. Synthèse générale	15
3. Le cas allemand	16
3.1. Évaluation du niveau de la part énergie	16
3.2. Part transport	17
3.3. Taxes	17
3.4. Synthèse	18
4. Éléments complémentaires	19
4.1. Exeltium	19
4.2. Conséquences d'une exonération éventuelle des coûts de transport pour certains industriels	21
4.3. Valorisation de l'interruptibilité	22
4.4. Compensation des coûts indirects du CO ₂	25
4.5. Autoproduction et autres particularités	27

Synthèse

La facture d'électricité des clients électro-intensifs comprend différentes composantes, la part énergie, correspondant à l'approvisionnement en électricité, étant significativement supérieure aux autres composantes transport, distribution, commercialisation, taxes, puisqu'elle peut représenter plus des 4/5^e de la facture pour un industriel français.

S'il est intéressant d'en comparer le niveau actuel pour un client français et un même client outre-Rhin, il convient également d'en examiner les perspectives d'évolution à moyen terme, puisqu'elles conditionnent la compétitivité des industries à cet horizon de temps.

La part énergie d'un industriel en France dépend pour sa plus grande partie de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH), dont les volumes d'allocation et le prix sont établis par les pouvoirs publics, conformément au cadre législatif, et reflètent les conditions techniques et économiques de fonctionnement du parc nucléaire historique d'EDF. Ce prix régulé, établi sur la base d'un outil de production déjà largement amorti et de paramètres relativement peu volatils, pourrait en outre être déterminé sur plusieurs années, afin de donner de la visibilité aux acteurs de marché, fournisseurs, consommateur et traders, et favoriser l'émergence et le développement de contrats pluriannuels de fourniture d'électricité, comme l'a recommandé la CRE dans son premier rapport sur le fonctionnement des marchés de détail.

Trois facteurs pourraient toutefois venir modifier à brève échéance, à partir de 2016, les déterminants de la part énergie : (i) l'éventuelle atteinte du plafond légal de 100 TWh pour les volumes d'ARENH, obligeant à leur rationnement pour les fournisseurs, et par voie de conséquence les consommateurs, (ii) l'éventuelle prise en compte progressive, dans la facture des consommateurs finals, des coûts de développement de nouvelles capacités de

production d'électricité de base et (iii) la mise en œuvre du mécanisme d'obligation de capacité.

Certains industriels électro-intensifs français disposent par ailleurs d'un contrat d'approvisionnement de très long terme auprès d'EDF, Exeltium, conclu avant la mise en place de l'ARENH. Ce contrat, s'il internalise les principaux paramètres techniques, économiques et financiers représentatifs de l'environnement économique prévalant au moment de la signature, ne pouvait en revanche prendre en compte le risque lié à d'éventuelles évolutions du cadre juridique du marché de l'électricité. Le dispositif ARENH, introduit par la suite, offre aux clients des possibilités d'approvisionnement, pour un produit en première approche similaire, à un niveau de prix aujourd'hui plus compétitif que le prix du contrat Exeltium. Les textes législatifs et réglementaires prévoyant par ailleurs que les industriels ne peuvent cumuler ces deux produits, ils payent dès lors leur électricité plus cher qu'en l'absence du contrat Exeltium. Cette situation remet en question l'intérêt du contrat, au moins à court terme, pour les industriels électro-intensifs, même si l'examen de son équilibre économique général, et de l'éventuelle évolution de cet équilibre par rapport au moment de sa conclusion, doit toujours être mené sur l'ensemble de la durée de vie dudit contrat. Si une évolution du cadre réglementaire devait être envisagée avec pour objet de revenir sur ce principe de non cumul, augmentant *de facto* l'intérêt économique du contrat Exeltium à court terme pour les industriels électro-intensifs, elle ne pourrait l'être qu'avec le souci de l'équilibre économique général pour toutes les parties, comme il en est d'ailleurs de toute renégociation qui pourrait être envisagée sur les différents paramètres de ce contrat, notamment ses modalités de financement.

La part énergie d'un industriel en Allemagne dépend essentiellement du niveau des prix du marché de gros de l'électricité, dont la volatilité

est très élevée. Ainsi, les prix actuels de marché allemands en base pour un volume d'électricité livré en 2014 sont très proches du prix de l'ARENH, et par conséquent les prix de la part énergie dans les deux pays sont très proches. Ce n'était pas du tout le cas en 2012 pour les volumes livrés en 2013, lorsque les prix de marché allemands étaient bien supérieurs au prix de l'ARENH.

L'exonération des coûts de transport en Allemagne pour les gros clients industriels permet une réduction significative de leur facture. Toutefois, cette exonération n'est, d'une part, pas uniforme et d'autre part, tous les industriels français ne bénéficieraient pas d'une exonération totale s'ils étaient soumis au régime allemand.

Par ailleurs, ce mécanisme de soutien aux industries électro-intensives a suscité de nombreuses réactions outre-Rhin qui se sont traduites par des actions contentieuses introduites devant les juridictions allemandes mais aussi par une plainte déposée auprès de la Commission européenne.

En Allemagne, la 3^e chambre de la Cour d'appel de Düsseldorf aurait annulé le 6 mars 2013 l'article 19, paragraphe 2 de l'ordonnance sur la contribution tarifaire pour l'accès au réseau énergétique prévoyant le régime d'exemption pour les électro-intensifs. La Cour d'appel aurait estimé que cette exonération ne saurait trouver de base légale suffisante au regard du dispositif législatif actuel encadrant le marché de l'énergie.

Outre les actions menées en Allemagne, un recours a été formé auprès de la Commission européenne pour non-conformité du dispositif en cause avec les règles européennes pour cause d'absence de notification d'une aide d'Etat.

Le 6 mars 2013, la Commission européenne a notifié à l'Allemagne sa décision d'ouvrir la procédure prévue à l'article 108, paragraphe 2, du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne concernant la mesure d'exemption susmentionnée.

Cette enquête approfondie a pour objet de déterminer si l'exonération des droits de

réseau accordée aux grands consommateurs d'électricité en Allemagne depuis l'année 2011 constitue une aide d'État. La Commission précise que si tel était le cas, elle poursuivrait son enquête afin d'établir si cette exonération est susceptible de fausser indûment le jeu de la concurrence dans l'UE ou bien s'il est possible de la justifier.

La Commission européenne indique par ailleurs qu'elle procédera à une analyse plus approfondie afin de déterminer si l'exonération était financé au moyen de ressources d'Etat dès l'année 2011, période pendant laquelle la « surtaxe article 19 » n'était pas encore prélevée.

Dans le cadre de cette procédure, la Commission a invité l'Allemagne à présenter des observations sur cette exonération des droits de réseau pour les grands consommateurs d'électricité.

L'avis motivé de la Commission indique « *que l'exonération des droits de réseau consentie aux grands consommateurs d'électricité comporte depuis 2012 (soit depuis l'entrée en vigueur de la décision de la BnetzA du 14 décembre 2011) un élément d'aide d'État au sens de l'article 107, paragraphe 1, du TFUE.* »

Par ailleurs, la Commission rappelle « *qu'il n'est pas exclu qu'antérieurement à la décision du 14 décembre 2011 l'exonération ait été financée par des ressources d'État.* »

Les exonérations de taxes en vigueur en Allemagne semblent soulever les mêmes questions que celle concernant le tarif réseau.

En matière d'interruptibilité, si le dispositif allemand bénéficie d'une enveloppe trois fois supérieure à l'enveloppe prévue en France, il concerne également un nombre supérieurs de clients éligibles, car les conditions de disponibilité y sont moins restrictives. Rapporté à la consommation des industriels, les deux dispositifs apportent un bénéfice du même ordre de grandeur à un industriel français et à un industriel allemand. En revanche, il ne concerne en France que très peu de clients, par construction, compte-tenu des contraintes d'éligibilité, et ne représente pas un outil de

réduction de facture à l'échelle de l'ensemble des consommateurs industriels.

Enfin, l'Allemagne étudie la mise en place d'un système de compensation des coûts indirects du CO₂, qui permet une réduction des factures énergétiques, l'approvisionnement des clients allemands, réalisé essentiellement sur le marché de gros, étant éligible à cette compensation. L'impact de la mise en œuvre d'une telle compensation en France dépend fortement des niveaux des prix de marché de l'électricité et du CO₂. Des prix de marché bas

et un coût de CO₂ élevé rendraient un approvisionnement sur le marché de gros, net de cette compensation, plus compétitif qu'un approvisionnement à l'ARENH et modifierait la stratégie de sourcing des fournisseurs de clients industriels français. Au surplus, s'il fait en effet peu de doute qu'un approvisionnement à l'ARENH est exclu du dispositif de compensation, il n'en est pas exactement de même du contrat Exeltium, dont les modalités d'éligibilité restent à déterminer.

1. Contexte

Dans sa lettre du 14 janvier 2013, la ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie a exprimé le souhait qu'un groupe de travail tripartite entre les services de la CRE, la DGEC¹ et la DGCIS² soit constitué, dans le but d'effectuer une comparaison des coûts supportés par les industries intensives en énergie en France et en Allemagne. Pour appuyer ses constats, la ministre a précisé que le groupe pouvait s'appuyer sur les travaux et les données de l'UNIDEN³, association regroupant les industries fortes consommatrices d'électricité.

Le président de la CRE a répondu favorablement à la ministre dans une lettre du 8 février, précisant le périmètre de la contribution des services de la CRE.

En parallèle des travaux menés par la DGEC et la DGCIS, les services de la CRE ont effectué une analyse quantitative sur la facture des industries, tant dans sa partie fourniture que dans sa partie acheminement, à horizon 2017. D'autre part, une analyse qualitative a été menée sur la compensation indirecte des émissions de CO₂, les conditions économiques du contrat Exeltium ou encore le mécanisme d'interruptibilité.

2. Le cas français

2.1 Évaluation du niveau de la part énergie

La part énergie est la part dominante de la facture d'électricité d'un industriel. Elle correspond au coût de l'énergie produite par les centrales pour faire face à la consommation de l'industrie, y compris les frais de fonctionnement du système⁴.

La part fourniture de la facture s'obtient en y ajoutant les coûts commerciaux du fournisseur,

lesquels représentent un paramètre spécifique au fournisseur sur lequel la concurrence a un impact significatif. Il semble légitime de considérer que, pour les clients électro-intensifs consommant un volume important d'électricité et ayant des profils annuels de consommation relativement réguliers, ces coûts ne sont pas très élevés, une fois ramenés au MWh. À titre d'illustration, dans le cadre du TaRTAM⁵, un plafond de 1,2 €/MWh et un plancher de 0,4 €/MWh leur avaient été appliqués⁶.

Dans le cadre de cette étude, les services de la CRE ont procédé à l'estimation de la part énergie pour deux panels de clients industriels. La première analyse a été effectuée sur un panel d'industriels membres de l'UNIDEN, qui ont accepté de transmettre aux services de la CRE les informations propres à leurs sites. La seconde analyse, plus générale, a été menée sur un panel de consommateurs raccordés au réseau de transport d'électricité et sélectionnés en fonction de leur profil de consommation.

La méthodologie utilisée pour estimer les coûts correspond à celle présentée par la CRE dans son rapport sur le fonctionnement des marchés de détail publié en février 2013. De manière succincte, dans le modèle⁷ développé par la CRE, un prix est affecté à une courbe de charge en fonction du volume d'ARENH⁸ dont elle peut bénéficier et d'une optimisation de la fourniture du reste de l'énergie sur les marchés à terme (dit « forward ») et journalier (dit « spot »). Ceci permet de donner un coût de fourniture propre à une courbe de charge pour un client fourni en offre de marché, c'est-à-dire ayant quitté les tarifs réglementés de vente (dits « TRV »).

Il convient de noter que les clients industriels

⁵ Tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché, en vigueur de début 2007 à mi-2011.

⁶ Décret n° 2007-689 du 4 mai 2007 relatif à la compensation des charges du tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché.

⁷ Ce modèle est fondé sur une approche statistique et permet, via l'utilisation de modèles stochastiques et de simulations de Monte Carlo, de prendre en compte différents aléas et d'intégrer le facteur risque et les surcoûts associés dans le calcul du coût d'approvisionnement.

⁸ Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique

¹ Direction Générale de l'Énergie et du Climat.

² Direction Générale de la Compétitivité, de l'Industrie et des Services.

³ Union des industries utilisatrices d'énergie.

⁴ Divers frais nécessaires au fonctionnement du système électrique (coûts des écarts par exemple).

n'ayant pas exercé leur éligibilité aux offres de marché avant promulgation de la loi NOME (décembre 2010) continuent à bénéficier des TRV auprès d'EDF jusqu'à la fin de l'année 2015. Les services de la CRE n'ont pas jugé opportun de fonder leurs estimations sur les TRV, dans la mesure où les industriels gros consommateurs d'électricité, qui sont les consommateurs les plus élastiques au prix, ont, pour la plupart⁹, fait jouer leur éligibilité au moment de l'ouverture du marché de l'électricité, époque où le niveau des prix des offres de marché était inférieur à celui des TRV. Par ailleurs, le code de l'énergie dispose que ces tarifs disparaîtront d'ici 2016.

2.1.1 Étude sur un panel d'industriels membres de l'UNIDEN

19 membres de l'UNIDEN ont accepté de participer à cette étude, pour un total de 63 sites de consommation représentant un volume d'environ 15 TWh par an sur les années 2010 à 2012. Afin de préserver à la fois l'anonymat des participants et la confidentialité des données, les résultats sont présentés de manière agrégée. Les résultats de la part énergie en €/MWh en fonction du prix de marché calendaire base¹⁰ sont détaillés ci-dessous pour l'année 2013.

Tableau 1 : Part énergie moyenne en 2013 sur le panel UNIDEN en fonction du prix de marché

Prix de marché en base en 2013	42	44	46	48	50	52
Part énergie moyenne (€/MWh)	42,5	42,5	42,5	42,6	42,6	42,7

Le prix de marché moyen pondéré des volumes échangés sur les marchés organisés et OTC¹¹ du produit calendaire 2013 sur l'ensemble de sa période de cotation est de l'ordre de 52 €/MWh¹². En raison des profils assez réguliers des courbes traitées qui leur permet d'obtenir une quantité d'ARENH

importante par rapport à leur consommation, il ressort de cette étude que la part énergie des consommateurs du panel est très peu sensible aux variations des prix de marché. En d'autres termes, le prix de l'ARENH constitue le déterminant fondamental de la part énergie de ces consommateurs.

⁹ Les tarifs Verts B et C, destinés aux plus gros consommateurs, ne représentent plus que 4 TWh en 2011.

¹⁰ Plusieurs produits différents peuvent s'échanger sur les marchés. Les produits dits « base » correspondent à des livraisons d'électricité constantes sur l'année.

¹¹ Acronyme de l'anglais « Over The Counter », correspondant au marché de gré à gré dont les échanges ne transitent pas par des bourses.

¹² Ce prix moyen tombe à 50,5 €/MWh sur la période de cotation 2012.

Évolution à l'horizon 2017

Les services de la CRE ont procédé à l'évaluation prospective de la part énergie sur un horizon de 5 ans, en fonction de divers scénarii de prix de marché et de prix de l'ARENH. Ces calculs tiennent compte en outre de l'évolution significative des volumes d'ARENH attribués au panel jusqu'en 2015, en application des dispositions de l'arrêté du 17 mai 2011 relatif au calcul des droits à l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique.

Les calculs sont établis sur une hypothèse normative d'inflation de 2 % par an. Les prix de marché calendaires des volumes de base considérés évoluent chaque année de l'inflation +1 % et le rapport prix pointe / prix base demeure constant, égal à 1,25. L'ensemble des frais de fonctionnement varie à l'inflation.

Le prix de l'ARENH, dont le point de départ en 2013 est de 42 €/MWh, évolue ensuite à l'inflation. Cette hypothèse d'évolution constitue le scénario de référence utilisé dans la suite de la présente note (cf. tableau 2).

Tableau 2 : Hypothèse de prix de l'ARENH utilisée (scénario de référence)

Année	2013	2014	2015	2016	2017
Prix de l'ARENH	42	42,8	43,7	44,6	45,5

Les résultats obtenus en fonction du niveau des prix de marché en 2013 sont les suivants :

Tableau 3 : Évolution de la part énergie moyenne à horizon 2017 sur le panel UNIDEN en fonction du prix de marché en 2013, avec un prix de l'ARENH évoluant à l'inflation à partir de 2014

Prix de marché 2013	2013	2014	2015	2016	2017
42	42,5	43,3	44,2	45,1	46,1
44	42,5	43,4	44,3	45,3	46,2
46	42,5	43,5	44,5	45,3	46,2
48	42,6	43,7	44,6	45,5	46,3
50	42,6	43,8	44,6	45,5	46,4
52	42,7	43,9	44,7	45,6	46,5

Le tableau 3 montre la part énergie des consommateurs du panel demeure peu sensible aux prix de marché.

Afin d'éclairer la sensibilité de ces résultats aux variations du prix de l'ARENH, une analyse a été menée pour un prix de l'ARENH de 42 €/MWh constant en euros courants jusqu'en 2017.

Tableau 4 : Évolution de la part énergie moyenne à horizon 2017 sur le panel UNIDEN en fonction du prix de marché en 2013, avec un prix de l'ARENH constant en euros courants

Prix de marché 2013	2013	2014	2015	2016	2017
42	42,5	42,5	42,6	42,6	42,7
44	42,5	42,7	42,7	42,8	42,9
46	42,5	42,7	42,8	42,9	43,0
48	42,6	42,9	43,0	43,0	43,2
50	42,6	43,0	43,0	43,0	43,2
52	42,7	43,1	43,1	43,1	43,3

Les calculs montrent par ailleurs qu'une hausse d'1 €/MWh du prix de l'ARENH entraîne une hausse comprise entre 0,9 et 1 €/MWh de la part énergie des clients du panel UNIDEN, lesquels bénéficient en moyenne d'un volume d'ARENH légèrement supérieur à 90 % de leur consommation.

2.1.2 Étude sur un panel de consommateurs du réseau de transport d'électricité

Les services de la CRE ont conduit une étude portant sur un panel plus exhaustif, composé des sites de consommation télérelevés et directement raccordés au réseau de transport, pour lesquels ils disposent des courbes de charge de l'année 2011¹³.

En s'appuyant sur un critère¹⁴ permettant de qualifier un industriel d'électro-intensif, 161 courbes de charge ont été extraites, pour un total de 36 TWh.

Le critère permet de discriminer les consommateurs d'électricité ayant des profils relativement plats, caractéristiques d'une activité industrielle. Il convient de remarquer par ailleurs que les autorités allemandes utilisent un critère similaire pour déterminer l'éligibilité de leurs industriels à certaines exonérations (cf. paragraphe 3.2.).

Compte tenu de l'ampleur du panel et du nombre de site de consommation qui ne sont pas concernés par le contrat Exeltium, celui-ci n'a pas été pris en compte dans l'évaluation de la part énergie.

Les résultats obtenus en fonction du prix de marché en 2013 sont les suivants :

Tableau 5 : Évolution de la part énergie moyenne à horizon 2017 sur le panel RPT en fonction du prix de marché en 2013 dans le scénario de référence ARENH

Prix de marché 2013	2013	2014	2015	2016	2017
42	42,3	43,3	44,2	45,0	45,9
44	42,3	43,3	44,2	45,0	45,9
46	42,3	43,3	44,2	45,0	45,9
48	42,3	43,3	44,2	45,1	46,0
50	42,3	43,4	44,2	45,1	46,0
52	42,3	43,5	44,2	45,1	46,1

¹³ Courbes de charge obtenues dans le cadre de ses travaux de surveillance des marchés de détail.

¹⁴ Sont considérés dans cette étude comme électro-intensifs les clients dont les courbes de charge ont une « pseudo durée d'utilisation » supérieure ou égale à 6000 h. Cette « pseudo durée d'utilisation » correspond au rapport entre la consommation et la puissance maximale consommée par un site (si le site consomme un ruban constant, cette durée vaut 8760 h = 1 an). Pour transposer les résultats obtenus sur ce panel aux consommateurs de durée d'utilisation supérieure à 6 000h, il faudrait connaître les puissances souscrites des sites de consommation du réseau de transport.

Comme précédemment, les parts énergie dépendent très sensiblement du niveau du prix de l'ARENH. Les profils de consommation étant très réguliers, ils permettent en effet de bénéficier de volumes d'ARENH importants sur toute la période examinée.

2.1.3 Sensibilités

Le prix de l'ARENH joue un rôle déterminant dans la part énergie des industriels gros consommateurs d'électricité, en raison du volume élevé d'ARENH qui leur est attribué. Une visibilité sur les évolutions de ce prix et sur sa méthodologie de calcul constituent des éléments primordiaux dans l'estimation de leur facture. En conséquence, la CRE a estimé souhaitable, dans son rapport sur le fonctionnement des marchés de détail, que le décret, prévu par l'article L. 337-15 du code de l'énergie, identifiant les coûts et la méthodologie à prendre en compte pour déterminer le prix de l'ARENH, donne une visibilité sur son évolution pluriannuelle.

Par ailleurs, les textes prévoient qu'en cas d'atteinte du plafond légal de 100 TWh d'ARENH, la CRE corrige les volumes d'ARENH livrés aux fournisseurs au prorata de

leurs consommations prévisionnelles. Les clients, et parmi eux les industries, verraient ainsi leur volume d'ARENH diminuer significativement, augmentant ainsi leur exposition aux prix du marché. Une étude de sensibilité à ce phénomène d'atteinte du plafond a été menée à partir d'hypothèses simples¹⁵.

À partir de 2016, la fin des tarifs réglementés jaunes et verts entraînera vraisemblablement une augmentation de la part de marché des fournisseurs alternatifs sur le segment des clients professionnels. Si l'on suppose que le volume de clients détenu aujourd'hui par les fournisseurs alternatifs reste stable et que 30 % des clients actuellement chez EDF (soit dans le cadre d'une offre de marché, soit aux tarifs réglementés) fassent le choix de la concurrence en 2016, alors un prorata de l'ordre de 90 % sera appliqué aux volumes d'ARENH demandés par les fournisseurs alternatifs pour cette année. Sur le panel UNIDEN étudié, cela revient à attribuer aux industriels un volume moyen d'ARENH de l'ordre de 82 % au lieu des 92 % théoriques. Le tableau ci-après présente les parts énergies des consommateurs du panel UNIDEN en 2016 en cas d'atteinte du plafond la même année :

Tableau 6 : Part énergie moyenne en 2016 sur le panel UNIDEN en fonction du prix de marché en 2013, dans le cas d'une atteinte du plafond d'ARENH, dans le scénario de référence ARENH

Prix de marché 2013	Prix de marché 2016	Part énergie supportée par les industries en 2016	Part énergie théorique sans atteinte du plafond en 2016
42	45,9	45,2	45,1
44	48,1	45,5	45,3
46	50,3	45,8	45,3
48	52,5	46,1	45,5
50	54,6	46,4	45,5
52	56,8	46,6	45,6

¹⁵ Les hypothèses retenues sont de deux ordres : aucune évolution de la consommation totale d'électricité d'ici 2016, et aucun développement de la concurrence sur les clients bleus. Ces deux hypothèses ont pour effet de minorer le volume d'ARENH total demandé par les fournisseurs.

Avec les hypothèses utilisées, l'atteinte du plafond d'ARENH entrainera des hausses plus ou moins fortes selon le niveau des prix de marché en 2016.

Dans des scénarios où moins de 20 % du portefeuille actuel d'EDF change de fournisseur, le plafond d'ARENH ne sera pas atteint. Dans le cas où 50 % du portefeuille actuel d'EDF passe à la concurrence, le prorata atteint une valeur d'environ 70 %, ce qui a pour conséquence d'augmenter significativement la sensibilité aux prix de marché des clients industriels.

2.2 Évaluation de la part acheminement

La part acheminement correspond aux coûts supportés par les gestionnaires de réseaux (exploitation, développement et entretien des réseaux) pour livrer l'énergie jusqu'au point de raccordement du site consommateur. Elle se détermine par application du Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité (dit « TURPE ») élaboré par la CRE.

À partir du niveau de tension de raccordement d'un consommateur, de sa puissance souscrite auprès du gestionnaire de réseau et de sa consommation par poste horosaisonnier, il est possible d'évaluer la facture d'acheminement

d'un consommateur industriel. Les calculs ont été effectués pour chacun des sites présents dans les deux panels de l'étude.

Pour l'année 2013, le calcul est fondé sur TURPE 3 jusqu'au 1^{er} août 2013 et sur TURPE 4 au-delà. Pour les utilisateurs raccordés en HTA, le calcul est effectué en conservant la structure tarifaire TURPE 3 jusqu'au 31 décembre 2013.

Pour les années 2014 à 2017, la grille tarifaire utilisée est celle de TURPE 4. Contrairement à TURPE 3, une différenciation temporelle a été introduite pour les clients raccordés au réseau de transport. Les calculs nécessitent donc de disposer de puissances souscrites par postes horosaisonniers, comme c'est déjà le cas dans TURPE 3 pour les clients raccordés en moyenne tension. Pour leur calcul, les services de la CRE se sont donc livrés à une approximation consistant à utiliser la puissance maximale d'un poste comme puissance souscrite pour ce poste¹⁶. S'ajoute, pour terminer, une contrainte tarifaire imposant aux utilisateurs de respecter un ordre dans leur souscription de puissance¹⁷.

Pour les projections à 2017, des hypothèses d'évolution annuelle de 3 % pour le tarif HTA et de 2 % pour le tarif transport ont été appliquées. Le taux de CTA¹⁸ est considéré comme inchangé¹⁹.

¹⁶ Cette approximation de la puissance souscrite peut impliquer des écarts dans l'évaluation des charges dans la mesure où les utilisateurs ne souscrivent pas leurs puissances maximales mais un arbitrage entre leur puissance souscrite et les frais de dépassement de puissance.

¹⁷ Selon les règles applicables à l'utilisation des réseaux publics d'électricité, les utilisateurs doivent respecter un ordre dans leur souscription de puissance de telle sorte que la puissance souscrite en heures creuses d'été soit la plus importante.

¹⁸ Contribution Tarifaire d'Acheminement

¹⁹ Les hypothèses d'évolution sont différentes de celles prises en compte dans le cadre du rapport surveillance, ces dernières ayant été déterminées avant la décision du conseil d'Etat annulant le TURPE 3.

2.2.1 Étude sur un panel de membres de l'UNIDEN

Le faible niveau des coûts d'acheminement s'explique par le fait que la plupart des sites du panel sont raccordés au réseau de

transport d'électricité : sur 63 sites, seuls 6 sont raccordés en moyenne tension.

Tableau 7 : Part acheminement moyenne à horizon 2017 sur le panel UNIDEN

Année	2013	2014	2015	2016	2017
Part acheminement moyenne	6,4	6,5	6,7	6,8	6,9

2.2.2 Étude sur un panel de consommateurs du réseau de transport d'électricité

Pour les sites du panel RPT, une approximation a été nécessaire, les services de la CRE ne disposant pas des puissances souscrites associées. Ainsi, les puissances

utilisées pour le calcul du TURPE sont les puissances maximales calculées à partir de la courbe de charge, en cohérence avec le mode de sélection des courbes de charge présenté plus haut.

Tableau 8 : Part acheminement moyenne à horizon 2017 sur le panel RPT

Année	2013	2014	2015	2016	2017
Part acheminement moyenne	5,9	6,0	6,1	6,3	6,4

Les différences avec le panel UNIDEN sont principalement dues à une plus grande représentation des consommateurs HTB2²⁰ dans le panel RPT, dont la part acheminement est moins élevée que celle de ceux raccordés en HTB1.

tarif de première nécessité) et à financer le budget du Médiateur national de l'énergie.

Depuis le 1^{er} janvier 2013, elle s'élève à 13,5 €/MWh et est payée par l'intégralité des consommateurs finals sur le territoire français métropolitain. Sous certaines conditions, les entreprises peuvent bénéficier d'une exonération partielle de cette contribution.

2.3 CSPE

Instituée par la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003, la contribution au service public de l'électricité (CSPE) vise à compenser les charges de service public de l'électricité, qui sont supportées par les fournisseurs historiques (soutiens à la cogénération et aux énergies renouvelables, péréquation tarifaire dans les zones non interconnectées,

Trois types d'exonération existent :

- la contribution par site est plafonnée à 569 418 € en 2013, et augmentée de l'inflation chaque année ;
- pour les sociétés industrielles consommant plus de 7 GWh par an, la contribution est plafonnée à 0,5 % de la valeur ajoutée ;
- pour les consommateurs d'électricité autoproduite, à concurrence de 240 GWh.

²⁰ Différents niveaux de tension de raccordement existent sur le réseau de transport : 63kV (dit « HTB1 »), 225kV (dit « HTB2 ») et 400kV (dit « HTB3 »).

Les services de la CRE ont estimé, pour les deux panels étudiés, la part due à cette contribution dans la facture d'électricité des industriels grâce aux données dont ils disposent dans le cadre du traitement opérationnel des remboursements de CSPE.

La chronique des montants de CSPE utilisée dans ces calculs est celle qui a été publiée dans le rapport sur le fonctionnement des marchés de détail en février 2013, rappelée au tableau 14.

Tableau 9 : Évolution prévisionnelle de la contribution unitaire à horizon 2017

Année	2013	2014	2015	2016	2017
Contribution unitaire (€/MWh)	13,50	16,50	19,50	20,65	21,07

2.3.1 Résultats pour le panel UNIDEN

Pour le premier panel, en considérant uniquement le plafonnement par site, la CSPE

ramenée au MWh pour les industriels suit la chronique moyenne suivante :

Tableau 10 : Montant moyen de la CSPE sur le panel UNIDEN (plafonnement par site)

Année	2013	2014	2015	2016	2017
CSPE moyenne après application du plafond par site (€/MWh)	1,93	2,00	2,05	2,10	2,14

Grâce aux données dont ils disposent, les services de la CRE ont relevé qu'environ 50 % des sites du panel UNIDEN bénéficient également du plafonnement à 0,5 % de la valeur ajoutée.

D'après l'analyse portant sur les années 2010 et 2011²¹, la CSPE moyenne payée par les sites du panel bénéficiant d'un plafonnement en valeur ajoutée est de 0,27 €/MWh en 2010 et de 0,42 €/MWh en 2011. Sur l'ensemble du panel, cette prise en compte réduit la CSPE moyenne de 0,5 €/MWh.

L'éventuelle exonération supplémentaire des sites disposant de moyens d'autoproduction n'a pas été calculée, par manque d'informations concernant les moyens de production de chacun des sites du panel. Il est toutefois légitime de la considérer en moyenne négligeable, d'une part car tous les sites ne bénéficient pas de moyen d'autoproduction et d'autre part compte tenu du plafond élevé à partir duquel porte l'exonération.

L'analyse de ces résultats montre que les électro-intensifs sont peu sensibles aux évolutions du montant de la contribution unitaire de la CSPE, le plafond par site évoluant moins rapidement que la CSPE elle-même. En 2013, la contribution unitaire moyenne qu'ils payent dans ce cadre représente 15 % de la contribution unitaire. Cette part passe à 10 % en 2017 selon les prévisions des services de la CRE, à cadre législatif constant.

Le plafonnement à 0,5 % de la valeur ajoutée accentue ce phénomène pour les sociétés qui en bénéficient. Pour l'année 2011, la CSPE moyenne payée par les sites du panel UNIDEN en bénéficiant représente 5 % de la contribution unitaire en vigueur.

Les services de la CRE ont mené une analyse de sensibilité aux variations des différents plafonds. Sur le panel des sites UNIDEN, une baisse du plafond par site de 10 % entraîne une baisse de la CSPE de l'ordre de 0,15 €/MWh sur la période considérée. Une diminution du plafond en valeur ajoutée de 0,1 point (passage à 0,4 % de la valeur ajoutée) entraîne une baisse de CSPE de l'ordre de 0,1 €/MWh.

²¹ Les demandes de plafonnement au titre de l'année 2012 seront effectuées courant 2013.

2.3.2 Résultats pour le panel des sites RPT

Pour le second panel, en considérant uniquement le plafonnement par site, la

CSPE ramenée au MWh pour les industriels suit la chronique moyenne suivante :

Tableau 11 : Montant moyen de la CSPE sur le panel RPT (plafonnement par site)

Année	2013	2014	2015	2016	2017
CSPE moyenne après application du plafond par site (€/MWh)	2,34	2,43	2,51	2,56	2,61

L'écart avec les résultats du panel UNIDEN s'explique par le fait que le panel RPT contient en moyenne des sites avec des consommations plus faibles, pour lesquels la part d'exonération est moins importante. Pour ce panel, la contribution unitaire moyenne à payer dans le cadre du plafonnement de la CSPE par site, selon les prévisions des services de la CRE et à cadre législatif constant, représente 17 % de la contribution unitaire en vigueur en 2013 et 12 % en 2017.

50 % des sites du panel RPT bénéficient du plafonnement à 0,5 % de la valeur ajoutée. La CSPE moyenne payée par ces sites en 2011 est de 0,49 €/MWh. La prise en compte de ce plafonnement sur l'ensemble du panel réduit la

CSPE moyenne de 0,6 €/MWh. Sur ce panel, la sensibilité à une baisse du plafond par site ou du plafond en valeur ajoutée est la même que pour le panel UNIDEN.

Les différents mécanismes d'exonération de la CSPE offrent une protection aux sites industriels, qui payent en moyenne un taux largement inférieur à la contribution standard. Parmi ces sites, le taux moyen peut néanmoins varier du simple au triple, selon que le site bénéficie du plafonnement à la valeur ajoutée ou non.

2.3.3 Synthèse

Tableau de synthèse pour le panel UNIDEN :

Tableau 12 : Montant moyen de la CSPE sur le panel UNIDEN

Année	2013	2014	2015	2016	2017
CSPE moyenne après application du plafond par site (€/MWh)	1,93	2,00	2,05	2,10	2,14
Impact plafonnement à la valeur ajoutée	environ - 0,5 €/MWh				

Tableau de synthèse pour le panel RPT :

Tableau 13 : Montant moyen de la CSPE sur le panel RPT

Année	2013	2014	2015	2016	2017
CSPE moyenne après application du plafond par site (€/MWh)	2,34	2,43	2,51	2,56	2,61
Impact plafonnement à la valeur ajoutée	environ - 0,6 €/MWh				

2.4 Taxes locales

Les utilisateurs finals souscrivant une puissance de plus de 250 kVA sont soumis à la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité. Cette taxe s'élève à 0,5 €/MWh, mais des exemptions existent pour les gros consommateurs d'électricité (cf. article 266 quinquies C du Code des douanes). A titre d'exemple, l'électricité utilisée dans des procédés métallurgiques, d'électrolyse ou de réduction chimique n'est pas soumise à cette taxe. Ces procédés concernent une grande partie des industriels du panel UNIDEN.

2.5 CTA

La contribution tarifaire d'acheminement (CTA) est une taxe permettant de financer les droits spécifiques relatifs à l'assurance vieillesse des personnels relevant du régime des industries électriques et gazières. Elle est assise sur la part fixe hors taxes du TURPE, ce qui la rend négligeable dans le cas des consommateurs électro-intensifs.

2.6 Synthèse générale

Synthèse pour le panel UNIDEN :

Tableau 14 : Synthèse générale pour les clients du panel UNIDEN (ARENH suivant le scénario de référence : 42 €/MWh en 2013 en croissance à l'inflation)

		2013	2014	2015	2016	2017
Part énergie sans plafonnement (Sans/Avec Exeltium)	Prix de marché en 2013					
	42	42,5	43,3	44,2	45,1	46,1
	44	42,5	43,4	44,3	45,3	46,2
	46	42,5	43,5	44,5	45,3	46,2
	48	42,6	43,7	44,6	45,5	46,3
	50	42,6	43,8	44,6	45,5	46,4
	52	42,7	43,9	44,7	45,6	46,5
Coûts commerciaux		0,4 à 1,2				
Part acheminement		6,4	6,5	6,7	6,8	6,9
CSPE	Plafonnement par site	1,93	2,00	2,05	2,10	2,14
	Plafonnement en valeur ajoutée	- 0,5				
Taxes locales		0 à 0,5				

En 2014, un client industriel du panel UNIDEN ne disposant pas de volumes Exeltium paiera entre 51,8 €/MWh et 53,5 €/MWh, dans le cas

d'un prix de marché 2014 de l'ordre de 44 €/MWh

Synthèse pour le panel RPT :

Tableau 15 : Synthèse générale pour les clients du panel RPT (ARENH suivant le scénario de référence : 42 €/MWh en 2013 en croissance à l'inflation)

		2013	2014	2015	2016	2017
Part énergie sans plafonnement	Prix de marché en 2013					
	42	42,3	43,3	44,2	45,0	45,9
	44	42,3	43,3	44,2	45,0	45,9
	46	42,3	43,3	44,2	45,0	45,9
	48	42,3	43,3	44,2	45,1	46,0
	50	42,3	43,4	44,2	45,1	46,0
	52	42,3	43,5	44,2	45,1	46,1
Coûts commerciaux		0,4 à 1,2				
Part acheminement		5,9	6,0	6,1	6,3	6,4
CSPE	Plafonnement par site	2,34	2,43	2,51	2,56	2,61
	Plafonnement en valeur ajoutée	- 0,6				
Taxes locales		0 à 0,5				

3. Le cas allemand

3.1 Évaluation du niveau de la part énergie

Les tarifs réglementés n'existent plus en Allemagne pour les consommateurs industriels. Ils achètent donc leur électricité auprès de fournisseurs s'approvisionnant sur les marchés. Les prix du marché allemand sont différents de ceux du marché français. Pour le produit cal13, ils se sont établis en moyenne arithmétique autour de 49,3 €/MWh en 2012 et le cal14, coté à la date d'aujourd'hui, à environ 41 €/MWh.

Une estimation du coût de fourniture des clients du panel UNIDEN avec l'outil utilisé ci-avant, mais pour un approvisionnement purement marché, les fournisseurs allemands ne disposant pas de dispositif similaires à l'ARENH, permet d'observer une forte dépendance au prix du produit « base » qui détermine en grande partie le montant de la part énergie²².

Tableau 16 : Part énergie calculée sur le panel UNIDEN pour un approvisionnement entièrement sur le marché de gros

Prix de marché 2013	2013	2014	2015	2016	2017
42	42,6	43,9	45,1	46,6	47,9
44	44,6	45,9	47,3	48,8	50,2
46	46,7	48,0	49,6	50,9	52,4
48	48,7	50,2	51,6	53,3	54,9
50	50,7	52,2	53,8	55,4	57,0
52	52,7	54,3	56,0	57,6	59,2

En Allemagne, la part énergie est très fortement affectée par la volatilité des prix du marché, contrairement à la France où elle dépend surtout de la part ARENH régulée. Les conclusions d'une comparaison à moyen terme entre les deux pays doivent dès lors correctement intégrer cette sensibilité.

En 2014, comme les prix de marché allemands sont proches du prix de l'ARENH, les parts énergie apparaissent très similaires. Elles divergeaient nettement en 2013, année où les prix de marché allemands lui étaient bien supérieurs²³.

²² Les hypothèses utilisées sont les mêmes que dans les calculs précédents

²³ Le produit calendaire base 2013 a été coté en moyenne à 49,2 €/MWh en 2012, alors que le produit calendaire base 2014 est coté en moyenne à 42,9 €/MWh depuis le début de l'année 2013.

3.2 Part Transport

Les industriels allemands peuvent bénéficier d'exonérations partielles ou totales du tarif d'accès au réseau.

Les consommateurs intensifs ayant un profil de consommation régulier²⁵ sont totalement exonérés et les consommateurs dits « anticycliques²⁶ » disposent de réduction pouvant atteindre 80 % du tarif de base. L'ensemble de ces réductions tarifaires est compensé par le paiement, par l'intégralité des utilisateurs, d'une contribution, pour laquelle les électro-intensifs bénéficient au surplus d'une exonération partielle.

Sur le panel UNIDEN étudié, seuls 30 % des sites pourraient se voir appliquer le critère de régularité allemand ; ces sites représentent cependant près de 70 % de la consommation.

L'application du critère d'« anticyclicité » est plus complexe à évaluer, les réductions de tarifs applicables étant proposées au cas par cas par les gestionnaires de réseau et validées par le régulateur (la Bundesnetzagentur). Les services de la CRE ne disposent pas à ce stade des éléments leur permettant de procéder à un calcul précis des exonérations qui pourraient être appliquées à ce titre²⁷. Quand bien même il serait possible d'évaluer le niveau d'exonération auquel un industriel français aurait droit s'il était installé en Allemagne, sur le fondement de son comportement actuel de consommation, cette évaluation ne tiendrait néanmoins pas compte des éventuels changements de comportement (évolutions de process industriel) qu'il pourrait éventuellement mettre en œuvre pour se conformer aux conditions d'application de l'exonération (adaptations pour s'approcher d'un comportement anticyclique,

²⁵ Consommateurs bénéficiant d'une durée d'utilisation supérieure à 7 000h.

²⁶ Consommateurs dont la consommation pendant les périodes chargées du réseau de transport auquel ils sont attachés est plus faible que pendant les périodes creuses.

²⁷ La réduction ne s'applique que sur la part fixe du tarif d'acheminement allemand et est fonction du rapport de la puissance maximum sur la période de pointe et de la puissance souscrite du site dans la limite d'une exonération totale du tarif acheminement de 80 %.

optimisations différentes de la puissance souscrite, etc.)

Il est en revanche possible d'affirmer que, appliquées aux panels étudiés ici, les règles allemandes ne conduiraient pas à une exonération totale des coûts de transport, en moyenne.

Enfin, la Commission européenne a annoncé le 6 mars 2013 qu'elle allait procéder à une enquête approfondie sur une aide potentielle en faveur des grands consommateurs d'électricité exonérés des droits de réseau en Allemagne.

3.3 Taxes

Comme pour les tarifs d'acheminement, les consommateurs allemands bénéficient d'un éventail d'exonérations possibles des diverses taxes sur l'électricité.

La part fiscale de la facture d'électricité d'un consommateur allemand se décompose en 7 parties.

- La contribution de soutien aux énergies renouvelables (EEG Umlage)

Cette contribution s'élève à 52,8 €/MWh. Elle est plafonnée à 0,5 €/MWh pour les entreprises dont la consommation est supérieure à 100 GWh et dont les coûts d'approvisionnement en électricité représentent plus de 20 % de la valeur ajoutée brute de l'entreprise.

Elle est dégressive pour les entreprises consommant plus de 1 GWh et dont les coûts d'approvisionnement en électricité représentent plus de 14 % de la valeur ajoutée brute de l'entreprise : le premier GWh est taxé à 52,8 €/MWh, les suivants jusqu'à 10 GWh sont taxés à 5,3 €/MWh (10 % de la contribution normale) et ceux entre 10 et 100 GWh à 0,5 €/MWh (1 % de la contribution normale)

- La contribution de soutien à la cogénération

La contribution de soutien de la cogénération s'élève à 1,26 €/MWh pour 2013 et peut être réduite à 0,5 €/MWh au-delà de 100 GWh consommés.

- La contribution au raccordement des parcs offshore

La contribution au raccordement des parcs offshore est plafonnée à 2,5 €/MWh. Elle est réduite à 0,5 €/MWh au-delà de 1 GWh consommé ou à 0,25 €/MWh lorsque les coûts de l'électricité dépassent 4 % du chiffre d'affaire. Elle n'est pas payée sur l'énergie autoproduite.

- La redevance de concession

La redevance de concession est l'équivalent des taxes locales françaises. Elle varie d'une commune à une autre. Elle peut être exonérée intégralement et s'élève à 1,1 €/MWh pour les consommateurs bénéficiant d'un taux réduit (c'est le cas des industriels de petite ou moyenne taille).

- Contribution pour l'allègement du tarif de transport

En compensation des différents allègements possibles pour le tarif d'acheminement des consommateurs industriels, une contribution de 3,29 €/MWh en 2013 est prélevée sur les consommations. Pour les consommateurs électro-intensifs, elle est ramenée à 0,25 €/MWh.

- La taxe sur l'électricité

Le montant de la taxe sur l'électricité s'élève à 20,5 €/MWh et les consommateurs industriels bénéficient d'une exonération la ramenant à 1,54 €/MWh sous réserve d'être intensif en énergie et/ou peu intensif en main d'œuvre. Elle peut être nulle pour l'électricité consommée par certains usages industriels (par exemple, l'électrolyse, la production d'acier, de ciment, etc.).

- La TVA

La TVA s'applique uniformément avec un taux de 16 %.

En conclusion, ces diverses modalités d'exonérations sont difficilement applicables aux panels français étudiés, mais, comme dans le cas du tarif de transport, il faut retenir que plusieurs seuils existent et que, appliqués sur les panels considérés, ils ne conduiraient sans doute pas à une exonération maximale sur chacune des composantes fiscales et pour l'intégralité des sites.

Enfin, les exonérations appliquées sur cette contribution au soutien des énergies renouvelables semblent susciter des interrogations de la part des services de la Commission européenne au regard de la réglementation sur les aides d'État²⁸.

3.4 Synthèse

Comme exposé précédemment, les différentes exonérations auxquelles les consommateurs industriels allemands peuvent prétendre dépendent de la nature de la consommation des sites et varient donc d'un client à un autre.

Un industriel allemand qui bénéficierait de la totalité des exonérations possibles verrait le coût de son électricité (énergie, acheminement et taxes), hors TVA, et sans tenir compte des coûts de commercialisation des fournisseurs, atteindre environ 53 €/MWh en 2013, compte-tenu du niveau des prix de marché en 2012 pour 2013. Dans ces conditions particulières de prix de marché, il ressort que le prix payé par un industriel allemand, même s'il bénéficie d'un régime d'exonération maximal, s'établit au-dessus du prix qu'il payerait en France à cette même date. Cette situation se vérifie plus généralement dès lors que le prix de marché est supérieur à environ 46,5 €/MWh.

En revanche, dès lors que les prix de marché en 2013 pour 2014 s'établissent aujourd'hui autour de 41 €/MWh, le prix payé par un tel industriel pour 2014 serait plus élevé en France qu'en Allemagne.

²⁸ Elles sont l'objet d'une plainte déposée par l'association de défense des consommateurs.

4. Éléments complémentaires

Aux différents éléments de la facture d'électricité communs à l'ensemble des consommateurs industriels²⁹, peuvent s'ajouter des paramètres exogènes susceptibles de l'affecter et d'influer sur la compétitivité des entreprises. L'analyse ci-après aborde cinq thèmes : le contrat Exeltium et ses paramètres d'évolution, les conséquences d'une exonération du TURPE pour les consommateurs français, l'impact du mécanisme d'interruptibilité dont le démarrage est prévu en France en 2014, les impacts d'une éventuelle exonération des coûts des émissions indirectes de CO₂ et l'influence des moyens d'autoproduction.

4.1 Exeltium

4.1.1 Historique du contrat

Le consortium Exeltium rassemble vingt-six industriels, grands consommateurs d'électricité en France (acier, aluminium, chimie, gaz industriels, matériaux d'isolation, papier) regroupés, selon des critères d'électro-intensivité définis par l'article 238 bis HW du code général des impôts, pour négocier l'achat d'importantes quantités d'électricité sur le long terme (contrats de 15 ans minimum).

En juillet 2008, Exeltium a signé un partenariat industriel avec EDF sur 24 ans. Ce contrat doit permettre de répondre à la volatilité des prix de marché tout en garantissant un accès compétitif à l'électricité sur le long terme. L'irruption de la crise financière fin 2008 a raréfié les liquidités disponibles, conduisant à scinder le projet en deux phases.

Au printemps 2010, Exeltium a levé un important montant sur les marchés financiers pour réserver auprès d'EDF l'accès à des blocs d'énergie nucléaire, associant ainsi les industriels électro-intensifs au développement et au prolongement de la filière. Depuis cette

date, une centaine de sites industriels sur tout le territoire français sont directement approvisionnés par Exeltium. Les premières livraisons d'électricité correspondant à la phase 1 d'Exeltium ont démarré au 1^{er} mai 2010.

En contrepartie d'un paiement initial correspondant à l'usage d'une tranche nucléaire sur 24 ans et d'une participation aux risques d'exploitation du parc nucléaire, les électro-intensifs, par l'intermédiaire d'Exeltium, ont sécurisé leur accès à des volumes d'électricité sur le long terme à un prix prévisible, notamment calculé sur la base des coûts d'exploitation du nucléaire. Ceci a été rendu possible en partie par le montage financier d'Exeltium, qui a permis aux actionnaires d'optimiser leur investissement via un recours à la dette sans obérer leurs propres capacités d'endettement, l'avantage pour EDF étant de pouvoir sécuriser son investissement dans le développement de son parc.

Ce contrat comprend une clause de sortie des clients au bout de 10 ans, puis tous les 5 ans (une sortie n'étant pas nécessairement définitive). Ces clauses ont été introduites pour obtenir l'approbation de la commission européenne. Bien que les industriels ne puissent résilier leurs volumes d'électricité contractualisés avant la première échéance de 2020, ces clauses ont nécessité la mise en place par Exeltium d'un certain nombre d'éléments de couverture contre le risque marché

4.1.2 Coexistence avec l'ARENH

Dans le cadre du dispositif ARENH, un décompte des volumes Exeltium a été introduit afin d'interdire aux industriels concernés d'arbitrer entre ces deux produits, au motif qu'ils constituaient des produits économiquement et techniquement équivalents. Ainsi, le code de l'énergie prévoit au 2^o de l'article L 336-4 que : « *Les volumes d'électricité correspondant aux droits des actionnaires des sociétés de capitaux agréées [...], sont décomptés dans des conditions définies par décret* ».

²⁹ Eléments traités dans les parties 1 à 3.

Cette contrainte oblige les industriels actionnaires d'Exeltium à consommer toute l'électricité du contrat en priorité, avant de pouvoir obtenir de l'ARENH afin de compléter leurs besoins en électricité de base. Ce qui, en fonction des prix des deux produits, peut rendre défavorable le fait de bénéficier des livraisons Exeltium.

Par ailleurs, si le volume total d'ARENH attribué aux fournisseurs alternatifs dans le cadre de leurs demandes d'ARENH était amené à dépasser 100 TWh, celles-ci se verraient alors plafonnées par application d'un prorata, calculé de telle sorte que le volume total d'ARENH vendu par EDF demeure strictement égal à 100 TWh. Le cas échéant, les modalités réglementaires de soustraction des volumes Exeltium aux consommations permettant de déterminer les droits d'ARENH se révéleraient encore plus préjudiciable aux industriels concernés qui, dans le cas contraire, auraient pu compenser la diminution de leur volumes d'ARENH par les volumes de leur contrat Exeltium pour due au plafonnement – sous réserve par ailleurs que les prix de marché soient supérieurs au prix de vente du contrat Exeltium.

Exeltium et ses actionnaires ont proposé des adaptations du dispositif ARENH permettant de ne déduire que partiellement les volumes Exeltium, à certains moments de l'année, le reste des volumes étant considéré revendu sur le marché de gros. Dès lors que les volumes « Exeltium » ne seraient plus intégralement consommés mais pour partie revendus sur le marché de gros, il conviendrait de s'assurer du bon équilibre économique du contrat (notamment en ce qui concerne les bénéfices liés aux reventes de ces quantités d'électricité), en tenant compte par ailleurs des éventuelles renégociations qui pourraient intervenir entre les parties.

4.1.3 Considérations générales portant sur l'équilibre économique du contrat Exeltium

Le contrat conclu entre Exeltium et EDF reflète l'environnement économique tel qu'il était perçu

et pouvait être anticipé à la date des négociations entre les deux parties ; les discussions ont ainsi débuté bien avant la crise financière de 2008, dans les conditions particulières de laquelle s'est négocié par la suite le financement de l'avance en tête, et se sont conclues avant la mise en œuvre de l'ARENH.

Dès lors, s'il peut être légitimement considéré que la plupart des déterminants techniques, économiques et financiers ont été correctement internalisés dans le contrat Exeltium par le truchement des différentes indexations et conditions de financement obtenues, il ne peut en être autant du risque lié à d'éventuelles évolutions du cadre juridique du marché de l'électricité, qui s'est matérialisé d'une part, par la création d'une régulation de la production nucléaire d'EDF, avec ses mécanismes de décompte des volumes exposés précédemment, et d'autre part, par le niveau de prix du produit ARENH lui-même, établi sur le principe d'une répercussion au client final de l'avantage procuré par un parc nucléaire largement amorti. Subsidiairement, le développement massif des énergies renouvelables subventionnées dans certains pays européens a eu pour récente conséquence une intensification des mouvements baissiers des prix de l'électricité européens, lesquels ont par ailleurs été très sensiblement affectés par un prix du charbon historiquement bas – du fait notamment de l'essor de l'exploitation du gaz de schiste outre-Atlantique qui a réduit les besoins en charbon des Etats-Unis – associé à une chute des prix du CO₂ bien en deçà de la valeur sur laquelle s'était établi le consensus des économistes lors de la mise en œuvre de ce marché.

Au regard des conditions particulières d'évolution de la réglementation française et européenne rappelées ci-dessus, il apparaît que la mise en œuvre de l'ARENH dans les conditions actuellement en vigueur affecte l'intérêt, pour les industriels membres d'Exeltium, de disposer d'un tel contrat, au moins à très court terme, alors qu'ils doivent faire face, par ailleurs, à une dégradation des conditions macro-économiques et à un durcissement des conditions économiques d'exercice de leur activité.

Toutefois, s'il peut être admis que, dans le contexte actuel de crise économique, les préoccupations des industriels implantés sur le territoire français s'entendent essentiellement sur des échéances de court terme, le contrat Exeltium demeure par principe et par construction un contrat d'approvisionnement d'électricité de long terme. À ce titre, dans le cadre du fonctionnement actuel des marchés de l'électricité européens, où l'anticipation des prix ne peut porter au mieux que sur un horizon très limité³⁰, avec par ailleurs pour la France, une faible profondeur des marchés intermédiés, la connaissance avec un très bon niveau de précision et sur un horizon de temps de 15 à 25 ans du prix de son approvisionnement en électricité constitue, pour les industriels concernés, un atout indéniable. Au surplus, ce contrat a fait l'objet d'une approbation formelle de la Commission européenne, laquelle l'a déclaré conforme au droit européen et aux critères de concurrence (si les conditions remplies en 2008 restent vérifiées).

En conséquence, l'analyse de l'équilibre économique du contrat Exeltium et de ses conséquences pour la compétitivité des entreprises qui en sont les actionnaires, ainsi que l'appréciation de sa valeur dans le cas d'une réouverture éventuelle des négociations sur ses conditions contractuelles, doivent continuer à s'apprécier sur un horizon pluriannuel.

4.2 Conséquences d'une exonération éventuelle des coûts de transport pour certains industriels

Les services de la CRE n'ont pas mené une analyse de faisabilité juridique ni examiné l'opportunité d'une exonération éventuelle du coût de l'acheminement qui pourrait être imaginée pour les grands clients industriels. Ils se sont limités à analyser les conséquences, notamment pour les autres utilisateurs du réseau, d'une telle disposition.

Pour la présente analyse, un nouveau panel de sites considérés comme électro-intensifs a été déterminé à partir des puissances souscrites réelles des consommateurs³¹. Il est constitué des utilisateurs dont la durée d'utilisation des réseaux³² est supérieure à 6 000 heures, en cohérence avec l'hypothèse normative utilisée par l'UNIDEN dans ses contributions aux consultations publiques de la CRE sur la structure du TURPE (consultations publiques du 6 mars 2012 et du 6 novembre 2012).

Ces industriels sont au nombre de 2 sur le domaine de tension HTB3, 16 sur le domaine de tension HTB2 et 89 sur le domaine de tension HTB1 (soit respectivement 6 %, 4 % et 3 % du nombre total d'utilisateurs raccordés aux domaines de tension HTB3, HTB2 et HTB1).

La part du TURPE dans la facture totale d'électricité de ces industriels est comprise entre 6 % et 17 %, selon le domaine de tension auquel ils sont raccordés.

³⁰ Les produits à termes cotés sur les places de marché européennes ne vont pas au-delà de 3 ans, et la signature de contrats portant sur des horizons pluriannuels entre les fournisseurs d'électricité et les grands consommateurs industriels, très répandue avant la libéralisation des marchés en 2000, est aujourd'hui extrêmement rare. Elle est par ailleurs strictement surveillée par la commission européenne qui estime qu'ils peuvent constituer un frein au développement de la concurrence.

³¹ Données ne portant pas sur la même année que celles constituant le panel RPT de la première partie, rendant impossible l'utilisation des puissances souscrites réelles dans la première partie.

³² Rapport entre la consommation et la puissance souscrite

Tableau 17 : Part transport par niveau de tension (en €/MWh)

Domaine de tension	Part moyenne du TURPE dans la facture totale d'électricité (rapport TURPE 3 2012 sur TRV Vert A5 2012)*	Coût unitaire moyen d'utilisation du réseau (TURPE 3 2012)	Evolution du coût unitaire moyen d'utilisation du réseau entre TURPE 3 2012 et TURPE 4 2013
HTB3	6 %	2,80	+ 0,17
HTB2	9 %	4,72	- 0,18
HTB1	17 %	8,64	+ 0,40

* Cette analyse pourrait être affinée dans la mesure où les tarifs réglementés Vert à 5 classes temporelles qui ont été utilisés pour simuler la facture totale d'électricité des industriels, ne sont pas nécessairement ceux choisis par ces utilisateurs qui en tant que grand consommateur d'électricité ont souvent intérêt à acheter l'électricité au prix de marché.

Les évolutions de coût unitaire entre TURPE 3 2012 et TURPE 4 2013 conjuguent les effets :

- de la nouvelle répartition des charges entre les différents domaines de tension³³ ;
- de la linéarisation des tarifs HTB 2 et HTB 1 ;
- de la hausse du niveau tarifaire accordé à RTE.

Le premier point explique que les industriels raccordés en HTB2 voient leurs factures baisser avec l'entrée en vigueur de TURPE 4.

Le second point est par nature défavorable aux utilisateurs dont le comportement de consommation s'éloigne de la moyenne (par exemple du fait d'une durée d'utilisation très longue). À noter que la linéarisation des tarifs est rendue nécessaire par l'introduction de tarifs à différenciation temporelle, qui seraient tout à fait illisibles s'ils étaient concaves.

Enfin, la hausse de facture des utilisateurs électro-intensifs raccordés en HTB3 peut s'expliquer par le profil de consommation de ces utilisateurs : ils sont relativement plus présents lors des pointes que l'utilisateur moyen du domaine de tension HTB3.

L'exemption totale des coûts de transport

³³ La hausse du coût unitaire d'utilisation des réseaux pour les utilisateurs raccordés en HTB 1 s'explique par le fait que ces utilisateurs sont en moyenne plus présents à la pointe de consommation que l'utilisateur moyen du domaine de tension HTB 2.

d'électricité pour ces utilisateurs impliquerait, toutes choses égales par ailleurs, un manque à gagner de 155 M€ pour RTE se traduisant par une hausse des coûts de transport de 3,9 % pour les autres utilisateurs du réseau.

Si, à l'instar de ce qui est proposé en Allemagne, seuls les utilisateurs dont la durée d'utilisation est supérieure à 7 000 heures étaient totalement exonérés du coût de transport d'électricité, cela représenterait, toutes choses égales par ailleurs, un manque à gagner de 62 M€ pour RTE impliquant une hausse de 1,1 % des coûts de transport pour les autres utilisateurs.

4.3 Valorisation de l'interruptibilité

L'interruptibilité consiste à réduire de manière instantanée et sans préavis la puissance de soutirage d'un utilisateur raccordé au réseau électrique. Ce type de services permet de pallier des situations graves et fortuites du système électrique résultant d'un déséquilibre entre la production et la consommation ou d'une contrainte de réseau.

4.3.1 France

La mise en œuvre d'un dispositif de valorisation de ce service a été inscrite dans la loi NOME et a fait l'objet d'un premier arrêté le 10 décembre 2012. L'année 2013 permettra de retenir les soumissionnaires, compléter la phase d'agrément des sites concernés et

finaliser les contrats annuels pour un démarrage du dispositif prévu au 1^{er} janvier 2014.

Le dispositif est tout particulièrement adapté à l'industrie électro-intensive. L'arrêté prévoit des contractualisations annuelles entre RTE et des sites de consommation raccordés au RPT uniquement, dans la limite de 400 MW : tous les sites électro-intensifs ne participeront donc pas au dispositif. Les conditions techniques de participation au dispositif sont les suivantes :

- La capacité interruptible est supérieure à 60 MW et peut inclure, au sein du périmètre interruptible, des sites agréés supérieurs à 40 MW ;
- L'activation de tout ou partie des sites agréés peut être réalisée à tout moment dans l'année, dans la limite de 10 sollicitations ;
- Le délai d'activation doit être inférieur à 5 secondes et celle-ci dure de 15 à 60 minutes.

Les candidats sont retenus à l'issue d'un appel d'offres fondé sur le prix. Le dispositif assure une prime fixe annuelle sur l'ensemble des jours de mise à disposition, qui doit être supérieure à 11 mois. Cette rémunération, fixe sur l'année du contrat, ne peut excéder 82 €/MW/jour, soit 30 000 €/MW/an. L'activation de la capacité interruptible ne fait pas l'objet d'une prime variable, et les cas de défaillance seront encadrés par un système de pénalités dissuasif.

La rétribution financière que peut espérer obtenir un candidat dépend de plusieurs paramètres, notamment la capacité interruptible, le taux de disponibilité et le prix de l'offre retenue. 400 MW interruptibles et disponibles sur l'ensemble de l'année rémunérés au plafond de prix représentent une enveloppe totale de l'ordre de 12 M€.

C'est donc cette enveloppe maximale qui pourrait venir rémunérer les industriels, avec un minimum de 1,8 M€ par industriel, en application du plancher de 60 MW par offre. Par ailleurs, ces contraintes portant sur la puissance éligible au dispositif imposent de

facto une limitation à 6 du nombre d'industriels susceptibles de participer au mécanisme.

L'intégralité des coûts liés au dispositif a vocation à être répercutée sur les utilisateurs des réseaux publics d'électricité par l'intermédiaire du TURPE.

4.3.2 Allemagne

Le dispositif allemand consiste en des appels d'offres mensuels pour deux enveloppes totales de 1 500 MW. La première enveloppe vise des charges raccordées à un niveau de tension élevé (110 kV minimum) qui peuvent être activées très rapidement³⁴. Une seconde enveloppe vise les charges interruptibles rapidement³⁵.

Les conditions d'éligibilité sont un minimum de 50 MW de charge interruptible par site ou groupe de sites (5 sites raccordés au même réseau maximum pas contrat) avec un maximum de 200 MW. Les sites doivent s'engager à respecter des conditions de disponibilité³⁶.

La rémunération se décompose en une prime de 2500 €/MW_{interruptible}/mois à laquelle s'ajoute une prime d'appel, dont le montant est défini par contrat avec le GRT, et comprise entre 100 et 400 €/MWh_{effacé}. La prime fixe correspond au montant plafond du dispositif français.

L'enveloppe est ainsi plus importante qu'en France, et répartie sur un nombre de consommateurs plus important, étant données les contraintes plus flexibles du dispositif

³⁴ Délai d'activation inférieur à 1 seconde et pilotage par le GRT ou dès que la fréquence baisse en dessous d'un certain seuil.

³⁵ Délai d'activation inférieur à 15 minutes et pilotage par le GRT.

³⁶ Une condition de disponibilité parmi les suivantes doit être remplie :

- être interruptible au moins par tranche de 15 minutes, au moins 1 heure par jour au total, au moins 4 jours par semaine (avec un temps de repos de 12 heures après 1 heure d'appel cumulé sur une journée) ;
 - être interruptible au moins 4 heures tous les 7 jours (avec un temps de repos de 48 heures entre deux appels) ;
 - être interruptible au moins 8 heures tous les 14 jours (avec un temps de repos de 7 jours entre deux appels).
- De plus, elle doit être supérieure à 16 heures par mois, hors indisponibilité programmée.

(possibilité de durée d'activation moins contraignante, choix de la disponibilité « à la carte », etc.) Sur la seule part fixe, cette enveloppe s'élève à 90 M€.

4.3.3 Conclusion concernant les mécanismes d'interruptibilité

Les mécanismes étudiés respectivement en France et en Allemagne visant à valoriser la réduction instantanée ou rapide de la puissance de soutirage d'un consommateur, relèvent de conceptions très différentes, avec des impacts sur le nombre et les profils des industriels concernés.

Valorisation d'une interruption instantanée

Le mécanisme d'interruptibilité français permet de cibler les industriels qui ont la capacité d'interrompre leur consommation très rapidement dans la limite de 400 MW. *A contrario*, le mécanisme allemand est plus flexible et permet à un plus grand nombre de profils industriels de participer, dans la limite de 1 500 MW.

Dans les deux cas, bien qu'il soit possible de déterminer un plafond pour l'enveloppe globale, il est plus compliqué de déterminer l'impact pour un industriel donné. L'enveloppe globale du dispositif français représente un montant de 12 M€, contre 45 M€ pour le dispositif allemand.

Dans une approche en moyenne sur le panel UNIDEN, c'est-à-dire en répartissant l'enveloppe sur l'intégralité de la consommation des sites, l'impact serait légèrement inférieur à 1 €/MWh_{consommé} pour le dispositif français. Toutefois, ce chiffre cache de fortes disparités dans la mesure où très peu de sites sont concernés par le dispositif.

Pour un site dont la consommation serait un ruban d'électricité entièrement interruptible, avec une valorisation au prix plafond, le gain serait de 3,4 €/MWh_{consommé}.

Dans le dispositif allemand, l'équi-répartition de l'enveloppe allemande globale sur la seule consommation du panel UNIDEN aboutirait à

un gain moyen de 3 €/MWh, mais serait, comme précédemment, peu représentative de la réalité, cachant des disparités importantes entre les différents consommateurs. Dans le cas d'un industriel consommant un ruban, le calcul permet de déterminer une part fixe égale au montant français de 3,4 €/MWh à laquelle s'ajoute une part variable qui, pour ce client, s'élève à 0,5 €/MWh pour un effacement pendant 10 heures sur l'année³⁷.

Valorisation d'une réduction rapide de consommation

Le second volet du dispositif allemand autorise un délai d'activation inférieur à 15 minutes. Ce dispositif n'a donc pas vocation à être comparé au dispositif d'interruptibilité français, mais à un mécanisme valorisant une contribution à la sécurité d'alimentation équivalente. Dans ce cadre, l'appel d'offres effacement prévu par la loi NOME jusqu'à mise en œuvre de l'obligation de capacité constitue un outil de comparaison pertinent³⁸.

Dans le cadre des modalités actuellement en vigueur, cet appel d'offres est susceptible de valoriser l'offre d'un industriel jusqu'à 35 000 €/MW, dans la limite d'une enveloppe globale de 14 M€. Pour une consommation en ruban sur l'année, la rétribution attendue³⁹ peut donc atteindre 4 €/MWh consommé, à laquelle peut s'ajouter un gain variable lié à l'activation de l'ordre de 0,2 €/MWh pour un effacement pendant 10 heures sur l'année⁴⁰.

Synthèse

Les dispositifs français et allemands permettant de valoriser la réduction instantanée ou rapide de la puissance de soutirage de consommateurs industriels procurent, pour une puissance interruptible et une consommation annuelle données, des

³⁷ Chiffre choisi pour coïncider avec la durée maximale d'appel en France. La valorisation est effectuée au prix plafond de 400 €/MWh.

³⁸ Les services de la CRE n'ont pas connaissance, à ce jour, d'un mécanisme équivalent en Allemagne.

³⁹ Cette rétribution peut être captée par un agrégateur d'effacement, et on ne traite pas ici la question de la répartition du gain entre l'opérateur et le consommateur sous contrat.

⁴⁰ Base : prix d'offre de 150 €/MWh pour un opérateur d'effacement industriel sur le mécanisme d'ajustement.

rémunérations assez proches. Toutefois, le dispositif allemand autorise plus de flexibilité, notamment grâce à la possible participation d'un nombre d'industriels plus important ainsi que grâce aux conditions de disponibilité moins contraignantes.

Il permet aux industriels, de par ses plafonds plus élevés, de contractualiser une puissance interruptible plus élevée, augmentant d'autant l'enveloppe qui est reversée à ceux qui peuvent interrompre leur consommation dans des proportions importantes.

Tableau 18 : Dispositifs d'interruption instantanée et rapide en France et en Allemagne

	Interruption instantanée (secondes)		Effacements industriels (minutes)	
	France	Allemagne	France	Allemagne
Enveloppe globale	12 M€	45 M€	14 M€	45 M€
Volume plafond	400 MW	1500 MW	400 MW	1500 MW
Prime fixe annuelle	30 000 €/MW	30 000 €/MW	35 000 €/MW	30 000 €/MW
Rétribution par MWh consommé (base panel UNIDEN)	< 1 €	< 3 €	< 1 €	< 3 €
Rétribution par MWh consommé (base participants)	3,4 €	3,4 (+0,5) €	4 (+0,2) €	3,4 (+0,5) €

Les membres de l'UNIDEN ont précisé aux services de la CRE que ce type de mécanismes existait aussi dans d'autres pays de l'union européenne, notamment en Espagne et en Italie. Il pourrait être intéressant, dans le cadre d'une étude plus approfondie, de compléter l'analyse des modalités et du fonctionnement de ces dispositifs.

En complément, les services de la CRE soulignent que l'activation de réserves rapide est un autre mode de rémunération possible de la flexibilité d'un consommateur. Enfin, à un horizon plus lointain, le dispositif d'obligation de capacité devrait permettre aux industriels de valoriser leurs capacités d'effacement.

4.4 Compensation des coûts indirects du CO₂

Dans le cadre du système d'échange de quotas d'émission (SEQE), établi par la Directive 2003/87/CE du 13 octobre 2003 modifiant la Directive 96/61/CE du 24 septembre 1996, un marché du carbone au

niveau européen a été mis en place depuis 2005. Les prix des quotas d'émission sont ainsi déterminés à travers les bourses d'échange et autres places de marché, où se rencontrent l'offre et la demande de quotas des acteurs de marché.

Depuis le début de la Phase II, une nette réduction du prix spot du quota du CO₂ a été observée, celui-ci passant de 29 €/tCO₂ en juillet 2008 à 6 €/tCO₂ en décembre 2012. En janvier 2013, le prix spot est passé sous la barre des 5 €/tCO₂. Dans le cadre de la Phase III du SEQE (2013-2020), 50 % des quotas distribués seront mis en vente aux enchères, dont 100 % de quotas pour le secteur électrique des États membres (sauf exemption). Le prix des enchères de quotas est fortement déterminé par le prix du CO₂ sur le marché avant et pendant la vente aux enchères. Ainsi, les quotas achetés pour les besoins de conformité de la Phase III sont déterminés par les prix des ventes primaires (enchères) et secondaires (revente) de quotas sur le marché SEQE. Ceux-ci sont répercutés sur les coûts de l'électricité pour les électro-

intensifs et sont appelés coûts des émissions indirectes⁴¹.

Les services de la CRE se sont livrés à une estimation de l'impact financier d'une exonération de ces coûts pour les consommateurs industriels électro-intensifs.

La première étape de l'estimation consiste à calculer le volume de CO₂ émis pour fournir 1 MWh d'électricité à un industriel électro-intensif. L'hypothèse structurante du raisonnement est que l'approvisionnement d'un industriel se décompose en une part fournie à l'ARENH et une part fournie au marché.

La part fournie à l'ARENH reflète les conditions techniques et économiques de la production nucléaire historique ; le coût des émissions indirectes qui lui est associé peut donc être considéré comme nul. D'après les calculs des services de la CRE, la part d'ARENH dans la consommation des sites étudiés s'élève en moyenne à 92 % pour le panel UNIDEN et 96 % pour le panel RPT.

Pour la part fournie au marché, une hypothèse normative consistant à utiliser le facteur d'émission maximal retenu dans les lignes directrices de la Commission européenne concernant certaines aides d'Etat dans le contexte SEQE⁴² peut être retenue. Ce facteur vaut 0,76 t_{CO2}/MWh⁴³ pour la zone « Europe du centre-ouest » incluant la France.

Ainsi, pour un prix du CO₂ variant entre 5 et

10 €/t_{CO2}⁴⁴, le coût indirect des émissions de CO₂ est compris entre 0,30 €/MWh et 0,61 €/MWh pour les clients du panel UNIDEN⁴⁵ et entre 0,15 €/MWh et 0,30 €/MWh pour les clients du panel RPT.

Bien que les calculs soient effectués en moyenne, ces résultats donnent un ordre de grandeur des coûts des émissions indirectes de CO₂ supportés par les industriels. Ces chiffres majorent l'impact sur la facture des consommateurs de l'exonération des coûts indirects d'émissions de CO₂. Ces coûts restent relativement faibles pour les consommateurs industriels électro-intensifs français, eu égard à leur mode d'approvisionnement.

En Allemagne, le même calcul peut être effectué en considérant que l'approvisionnement en électricité se fait intégralement sur le marché de gros. Le coût indirect des émissions de CO₂ est alors compris dans une fourchette de 3,8 €/MWh à 7,6 €/MWh, avec une exonération correspondante potentiellement significative⁴⁶.

Si un industriel français s'approvisionnait uniquement sur le marché de l'électricité, il pourrait toutefois prétendre à une exonération égale à celle d'un industriel allemand. La différence de l'éventuelle exonération pour 1 MWh d'électricité selon qu'il est acheté en totalité sur le marché de gros de l'électricité, comme dans le cas allemand, ou qu'il contient une part d'ARENH, comme évoqué plus haut, montre, non seulement, que le calcul de l'exonération ne peut se faire qu'à la maille du client en fonction de ses conditions d'approvisionnement, mais soulève surtout la question d'un arbitrage des industriels entre le prix de marché sur la base duquel s'appliquerait les exonérations, le prix de l'ARENH, qui au regard de sa nature, semble inéligible au dispositif de compensation, et le

⁴¹ Ce ne sont pas des émissions directes de CO₂ par les industriels, mais seulement les émissions causées par la production de l'électricité qu'ils consomment.

⁴² Document disponible sur le site de la Commission européenne :

<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:C:2012:158:0004:0022:fr:PDF>

⁴³ Ce chiffre constitue la valeur maximale utilisable pour le calcul du montant d'aide pour un membre de la zone « Europe du centre-ouest ». La Commission européenne précise dans l'annexe IV des lignes directrices que ce chiffre « a été déterminé à partir des facteurs d'émission de CO₂ pour l'électricité fournie par les installations de combustion de la zone géographique. Il reflète l'importance des centrales à combustibles fossiles pour le prix final sur le marché de gros ainsi que leur rôle en tant que centrales marginales dans l'ordre du mérite ».

⁴⁴ La fourchette de prix est prise volontairement large pour anticiper des variations des prix de CO₂ à plus long terme.

⁴⁵ Dans son étude, les services de la CRE ont considéré l'énergie Exeltium comme décarbonnée.

⁴⁶ Cette exonération ne pouvant dépasser 85 % des coûts indirects jusqu'en 2015, puis 75 % entre 2016 et 2018, enfin 70 % en 2019 et 2020 d'après la directive de la Commission européenne.

prix du contrat Exeltium, dont l'éligibilité à la compensation mériterait des investigations complémentaires.

Les consommateurs seraient ainsi naturellement incités à comparer le prix de l'ARENH au prix de marché déduction faite de la compensation du CO₂. Une compensation de l'ordre 3 à 4 €/MWh associée à des prix de marché du niveau de ceux d'aujourd'hui⁴⁷ conduirait les industriels à choisir un approvisionnement sur le marché plutôt que de bénéficier d'ARENH. L'hypothèse normative d'un approvisionnement sur la base de l'ARENH et du marché, utilisée dans la présente étude, serait alors remise en question pour les industriels concernés par l'exonération.

4.5 Autoproduction et autres particularités

Dans cette étude, il n'a pas été tenu compte des moyens de production électrique présents sur certains des sites des industriels électro-intensifs. Ces moyens peuvent être de diverses natures (hydraulique, cogénération, fioul, etc.) et peuvent présenter de multiples atouts (îlotage pour les sites SEVESO, économie des coûts de transport, économie de CSPE, possibilité de mutualiser la production de chaleur et l'électricité, effacements et interruptibilité, etc.)

Le cas des cogénérations est particulier, ces installations bénéficiant, depuis leur construction, d'un contrat d'obligation d'achat pour l'électricité produite. Ces contrats ont pour la plupart pris fin, et seules les petites installations ont pu, sous réserve d'investissements de rénovation, bénéficier d'un nouveau contrat d'achat. L'expiration de ces contrats d'obligation d'achat, et le niveau actuel des prix de marché, modifient, selon les exploitants de ces installations, leur rentabilité.

Les industriels ont alerté les services de la CRE quant aux conséquences d'une éventuelle disparition de ces installations de cogénération, tant pour leur rôle dans le système électrique global que pour les économies qu'elles génèrent pour les industriels consommateurs de chaleur.

Dans le cadre de son futur rapport sur le fonctionnement des marchés de détail, la CRE s'attachera à mettre en évidence la réalité de la situation économique de ces installations de cogénération de plus de 12 MW, sur le fondement des données qu'elle sera à même de recueillir de la part des acteurs concernés.

⁴⁷ Cf. la partie 2.1.1